

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



Карымова Яна Олеговна

**РОЛЬ МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО ФАКТОРА В ФОРМИРОВАНИИ
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ
КРЕМНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕБЕРЁЗОВСКОЙ ПОДСВИТЫ
СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук,
Дорошенко Александр Александрович

Тюмень – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ	4
Актуальность темы исследования и степень ее разработанности	4
Объект исследования:	5
Цели и задачи:	5
Научная новизна	5
Теоретическая и практическая значимость работы	5
Методология и методы исследований	6
Положения, выносимые на защиту	6
Степень достоверности и апробация результатов	7
1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА	9
1.1 Изученность глинистых опок	9
1.2 Обоснование газоносности сенонских отложений севера Западной Сибири	12
1.2.1 Результаты испытаний скважин	12
1.2.2 Сейсмогеологическая характеристика	16
1.3 Стратиграфическое положение газоносной толщи сенона	20
1.4 Литологические особенности пород нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения	22
1.5 Геолого-геофизическая характеристика сенонских отложений севера Западной Сибири	33
Выводы к разделу 1	37
2 ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЧИВОСТИ МИНЕРАЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОНОСНЫХ ОПОК МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	38
2.1 Минеральный состав сенонских пород-коллекторов	38
2.2 Трещиноватость сенонских пород-коллекторов	49
2.3 Геохимическая характеристика сенонских пород-коллекторов	55
2.4 Литолого-минералогическая неоднородность нижнеберезовской толщи пород	64
2.4.1 Макронеоднородность	64
2.4.2 Микронеоднородность по данным рентгеновской микротомографии	67
Выводы к разделу 2	73
3 ОБОСНОВАНИЕ МОДЕЛИ СТРУКТУРЫ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ГАЗОНОСНЫХ ГЛИНИСТЫХ ОПОК МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	75
3.1 Оценки пористости и проницаемости глинистых опок по стандартным методам определения ФЕС	75
3.2 Данные оптической микроскопии	78
3.3 Данные рентгеновской томографии	79
3.4 Данные растровой электронной микроскопии по технологии ФИП/РЭМ	81

3.5	Особенности капиллярметрии при изучении структуры пор нанометровой размерности.....	87
3.6	Данные ртутной порометрии.....	91
3.7	Данные адсорбционно-структурного анализа	95
3.7.1	Методика исследования адсорбционно-структурных показателей	95
3.7.2	Результаты исследования адсорбционно-структурных показателей глинистых опок нижеберёзовской подсвиты	96
3.8	Оценка трещинной ёмкости пустотного пространства глинистых опок	101
3.9	Модель пустотного пространства газонасыщенных опок сенона Медвежьего месторождения.....	106
3.10	Определение проницаемости матрицы породы.....	114
3.11	Идентификация пластов НБ ₀ , НБ ₁ , НБ ₂ по данным ГИС.....	119
	Выводы к разделу 3	121
4	ОЦЕНКА ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ СЕНОНСКОГО ГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА	123
4.1	Оценка природной водонасыщенности (К _в), коэффициента газонасыщенности (К _г) и эффективной газонасыщенной пористости (К _{пэф}) по изолированным образцам керна	123
4.2	Взаимосвязь газонасыщенности глинистых опок с их минеральным составом	131
4.3	Критерии выделения улучшенных коллекторов	133
4.4	Рациональный комплекс методов лабораторных изучения глинистых опок в связи с их газоносностью.....	136
	Выводы к разделу 4	140
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	141
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	144

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности

Газонасыщенность сенонских отложений Западной Сибири установлена ещё в семидесятые годы XX столетия и доказана испытаниями скважин в интервале берёзовской свиты на нескольких месторождениях. Однако промышленная значимость этих отложений не оценена до сих пор. Дело в том, что коллекторы здесь представлены опоками, в различной степени глинистыми, и относятся к числу нетрадиционных. А именно, они характеризуются высокой пористостью (коэффициент пористости достигает 40 %), но низкой проницаемостью (коэффициент проницаемости, обычно, менее $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Такая низкая проницаемость предопределяет и низкие дебиты скважин.

Интерес к сенонскому коллектору в настоящее время возродился в связи с тем, что ряд крупнейших газовых месторождений Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, и одним из возможных способов «продления их жизни» является наращивание ресурсной базы за счёт трудноизвлекаемых запасов на обустроенных площадях с развитой инфраструктурой. Кроме того, существуют технологии (горизонтальные скважины, многостадийный гидроразрыв пласта, многозабойные скважины), способные довести добычу газа из низкопроницаемых коллекторов до рентабельного уровня.

Технологии появились, а геология оказалась не готова к обеспечению проектирования разработки сенонских отложений необходимой информацией. Дело в том, что все предыдущие исследования были связаны либо с решением вопросов генезиса и стратиграфии этих кремнистых пород (С.Е. Агалаков, Е.П. Бочков, Ю.В. Брадучан, П.П. Генералов, З.И. Глезер, У.Г. Дистанов, Ю.П. Казанский, В.П. Казаринов, А.И. Кудаманов, Н.Х. Кулахметов, В.И. Муравьёв, И.И. Нестеров, А.И. Сидоренков, П.В. Смирнов, Н.М. Страхов, Н.И. Стрельникова, И.Н. Ушатинский, С.И. Шуменко и др.), либо с оценкой перспектив нефтегазоносности и ресурсов крупных территорий (С.Е. Агалаков, О.В. Бакуев, С.А. Варягов, В.А. Стариков, А.А. Нежданов, В.В. Масленников, С.В. Стригоцкий, В.В. Огибенин, А.С. Пережогин, Ю.И. Пятницкий и др.), а вопросы определения таких важнейших для подсчёта запасов углеводородов параметров залежей, как эффективные толщины и коэффициент газонасыщенности этих нетрадиционных пород-коллекторов оказались не разработанными.

Такое положение дел связано с тем, что до 2013 года из сенонских отложений Западной Сибири керн отбирался фрагментарно и на нем не проводилось комплексных исследований, необходимых для обоснования подсчётных параметров. Только с 2013 года усилиями ПАО «Газпром» началось бурение специальных скважин, в которых осуществлён отбор керна из сенонских отложений, в частности, из отложений газонасыщенной нижеберёзовской подсвиты

Медвежьего месторождения. При этом использовались технологии, обеспечившие 100 % вынос породы из всех интервалов отбора керн. Обобщение результатов исследований этого керн легло в основу настоящей диссертационной работы, что и определяет её актуальность.

Объект исследования:

Газонасыщенные глинистые опоки нижнеберёзовской подсвиты Медвежьего месторождения.

Цели и задачи:

Цель - изучение структуры пустотного пространства газонасыщенных глинистых опок и разработка рекомендаций по выявлению интервалов разреза сенонских отложений с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами для оценки запасов газа в этих нетрадиционных коллекторах.

Для достижения этой цели необходимо решить следующие задачи:

1. Изучить минеральный состав пород нижнеберёзовской подсвиты и выявить закономерности изменчивости его по разрезу изучаемой толщи.
2. Комплексно изучить пустотное пространство глинистых газонасыщенных опок с использованием как традиционных методов, так и методов, позволяющих анализировать структуру пустотного пространства в нанометровом диапазоне.
3. Изучить микротрещиноватость и оценить вклад открытых микротрещин в общий объём пустотного пространства кремнистых пород нижнеберёзовской подсвиты.
4. Выявить изменчивость структуры порового пространства в зависимости от минерального состава изучаемых нетрадиционных коллекторов.
5. Построить модель структуры порового пространства для оценки потенциальной газонасыщенности отдельных интервалов разреза.

Научная новизна

1. Впервые выявлены закономерности изменения литолого-минералогического состава газонасыщенных глинистых опок нижнеберёзовской подсвиты Медвежьего месторождения по разрезу и по латерали.
2. Впервые разработана литолого-емкостная модель пустотного пространства глинистых опок, учитывающая количественную оценку доли пор капиллярного и субкапиллярного размеров в общем пустотном пространстве для различных по литологии пластов.
3. Впервые установлена взаимосвязь фазового состояния кремнезёма в глинистых опоках сенона с их газонасыщенностью.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Результаты работы легли в основу построения интерпретационных моделей данных ГИС для определения подсчетных параметров при оценке запасов газа в сенонской залежи

Медвежьего месторождения. А именно, интерпретационные модели данных ГИС строились с учётом расчленения нижнеберёзовской подсвиты на пласты НБ₀, НБ₁ и НБ₂, выделение которых обосновано в настоящей работе на основе закономерностей, выявленных автором на керновом материале.

2. Разработанный в работе рациональный комплекс лабораторных исследований керна для глинистых опок Медвежьего месторождения использован в проектах разведки сенонских отложений на Ямбургском, Вынгапуровском и Комсомольском месторождениях, а также на Восточно-Падинском лицензионном участке.

Методология и методы исследований

В ходе работы над диссертацией автором был проанализирован обширный комплекс результатов исследований кернового материала из сенонских отложений по оценке следующих характеристик пород (в скобках количество образцов): коэффициент проницаемости методом измерения по гелию (974), минеральная плотность (899), коэффициент пористости керосинонасыщением по методу Преображенского (617), минеральный состав методом РСА (557), химический состав методом РФА (557), растворимость породы в водных растворах в присутствии щелочей весовым методом (497), коэффициент природной водонасыщенности по образцам изолированного керна (452), результаты описания шлифов методами оптической микроскопии (155), результаты описания минерального состава и структуры пустотного пространства на нано уровне методом растровой электронной микроскопии (70), оценка карбонатности породы на карбонатометре «КМ-04» (60), изучение структуры порового пространства методом адсорбционно-структурного анализа (60), изучение микротрещиноватости пород на кубических образцах размером 5 на 5 см (40), микротомография с разрешением 1 мкм (60), ртутная порометрия (20).

При решении вопросов расчленения разреза и выделения подсчётных объектов для оценки запасов газа в сенонской залежи использовались данные ГИС и материалы сейсморазведочных работ МОГТ 2D и 3D.

Положения, выносимые на защиту

1. Структура порового пространства глинистых опок определяется, в первую очередь, фазовым состоянием кремнезёма в пластах. Повышение доли опал-кристобалит-тридимитовой фазы (ОКТ-фазы) кремнезёма приводит к тому, что в породе преобладают поры размером менее 50 нм. Перекристаллизация кремнистого вещества до уровня кварца приводит к образованию пустот капиллярного размера. На основании этих закономерностей в разрезе нижнеберёзовской подсвиты выделяются три пласта: НБ₂, НБ₁ и НБ₀. Пустотное пространство коллектора в пласте НБ₂ до 50 % представлено порами капиллярного размера. Пустотное пространство пласта НБ₁ представлено, в основном (на 75 %) порами субкапиллярного размера (мезо- и микропорами).

Поры пласта НБ₀ также, как и поры пласта НБ₂, представлены в значительной доле порами капиллярного размера.

2. Степень газонасыщенности коллекторов нижеберёзовской подсвиты закономерно изменяется по разрезу в соответствии с изменениями фазового состояния кремнезема в породе, что определяет закономерную связь последнего со структурой порового пространства. А именно, увеличение доли мезопор в пустотном пространстве приводит к уменьшению коэффициента газонасыщенности. Из этого вытекают следующие критерии выявления в разрезе нижеберёзовской подсвиты интервалов коллекторов по степени газонасыщенности:

- пласт с повышенной долей кварца и пониженной долей ОКТ-фазы кремнезёма характеризуется повышенной газонасыщенностью (пласт НБ₂);
- пласты с повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезёма или с повышенной глинизацией (пласт НБ₁ и НБ₀, соответственно) характеризуются пониженной газонасыщенностью.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность сформулированных в диссертационной работе основных положений предопределяется большим объёмом экспериментальных данных, полученных в специализированных лабораториях, имеющих большой опыт исследований горных пород по разным направлениям.

При обосновании полученных результатов, выводов и рекомендаций в работе используются как методы классической геологии («Литология», «Палеогеография», «Седиментология», «Геохимия»), так и новые, еще не ставшие традиционными («Цифровой керн», «Математическая статистика»).

Результаты проведенных исследований и основные положения диссертации были представлены на 14 научно-практических конференциях: XIX Научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности Сибири» (г. Тюмень, 2016), VII Тюменский инновационный нефтегазовый форум «НЕФТЬГАЗТЭК-2016, 2017» (г. Тюмень, 2016, 2017), VII открытая научно-техническая конференция молодых специалистов и молодых работников «Знания. Опыт. Инновации» (г. Астрахань, 2017), XI, XII Научно-практическая конференция молодых специалистов «Салмановские чтения» (г. Тюмень, 2017, 2018), XII Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (г. Москва, 2017), VI Международная научно-практическая конференция и выставка «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (г. Москва, 2017), Международный научно-технический семинар «Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче» (г. Тюмень, 2017), 72-я Международная молодежная научная конференция

«Нефть и газ – 2018» (г. Москва, 2018), Международная геолого-геофизическая конференция «ГеоЕвразия 2018. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии» (г. Москва, 2018), Семинар «Геологическое строение и подходы к разработке изменчивых терригенных коллекторов» (г. Тюмень, 2018), День науки в ООО «Газпром геологоразведка» (г. Тюмень, 2018), 23-е, 24-е Координационное геологическое совещание (г. Анапа, 2018, 2019), I, II научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Геологоразведка. Проблемы и пути их решения» (г. Тюмень, 2018, 2019).

По теме диссертации опубликовано 14 научных работ по теме диссертации, из них четыре в журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

Структура и объем работы: Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения и списка литературы. Содержание работы изложено на 153 страницах, включая 93 рисунка, 19 таблиц. Список литературы насчитывает 121 наименование.

Благодарности: Работа выполнена под руководством доктора геолого-минералогических наук Александра Александровича Дорошенко, которому автор благодарен за научные консультации и постоянное внимание к работе.

Автор выражает благодарность коллективу отдела подсчета запасов и руководству Инженерно-технического центра ООО «Газпром геологоразведка» в лице В.В. Огибенина, А.А. Нежданова, А.В. Ершова, Алексея А. Дорошенко за поддержку в выполнении работы, а также отделу анализа и интерпретации данных геофизических исследований скважин в лице П.Н. Кокарева и Д.Б. Родивилова, обсуждение работы с которыми улучшили её результаты.

1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

1.1 Изученность глинистых опок

Коллекторы, связанные с глинистыми породами сенона, не являются уникальным явлением для осадочных отложений Западной Сибири. Свыше шестидесяти лет известны месторождения нефти (Большой Салым и др.) в кремнистых, битуминозных глинистых отложениях баженовской свиты. Вопросами оценки фильтрационно-емкостных свойств баженовских пород-коллекторов занимались все ведущие геологические институты страны [21, 27, 48, 68, 71, 98] и др., однако до настоящего времени нет единой точки зрения на природу емкостного пространства в этих коллекторах.

На о. Сахалин в отложениях, представленных кремнистыми отложениями открыты два месторождения: Окружное, залегающее в отложениях пиленгской свиты даехуринского горизонта верхне-олигоценового времени, и Восточный Кайган – в отложениях пильской свиты, накопление которой происходило в миоценовое время [18, 103]. Матрица пород этих отложений практически непроницаемая, открытая пористость ее может достигать довольно значительных величин, что обусловлено своеобразной глобулярно-пластинчатой микроструктурой пелитовой составляющей. Исследования под электронным микроскопом показали, что свободный кремнезем выделяется в виде глобулей диаметром от 0,8 до 4,0 мкм, беспорядочно рассеянных в породе или образующих крупные почковидные агрегаты – глобулиты. Поры между ними имеют треугольную и четырехугольную форму, размеры их редко достигают 4,0 мкм. Объем порового пространства определяется числом глобулей и плотностью их упаковки. Наиболее крупные поры отмечаются в опоконидных силицитах (около 30 % пор диаметром от 1 до 4 мкм, остальные меньше 1 мкм); в кремнистых аргиллитах и халцедонолитах их сечение не превышает 1 мкм [103].

Зарубежные аналоги коллекторов, представленных кремнистыми глинистыми сланцами (которые осваивались с применением множественных гидроразрывов пласта (МГРП) на горизонтальных стволах (ГС)), приурочены к следующим месторождениям:

Бассейн Монтеррей (США), диатомовые отложения пласта Белридж миоценового возраста. Бассейн является одним из самых богатых нефтеносных месторождений в штате Калифорния, как на суше, так и на шельфе. Формирование трещиноватости в этих породах привело к появлению структурных ловушек, встречающихся сегодня. Происхождение этих необычных коллекторов является результатом своеобразных обстановок осадкообразования, ранней миграции углеводородов (до наступления конечного состояния диагенеза кремнезема) и сохранения пористости, когда опал-СТ метаморфизуется в кварц [113, 120].

Бассейн Бармер (Индия), диатомовые отложения палеоценового возраста пласта Бармер Хилл, штат Раджастан. Отличительными особенностями коллектора является развитая естественная трещиноватость, наблюдаемая в виде взаимопересекающихся систем трещиноватости с основными, более крупными трещинами, распространяющимися вдоль разлома Сан-Андреас, а также горизонтальными трещинами в подошве пласта. Системы естественной трещиноватости и более крупные трещины не являются препятствиями для прохождения трещин ГРП, что отмечается по микросейсмическому картированию [111].

В Западной Сибири кремнистые отложения газонасыщены в интервале нижнеберезовской подсвиты коньяк-сантонского возраста и баженовской свиты верхней юры. Однако имеются существенные отличия коллекторов сенона от коллекторов баженовской свиты. Во-первых, доля рассеянного органического вещества в сенонских породах не превышает 2 % от массы пород (преобладают значения менее единицы). Во-вторых, матрица пород-коллекторов сенона имеет высокую пористость (свыше 30 %), в то время как пористость баженовского коллектора, даже по самым оптимистичным оценкам, не превышает 10 %.

Кремнистые породы (диатомиты, опоки, кремнистые глины) были установлены уже на ранних этапах литологического изучения Западно-Сибирской геосинеклизы в ее мезозойско-кайнозойском осадочном чехле [17].

Кремнезем является главным компонентом химического состава рассматриваемых пород, его среднее содержание составляет в диатомитах 76,58 %, в опоках 84,52 % [95].

Изучением кремнистых пород занимались многие ученые [8, 11-13, 15, 28-31, 50, 59-66, 69, 80-83, 90-91, 99]. Данные породы достаточно отчетливо подразделяются на две группы с биоморфной структурой – диатомиты, радиоляриты и спонголиты, и абиоморфной структурой – трепелы и опоки [51]. В связи с тем, что по одной из гипотез происхождения опок они являются продуктами диа-катагенетического преобразования первично биогенных пород и, прежде всего, диатомитов, эти два вида кремнистых пород часто путают. Однако диатомиты, в отличие от опок, представляют собой породы более чем на 50 % состоящие из опаловых скелетных остатков диатомовых водорослей, сцементированных опалом. Опоки же – это породы, состоящие преимущественно из опала и кристобалита (первой кристаллической модификации, образующейся при кристаллизации опала) абиогенной или реликтово-биоморфной структуры.

Опоки и диатомиты в большинстве случаев представляют собой пластовые кремнистые породы, а поскольку известно, что они (пластовые кремнистые породы) являются водными образованиями и почти исключительно морскими, ясно, что кремнезем извлекается из воды. Таким образом, основной вопрос состоит в том, как он поступает в водоемы. В настоящее время существует две гипотезы привноса кремнезема в морские и озерные бассейны – либо в форме

продуктов химического выветривания пород прилегающей суши, либо в составе вулканических пеплов, осевших на дне моря (озера).

Рассмотрим первый вариант – внос растворенного кремнезема реками с суши. А.П. Лисицын подсчитал абсолютные массы кремнезема, осаждающегося в современных океанах в год – примерно 270 млн. т, и вносимого реками – 452 млн. т в год. Эти цифры указывают, что мобилизованного на суше кремнезема в результате химического выветривания и вносимого в Мировой океан кремнезема вполне достаточно для образования всех кремнистых осадков [51].

В то же время ряд авторов большую роль отводит вулканогенной поставке кремнезема за счет подводных извержений, а также выносу его в процессе подводного разложения магматических пород ложа океана и пирокластики [51]. В частности, генетическая связь опок с бентонитами, тождество текстур песчанистых опок и песчанистых бентонитов и свойственная опокам ассоциация аутигенных минералов (цеолиты, монтмориллонит) позволили В.И. Муравьеву [59-61] сделать вывод о формировании опок по вулканическим пеплам.

В работах [90, 91] установлено, что меловые и палеогеновые опоквидные породы Западной Сибири являются отложениями морского бассейна, гидрохимический режим которого существенно не отличается от режима современных морей.

Основные перспективы сенонского комплекса связаны с газоносностью глинисто-кремнистых пород нижнеберезовской подсвиты, которые рассматриваются в качестве возвратного объекта разработки на месторождениях с выработанными запасами сеноманского газа. В первую очередь, это Медвежье месторождение, площадь газоносности сенона на котором намного превышает площадь газоносности сеномана, а также Ямсовейское, Губкинское, Комсомольское, Ямбургское месторождения, Падинский, Восточно-Тэрельский, Северо-Сеяхинский ЛУ и др. [75].

Изучением газонасыщенных глинистых и кремнистых пород занимались Агалаков С.Е. [1-2], Бакуев О.В. [9], Деревскова Н.А. [18], Нежданов А.А., Огибенин В.В., Скрылев С.А. [64], Зубков М.Ю. [27], Нестеров И.И. и Ушатинский И.Н. [68, 94, 95], а также Черепанов В.В., Пятницкий Ю.И., Варягов С.А., Меньшиков С.Н. [74, 75], Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю [67], Юрко А.И [93].

Породы-коллекторы сенона Медвежьего месторождения приурочены к отложениям нижнеберёзовской подсвиты коньяк-сантонского возраста и представлены опоками различной степени глинистости умеренно-серого цвета, с вкраплениями раковин радиолярий, рассеянных в кремнисто-глинистой матрице. При анализе разрушенных образцов керна, раскалывающихся на фрагменты в пределах глинистых прослоев, поверхности скола демонстрируют четкие признаки

излома от нерегулярного до полураковистого, характеризующегося матовым фарфоровым блеском, типичным для кремнисто-глинистых разностей.

Выполненный автором анализ минерального и химического состава изучаемых пород [44] показал, что они не в полной мере отвечают определению глинистых опок. Действительно, в работе [51] дано следующее определение опок: «Опока – кремнистая порода (состоящая из минералов кремнезема и не имеющая обломочной структуры) опалового (реже опал-кристобалитового) состава, с примесью глинистого материала, алевритовых зерен кварца и глауконита, однородной или микрогранулярной структуры, встречаются остатки скелетов водорослей. Иногда содержит остатки организмов, обычно диатомей. Породы легкие за счет высокой пористости (от 30 % до 40 %). Объемная плотность опок варьирует в пределах от 1,0 до 1,8 г/см³. В целом породы хрупкие, мелоподобные, липнут к языку. Цвет разнообразен, более чистые разновидности светлые: серые, желтоватые, зеленоватые (примесь глауконита). Распространены также опоки, обладающие пятнистой окраской, темно-серые и черные. Излом раковистый, с острыми краями обломков. Образует слои выдержанной мощности и линзы. Главное отличие от мела, мергеля, известняка или доломита состоит в том, что у опок отсутствует взаимодействие (вскипание) с соляной кислотой (HCl)».

В изучаемых же породах кремнезем в большей части (до 70 %) представлен не опалом или опал-кристобалит-тридимитовой фазой, а кварцем (подраздел 2.1). Их можно было бы называть порцеланитами [120], которые делятся на опаловые и кварцевые порцеланиты, или использовать принятый в отечественной литературе термин – силициты [16], с различным содержанием кварцевой составляющей кремнезема. Но в настоящей работе сохранено название пород, которое принято в решениях Шестого межведомственного совещания [77]: «Опоки серые и голубовато серые, глины темно-серые и черные, монтмориллонитового состава, прослоями опоквидные». Единственно, что изменено в терминологии - это в название пород добавлен термин «глинистые опоки», как это рекомендуется в учебных пособиях [51].

1.2 Обоснование газоносности сенонских отложений севера Западной Сибири

1.2.1 Результаты испытаний скважин

Надсеноманские продуктивные отложения представляют значительный резерв прироста запасов газа для месторождений с падающей добычей, на которых завершается выработка запасов сеноманского газа. Запасы газа оцениваются в объеме от 35 % до 60 % от запасов газа в подстилающих сеноманских отложениях [64].

Газопроявления в скважинах при проходке отложений сенона отмечались ещё в семидесятых годах прошлого века [92], однако этому не придавалось значение из-за низких

дебитов. Газоносность надсеноманских отложений довольно широко распространена в северных районах Западно-Сибирского нефтегазозоносного бассейна. Отложения турона-сенона газоносны на Медвежьем, Тазовском, Заполярном, Ямбургском, Харампурском, Ленском, Фестивальном, Комсомольском, Бованенковском, Ямсовейском, Юбилейном, Южно-Русском и других месторождениях [74]. Схема распространения этих отложений по территории Севера Тюменской области приведена на рисунке (Рисунок 1.1), приведённом по работе [64].

С целью обоснованности газоносности сенонских отложений на Медвежьем месторождении пробурены уже шесть поисково-оценочных скважин из 10 проектных. В 2013 году на месторождении пробурены и испытаны вертикальные скважины №№ 1С и 2С – после интенсификации притока методом гидроразрыва пласта были получены фонтаны газа дебитом, соответственно, 23,1 и 13,1 тыс. м³/сут [75]. В 2016 году пробурены и испытаны скважины с горизонтальным стволом №№ 3С и 4С, в 2018 - №№ 5С и 6С – в результате после интенсификации притока методом гидроразрыва пласта также были получены промышленные притоки газа. Кроме того, важным результатом бурения всех этих скважин является практически стопроцентный вынос керна из газоносной части сенонских отложений.

Необходимо отметить, что сенонские отложения в качестве перспективного объекта для нефтегазодобычи впервые рассмотрены С.Е. Агалаковым [2] и О.В. Бакуевым [9]. Эти авторы отмечали, что березовская свита ранее не рассматривалась в качестве нефтегазоперспективного объекта. Но в отложениях свиты отмечены многочисленные газопроявления в процессе бурения скважин. Установлены признаки нефтегазозоносности по керну, показаниям ГИС и газового каротажа, при испытании скважин.

На Медвежьем месторождении газопроявления (от снижения плотности бурового раствора до его разгазирования и выбросов), связанные с отложениями нижней подсвиты березовской свиты отмечались с первых этапов эксплуатационного разбуривания месторождения, что описано С.В. Стригоцким и В.В. Масленниковым [92]. Для предупреждения газопроявлений при вскрытии описываемых отложений плотность бурового раствора увеличивалась до 1,26 г/см³. Разгазирование бурового раствора и его выбросы наблюдались также при разбуривании сенонского интервала на Ямбургском и Ямсовейском месторождениях.

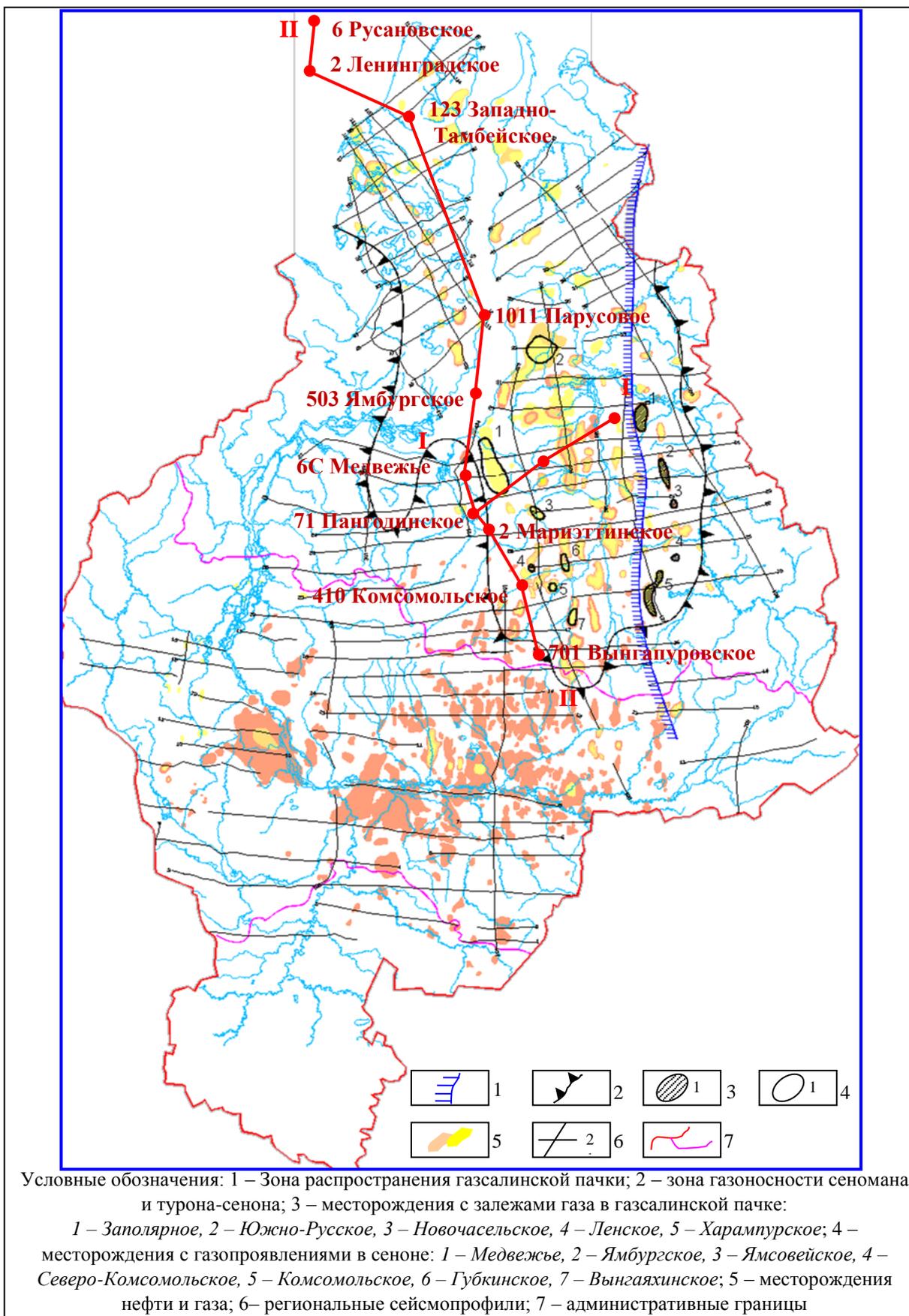


Рисунок – 1.1 Региональная модель строения турон-сенонского газоносного комплекса Западной Сибири [64]

Как уже было отмечено ранее, на Медвежьем месторождении на сенонские отложения пробурены шесть скважин, но в работе оцениваются данные только по четырём скважинам.

Вертикальная поисково-оценочная скважина № 1С вскрыла отложения сенона (верхнеберезовскую подсвиту в интервале от 837,0 до 949,0 м и нижнеберезовскую подсвиту в интервале от 949,0 до 1058,0 м) и отложения турона (верхи кузнецовской свиты в интервале от 1058,0 до 1080,0 м). Керн, отобранный из интервала от 958,0 до 1080,0 м, представлен переслаиванием аргиллитов, опоковидных аргиллитов, опок, алевролитов, глин.

Вертикальная скважина № 2С вскрыла отложения сенона (верхнеберезовскую подсвиту в интервале от 837,0 до 952,0 м и нижнеберезовскую подсвиту в интервале от 952,0 до 1058,0 м). Керн представлен серыми опоковидными глинисто-кремнистыми аргиллитами разной степени аргиллитости.

Наклонно-направленная с горизонтальным окончанием поисково-оценочная скважина № 3С вскрыла отложения сенона (верхнеберезовскую подсвиту в интервале от 837,0 до 949,0 м и нижнеберезовскую подсвиту в интервале от 949,0 до 1058,0 м) и отложения турона (верхи кузнецовской свиты в интервале от 1058,0 до 1080,0 м). Керн, отобранный из интервала от 940,0 до 1040,0 м, представлен аргиллитом от серого до темно-серого цвета, массивным, с чешуйками слюды и зёрнами глауконита.

Наклонно-направленная с горизонтальным окончанием поисково-оценочная скважина № 4С вскрыла отложения сенона (верхнеберезовскую подсвиту в интервале от 837,0 до 949,0 м и нижнеберезовскую подсвиту в интервале от 949,0 до 1058,0 м) и отложения турона (верхи кузнецовской свиты в интервале от 1058,0 до 1080,0 м). Керн, отобранный из интервала от 940,0 до 1040,0 м, представлен аргиллитом темно-серого до черного цвета, массивным, слюдистым, с многочисленными следами илоедов, заполненных глинистым материалом, который переслаивается с алевролитом серым, кварцево-глауконитовым, средней крепости.

1.2.2 Сейсмогеологическая характеристика

Для сенонских резервуаров динамические аномалии типа «залежь» (АТЗ) установлены и изучены на Медвежьем и Ямсовейском месторождениях, где сенон однозначно газонасыщен [72]. Аналогичные АТЗ установлены на большом числе месторождений и площадей, где сенонские отложения в той или иной степени газонасыщены. Поэтому динамические аномалии такого типа являются признаком газоносности сенонских отложений [72].

В работе [73] отмечается, что кроме динамических характеристик, важным показателем является частотный состав отражающих волн (ОВ). Но на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, где поверхностные условия и строение верхней части разреза являются неблагоприятными для получения качественной сейсморазведочной информации, частотный состав ОВ неоднороден. В первую очередь, он определяется условиями возбуждения и приема сейсмического сигнала, а они резко изменяются в каждом пункте возбуждения и приема сейсмических импульсов. Поэтому анализ частотного состава обычно не применяется для интерпретации сейсморазведочных данных. Для турон-сенонских отложений каких-либо связей между параметрами газоносных резервуаров и частотными атрибутами ОВ, контролирующими их, не установлено.

Важное значение для изучения газонасыщенных резервуаров имеет скоростной анализ, хотя при небольших толщинах турон-сенонских резервуаров таких эффектов «временных задержек», как в сенонских газовых залежах, здесь не наблюдается [72].

Более «тонких» видов исследований, таких как сеймостратиграфическая инверсия, AVO-анализ, анализ срезов кубов сейсмоданных для турон-сенонских отложений не проводилось, либо они не дали положительного эффекта [72]. Не следует также забывать, что изучение объектов в верхней части разреза, особенно при использовании материалов МОГТ 3D выполняется на материалах, имеющих низкую кратность суммирования, т. к. полная кратность достигается только на временах более 2 с. Поэтому разрешенность и информативность сейсмической записи для изучения турон-сенонских отложений довольно низкие [73].

Как было показано в работе А.С. Пережогина [72] для сенонских залежей в силицитовых коллекторах задача сеймостратиграфического картирования осложняется слабой изученностью свойств этих резервуаров по скважинам. Поэтому кроме динамического анализа (полные, положительные, отрицательные амплитуды и энергии в различных по диапазону времен окнам, пиковые, мгновенные амплитуды), эффективность которого очевидна по ряду объектов, с учетом высокой пористости резервуаров, наличием АВПД, перспективным представляется использование детального анализа скоростей.

В газонасыщенных резервуарах с высокой пористостью фиксируется резкое падение скоростей распространения упругих колебаний. Доказанным является тот факт, что в породах с

пористостью более 30 % скорости распространения сейсмических волн более чем на 50 % ниже, чем в низкопористых и не насыщенных газом средах. Причем на этот показатель, в отличие от динамических характеристик, не влияет строение резервуара (т. е. резкие или постепенные границы, тонкослоистость и т.п.). Падение скоростей будет происходить в любом случае, если в разрезе имеются высокопористые газонасыщенные интервалы [72].

Таким образом, стандартный динамический анализ и анализ временных толщин являются наиболее достоверными методами изучения строения и газоносности сенона [64].

На рисунке (Рисунок 1.2) представлена динамическая аномалия типа «залежь» в интервале сенонских отложений Медвежьего НГКМ [73]. Плановое положение этой динамической аномалии контролируется наиболее приподнятой частью Медвежьего мегавала. Исходя из особенностей формирования динамических аномалий следует, что рассматриваемая динамическая аномалия обусловлена резким понижением акустических жесткостей пород нижнеберезовской подсвиты, вызванным их газонасыщенностью.

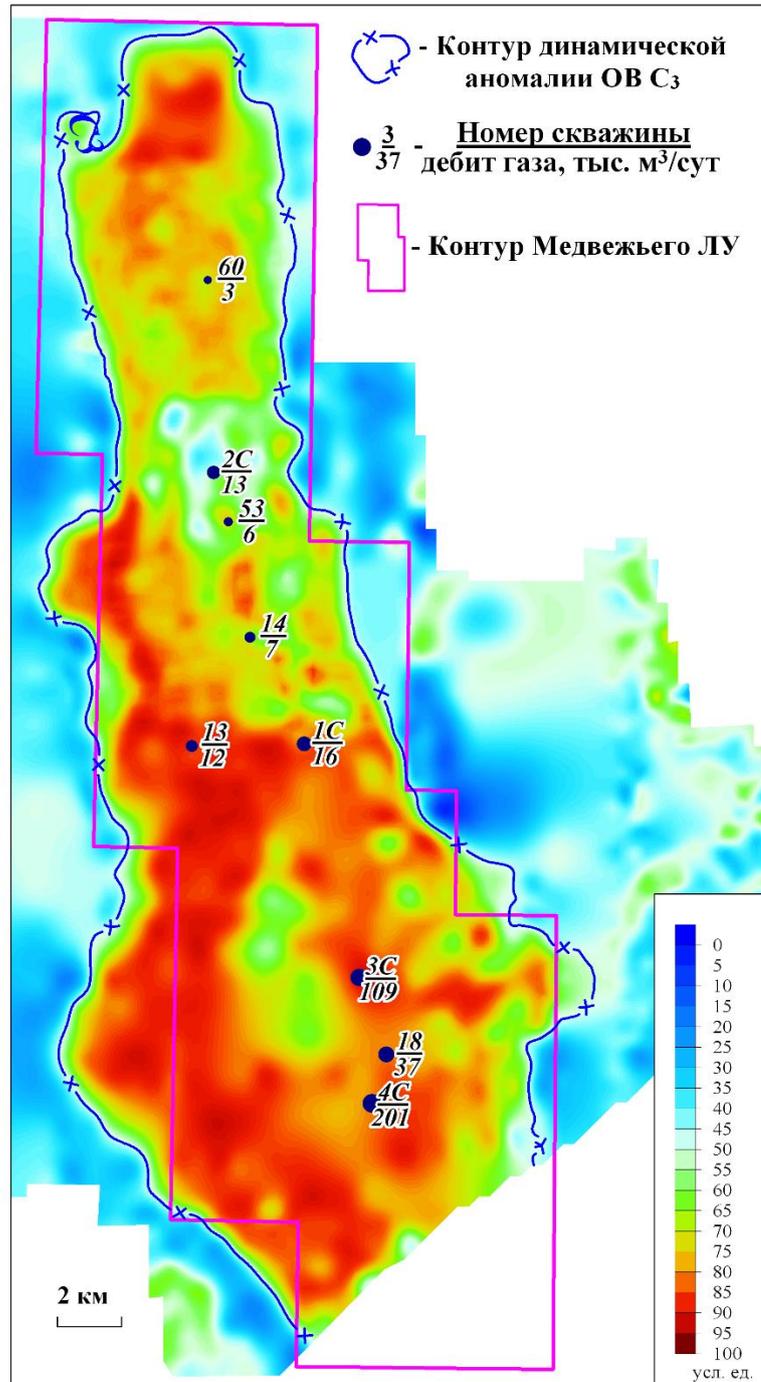
Нижнеберёзовская АТЗ по площади превосходит сеноманскую газовую залежь. Первоначальная площадь газоносности пласта ПК₁ Медвежьего месторождения составляла 2180 км², а контур динамической аномалии в интервале нижней подсвиты березовской свиты превышает ее по площади в 1,44 раза и составляет 3148 км² [73].

Данная динамическая аномалия ярко выражена на субширотных разрезах 2D, пересекающих ось Медвежьего мегавала с запада на восток (Рисунок 1.3) [73].

Наличие газовой залежи в отложениях нижнеберезовской подсвиты подтверждено и данными газового каротажа – во всех пробуренных к настоящему времени глубоких поисковых скважинах (№№ 50, 51, 52, 61) сенонский интервал характеризуется повышенными газопоказаниями. Более того, в скважинах №№ 3С, 4С и 18 получены промышленные притоки газа из этих отложений.

В то же время, рядом с Медвежьим мегавалом на Южно-Падинской площади сенон не газоносен и ОВ С₃ характеризуется невысокой амплитудой (Рисунок 1.4) [73].

Таким образом, можно утверждать, что анализ динамических характеристик ОВ С₃ позволяет уверенно картировать контуры сенонских залежей, но не может быть использован для оценки подсчётных параметров [73].



Условные обозначения:

1 – контур динамической аномалии; 2 – контур газоносности пласта ПК₁; 3 – границы ЛУ

Рисунок - 1.2 Карта нормированных средних амплитуд в интервале ОГ С₃ Медвежьего НГКМ [73]

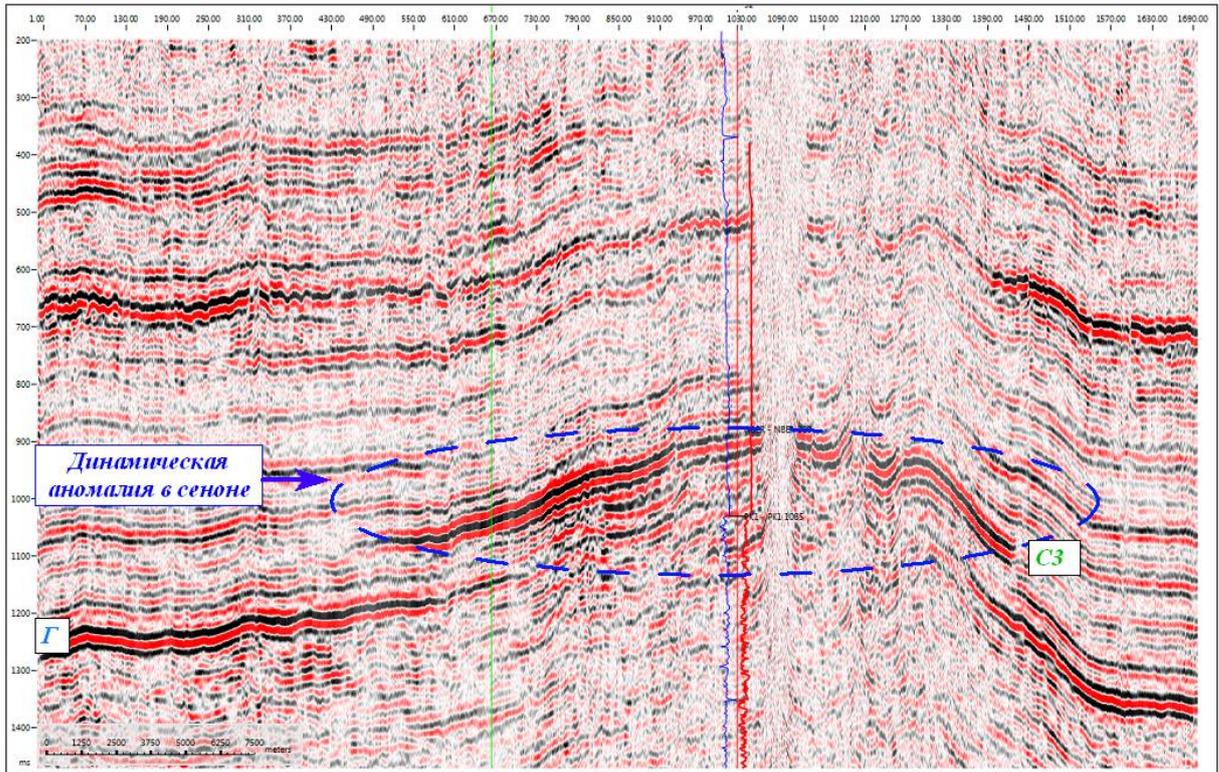


Рисунок - 1.3 Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 2890027 [73]

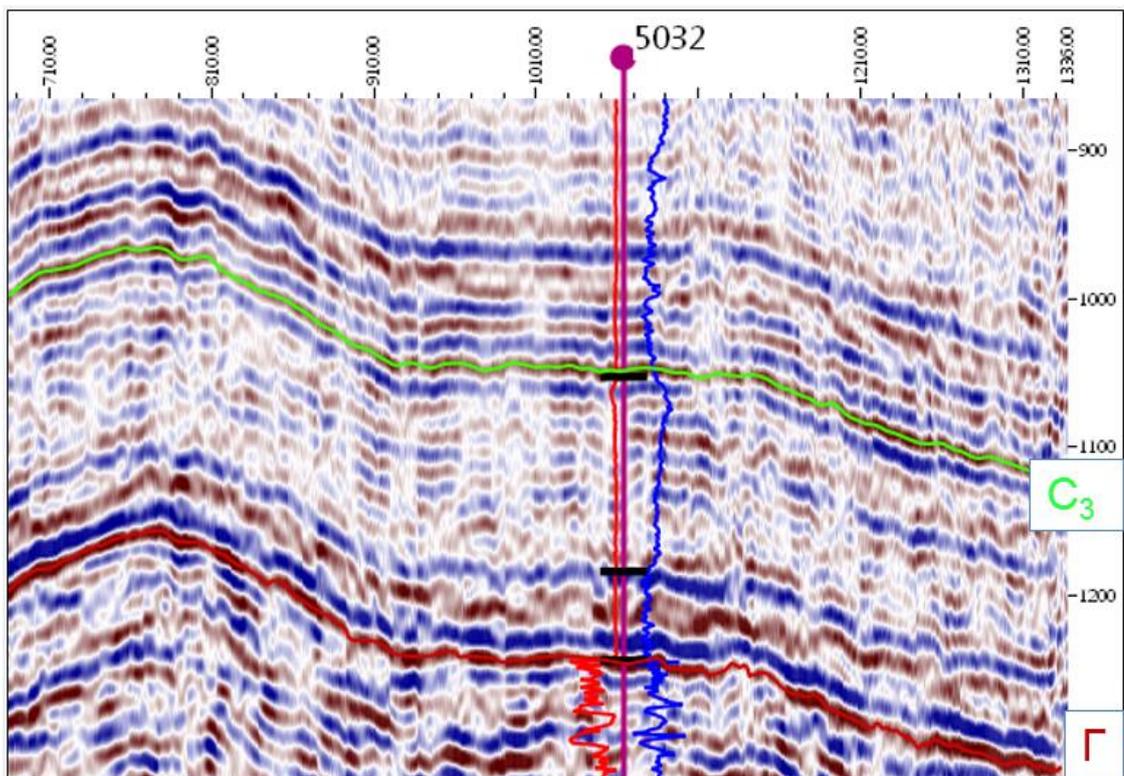


Рисунок - 1.4 Фрагмент временного сейсмического разреза 2D субширотного направления через Южно-Падинскую площадь [73]

Стандартный динамический анализ и анализ временных толщин являются наиболее достоверными методами изучения строения и газоносности сенона по данным сейсморазведки МОГТ 3D.

Анализ временных толщин позволяет на качественном уровне утверждать, что наибольшей газонасыщенностью и лучшими коллекторскими свойствами характеризуется нижняя часть нижеберезовской подсвиты (интервал ОГ С₄ – ОГ С₄₋₁).

Интенсивность полигональных нарушений увеличивается вблизи сдвиговых разломных зон. Заложение проектных поисково-оценочных и разведочных скважин (включая горизонтальные) на сенонские отложения Медвежьего месторождения выполнялось с учетом положения трещин [73].

1.3 Стратиграфическое положение газоносной толщи сенона

Сенонский надъярус (от Senones – лат. названия г. Сане на р. Йонне во Франции) – подразделение верхнего отдела меловой системы, впервые выделенный в 1842 г. французским палеонтологом А. д'Орбиньи в качестве одного из трех (сеноманский, туронский, сенонский) ярусов верхнемеловых отложений [85]. Наряду с этим в своих работах геолог Г. Кокан (1857 г.) в разрезах Аквитании выделял четыре самостоятельных яруса в совокупности, соответствующие стратиграфическому интервалу, занимаемому сеноном А. д'Орбиньи: коньякский, сантонский, кампанский и дордонский. Эти ярусы, за исключением дордонского, получили всеобщее признание и были включены в стратиграфические схемы. Дордонский ярус, соответствующий ранее выделенному маастрихтскому, по праву приоритета был заменен последним. В связи с существованием наряду с сеноном более дробных подразделений, которым также придавалось значение ярусов, ранг этих стратиграфических единиц был пересмотрен. В настоящее время отложения, соответствующие ранее сенонскому ярусу, подразделены на коньякский, сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы, а термин «сенонский ярус» приобрёл значение надъяруса.

Согласно схеме районирования верхнемеловых (без сеномана) отложений Надым-Пур-Тазовский (Решение Шестого Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточнённых стратиграфических схем мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины. – Новосибирск, 2003 [77]) регион приурочен к Ямальско-Уренгойскому структурно-фациальному подрайону Ямальско-Тюменского района. В интервале сенонского надъяруса в рассматриваемом районе выделяются две свиты: березовская и ганькинская.

Березовская свита (К₂, сенон: коньякский, сантонский, кампанский ярусы) подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена опоками

серыми и голубовато-серыми, глинами темно-серыми и черными, монтмориллонитового состава, прослоями опоковидными с маломощными прослоями песчаников и алевроитов. Двустворки: *Oxytoma tenuicostata*. КФ: обедненные агглютинирующие фораминиферы, *Discorbis sibiricus*, *Ammobaculites dignus*-*Pseudoclavulina hastata admota*, *P. hastata hastata*. Комплекс радиолярий: *Ommatodiscus mobilis*. Диноцисты: слои с *Spinidinium sverdrupianum*. В спорово-пыльцевом комплексе СПК IX(2) доминируют пыльца сосновых семейства Pinaceae и пыльца хвойных растений голосеменного вида Taxodiaceae, субдоминантами являются пыльца голосеменных Gnetaceae-pollenites sp., пыльца покрытосеменных семейства Myricaceae и Kuprianipollis spp., сопутствующими – споры папоротникообразных растений *Laevigatosporites ovatus*, пыльца покрытосеменных: *Tricerapollis minimus*, *Chlonovia sibirica*, *Vacuopollis pyramis*, *Plicapollis certa*. В комплексе встречается много микрофитопланктона. К кровле подсветы приурочен сейсмический отражающий горизонт С. Толщина подсветы достигает 120 м.

Верхняя подсвета представлена глинами серыми, темно-серыми, слабоалевритистыми, с редкими прослоями опоковидных глин и опок. Отмечаются включения углистого растительного детрита, конкреции пирита и сидерита, а также редкие зерна глауконита. КФ: с *Spiroplectamina optata*, с *Spiroplectamina senona rocurica* - *Spiroplectamioa lata*. Комплекс радиолярий: *Prunobrachium articulatum* и *Euchitonidae*, *Pronobraehium eraason* и *Dictyomitra uralica*. Спорово-пыльцевой комплекс – СПК X(2). Доминанты в комплексе отсутствуют, субдоминантами являются споры папоротникообразных растений *Laevigatosporites ovatus*, пыльца сосновых семейства Pinaceae и пыльца хвойных растений голосеменного вида Taxodiaceae, пыльца покрытосеменных: Myricaceae и *Aquilapollenites* spp., *Mancicorpus* spp., *Triprojectus disporites*, *Projectoporites magnus*, споры *Parviprojectus reticulatus*, сопутствующими – пыльца голосеменных Gnetaceae-pollenites, пыльца покрытосеменных: *Proteacidites* spp., *Sentalimidites cainozoicus*, *Orbicularpollis globosus*, пыльца стеммы *Normapolles* sp.

Общая толщина свиты изменяется от 150 до 210 м.

Ганькинская свита (K₂-p₁, кампанский, маастрихтский, датский ярусы) сложена глинами серыми с зеленоватым оттенком, алевритистыми, плотными, прослоями известковыми, с пиритизированными водорослями, с включениями пирита, с единичными обломками гастропод. КФ: с *Spiroplectamina kasanzevi*.

Толщина свиты изменяется в пределах от 80 до 120 м.

В сенонском комплексе наибольший интерес с точки зрения перспектив газоносности представляют собой отложения опок и опоковидных глин, приуроченных к нижней подсвете березовской свиты (нижнеберезовский резервуар), [64]. Прямые признаки газоносности этих отложений установлены на большом числе месторождений в ЯНАО (Медвежье, Ямсовейское,

Ярейское, Губкинское, Вынгайхинское, Комсомольское, Ямбургское и др.), однако промышленных притоков газа из этого резервуара не получено [64].

Нижнеберезовский резервуар сложен глинистыми опоками с высокой пористостью и низкой проницаемостью. Отсутствие промышленных притоков газа из этого резервуара, с одной стороны, объясняется низкой проницаемостью коллекторов резервуара, с другой – недостаточно серьезным отношением к испытанию этого объекта. Дело в том, что коллекторы нижнеберезовского резервуара сложены глинистыми опоками с высокой пористостью и низкой проницаемостью, а глинистые минералы представлены смешаннослойными образованиями ряда гидрослюда-монтмориллонит, имеющими высокую способность к разбуханию в водной среде. Поэтому при бурении скважин с обычными растворами на водной основе, из-за проникновения фильтрата в пласт происходит набухание этих глинистых минералов, и в призабойной зоне поры запечатываются [64].

Как свидетельствуют результаты лабораторных исследований, в этих породах распространены и закрытые поры, поэтому породы сенонского органогенно-кремнистого резервуара следует во многих случаях рассматривать не как коллектор, а как «полуколлектор», т.е. как породу, которая когда-то могла принять газ под сверхвысоким давлением, а теперь – не может его отдать. То, что отложения нижнеберезовского резервуара насыщены газом на многих месторождениях, факт бесспорный [64].

1.4 Литологические особенности пород нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения

Макроописание пород

Макроописание пород проводила лаборатория ООО «ТюменНИИГипрогаз».

Породы – коллекторы сенона Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири представлены тонкозернистыми опоками с различной степенью глинистости и относятся к подсвите нижнеберезовской.

На Медвежьем месторождении в составе нижнеберезовской толщи по особенностям минерального состава пород (подраздел 2.2) в настоящей работе выделено три пласта: НБ₂, НБ₁, НБ₀ (снизу – вверх). Отметим, что верхний пласт (НБ₀) имеет небольшую толщину (около 10 м) и охарактеризован керном только в двух скважинах №№ 2С и 4С. По минеральному составу его характеристики близки к характеристикам нижнего пласта НБ₂ и отличается несколько повышенной глинистостью, в связи с чем подробное описание его минерального состава не приводится.

Породы нижнеберёзовской толщи Медвежьего месторождения представлены глинистыми опоками с вкраплениями (от низких до высоких концентраций) раковин радиолярий, которые рассеяны в кремнисто-глинистой матрице. Проанализировав обломки образцов керна, которые раскалывающихся на части в пределах глинистых прослойков, на сколотых поверхностях видны явные признаки излома, с фарфоровым матовым блеском, который распространен для кремнисто-глинистых разностей. Часто встречается микрокристаллический пирит, рассеянный в этих слоях кремнистых глин; сидерит встречается редко, в виде твердых коричневых конкреций от 1 до 5 см в диаметре. Глауконит, образующийся в процессе диагенеза в верхней части разреза по мере преобразования минералов, предшественников глин (обычно шарики фекалий), на фоне биогермных химических реакций в анаэробных или слабо аэробных условиях, встречается в виде небольших темно-зеленых зерен (размерностью тонкозернистого песчаника) в биотурбированном материале, заполняющем ходы илоедов. Распределение отложений с высоким содержанием глауконитов изменяется от скважины к скважине. Глауконитовые слои в основном сосредоточены в верхней части (НБ₁) интервала нижнеберезовской подсвиты в скважинах №№ 3С и 4С, но встречаются во всем интервале в скважинах № 1С и 2С. Глауконитовые конкреции представляют собой структурные глины с высоким содержанием калия и железа, которые могут влиять на показания приборов ГК и нейтронного каротажа.

Окаменелые ходы илоедов (в большинстве случаев горизонтальные до наклонных) встречаются повсеместно практически во всех интервалах отбора керна, и во многих случаях исходная конседиментационная текстура была полностью разрушена. В случаях хотя бы частичного сохранения исходной текстуры последняя характеризуется переслаиванием кремнистой массы и тонких слойков глин. В некоторых интервалах глинистые слойки имеют сантиметровый масштаб. В определенных случаях переслаивание кремнезёма и глины характеризуются мощностью менее 1 мм и напоминает глинистые разности с тонкой сезонной слоистостью. Текстура переслаивающихся опок и глинистых слоев слабоволнистая до лентовидной, местами напоминает малоамплитудные знаки ряби. Примеры типов текстуры для зон со слабо развитой сетью ходов илоедов показаны на рисунке (Рисунок 1.5).

Практически по всей толщине нижнеберезовской подсвиты породы биотурбированы. Следы илоедов расположены преимущественно в горизонтальной плоскости, а ихнофагии представлены относительно глубоководными (батиальными) видами *Zoophycos*. Во многих интервалах первичная (исходная) слоистость не сохранилась; даже в интервалах с сохранившимися исходными покровными глинами слоистость имеет локальный характер и ограничена изолированными ходами илоедов (Рисунок 1.6). На керне хорошо прослеживается многоярусная структура ископаемых следов организмов.

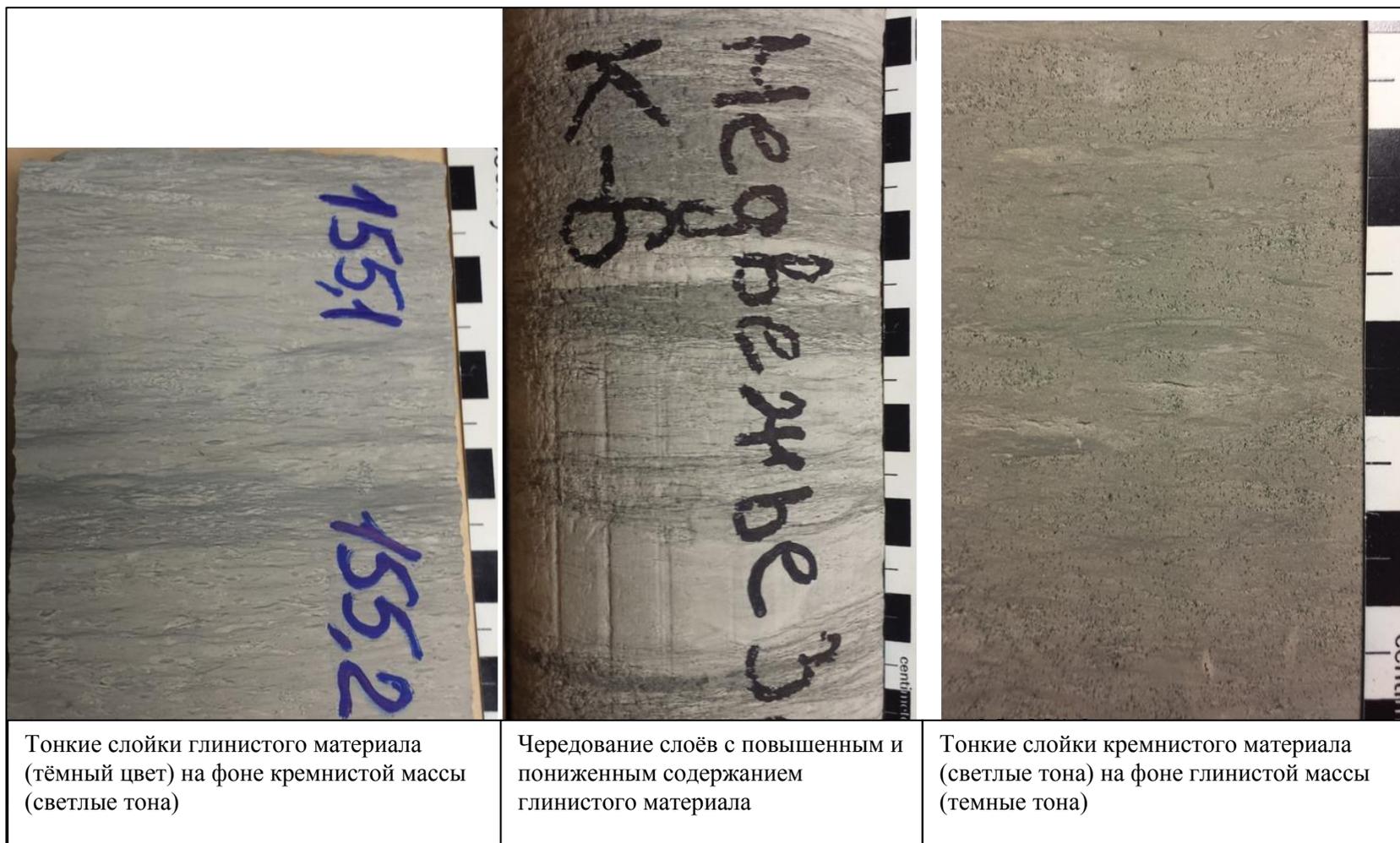
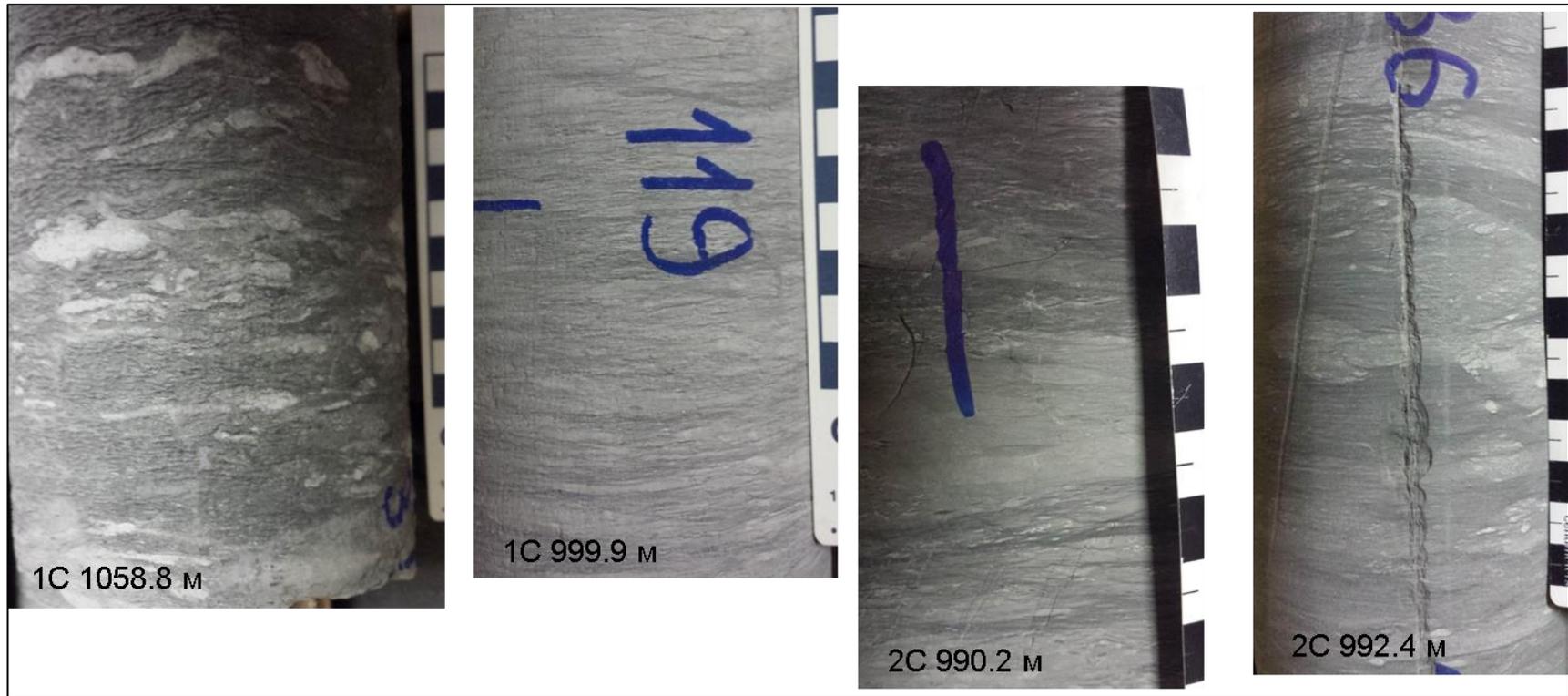


Рисунок - 1.5 Фотографии керн с текстурами тонкого переслаивания в породах нижеберёзовской подсветы



а)

б)

в)

г)

Рисунок - 1.6 Фотографии керна биотурбированных пород а) кузнецовской свиты и б), в), г) нижеберёзовской подсвиты

Наряду с кремневыми микрофоссилиями, в отложениях нижнеберезовской подсвиты обнаружен целый ряд макро окаменелостей. Фрагменты крупных раковин иноцерамовой фауны (*Inoceramus*) обнаружены в нескольких слоях подстилающего кузнецовского горизонта (скважины № 1С и №3С; Рисунок 1.7) и редко в нижнеберезовской подсвите (скважина № 2С). К иноцерамовой группе относятся крупные двустворчатые раковины, форма и размеры которых адаптированы для жизни в условиях мутьевых, рыхлых водонасыщенных пород с низким содержанием кислорода. В скважине № 2С обнаружена пара крабовых клешней около границы, разделяющей зоны НБ₁ и НБ₂ (Рисунок 1.7). В скважине № 4С в подошве березовской свиты на поверхности напластования обнаружен хорошо сохранившийся след аммонита (Рисунок 1.7).

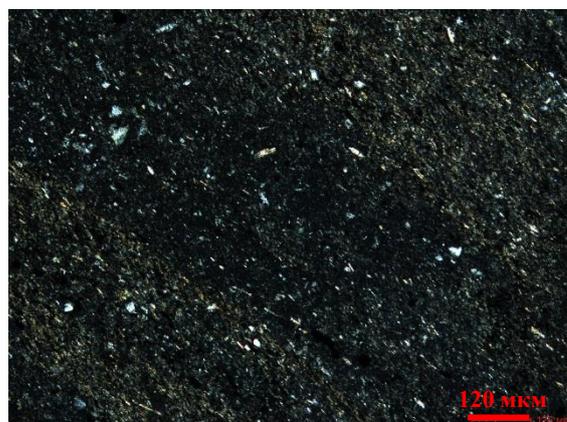
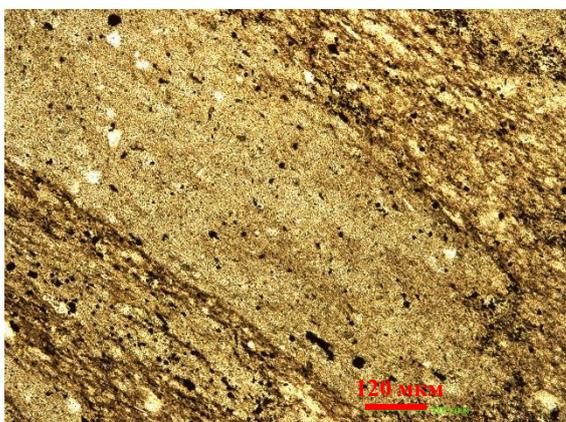


Рисунок - 1.7 Фотографии керна с макрофоссилиями

Во всех четырех скважинах на разных глубинах найдены фрагменты углистых растительных остатков, встречающихся на поверхностях напластования, а также фрагменты окаменелых растительных остатков песчаной размерности, выполняющие ходы илоедов. Такие фрагменты окаменелых растительных остатков чаще всего встречаются вблизи границы, разделяющей нижнеберезовскую подсвиту и кузнецовскую свиту в скважинах № 1С и 3С, однако, в скважине № 2С они чаще всего замечены вблизи верхнего контакта нижнеберезовской и верхнеберезовской подсвит. В целом можно сделать вывод, что текстура пород очень неоднородна с многочисленными следами жизнедеятельности организмов и их фрагментов. Таким образом отложения, возможно, накапливались в мелководной прибрежной зоне.

Описание по шлифам

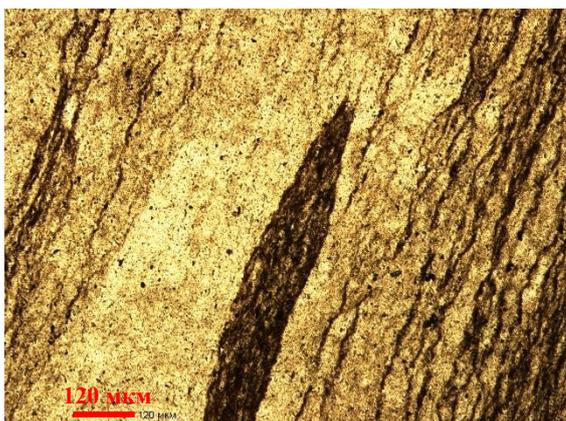
Важнейшим элементом любого геологического исследования является точная диагностика горных пород. Для полной картины успешно применяется изучение горных пород в шлифах под поляризационным микроскопом. Описание проводили в ООО «ТюменНИИГипрогаз». По данным микроскопического изучения породы нижнеберезовской подсветы представлены глинистыми опоками серыми, темно-серыми, серыми с зеленоватым оттенком, уплотненными, с неравномерным распределением обломочного материала, с глауконитом и реликтами радиолярий, с пиритом и незначительной примесью алевритового материала. Текстура преимущественно линзовидно-волнистая, подчеркнута линзовидным распределением глинистого и обломочного материала (Рисунок 1.8, Рисунок 1.9).



а) – в проходящем свете

б) – при скрещенных николях

Рисунок - 1.8 Снимки шлифа образца № 50 (скважина № 1С, глубина взятия 1048,32 м с привязкой по ГИС)



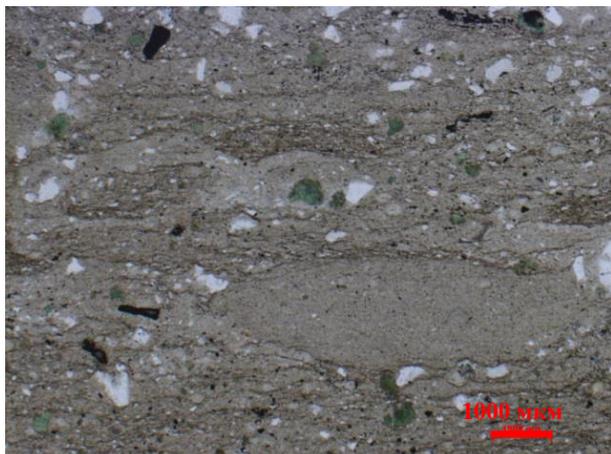
а) – в проходящем свете

б) – при скрещенных николях

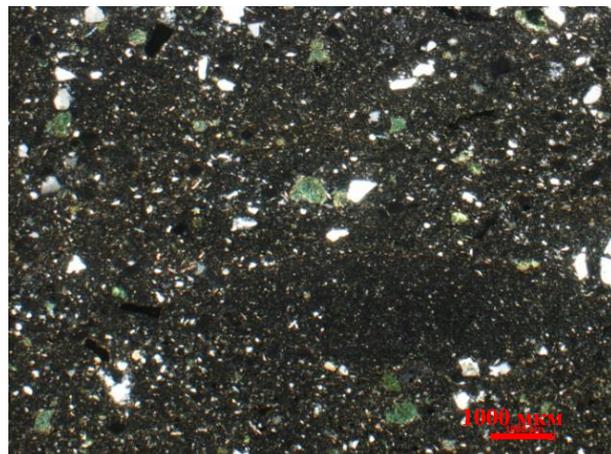
Рисунок - 1.9 Снимки шлифа образца № 284 (скважина № 1С, глубина взятия 1038,36 м с привязкой по ГИС)

Наряду с линзовидно-волнистой встречается и линзовидно-пятнистая (комковатая?) текстура (Рисунок 1.10 - Рисунок 1.11). При этом комковатость текстуры, в одних случаях подчеркивается линзочками глинистого материала (темные линзочки на светлом фоне

кремнистого материала (Рисунок 1.9, Рисунок 1.10)), в других, наоборот, линзочками кремнистого материала (светлые линзочки на тёмном фоне глинистого материала (Рисунок 1.11, Рисунок 1.12)). Размеры этих линзочек составляют десятые и сотые доли миллиметра.

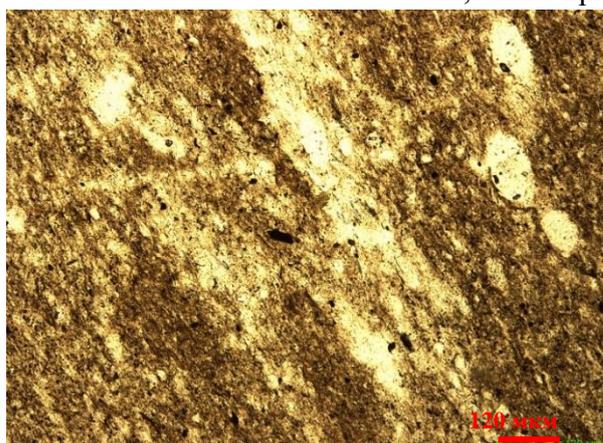


а) – в проходящем свете

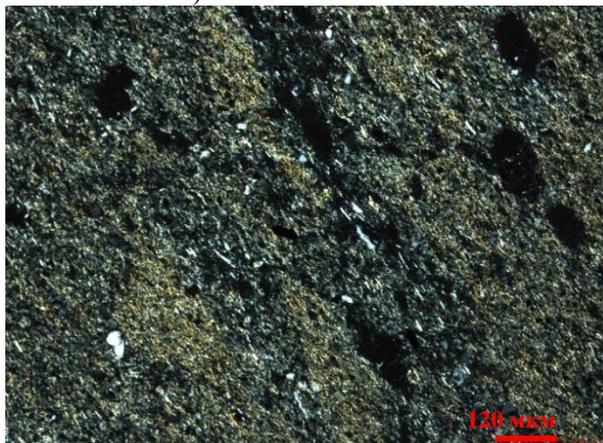


б) – при скрещенных николях

Рисунок - 1.10 Снимки шлифа образца № 100, фрагмент 1 (скважина № 1С, глубина взятия 994,74 м с привязкой по ГИС)

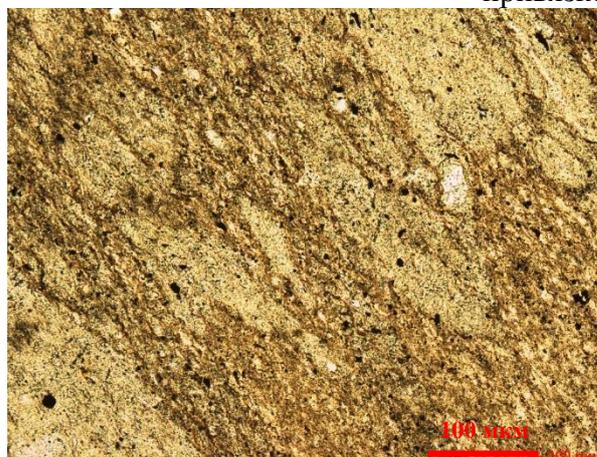


а) – в проходящем свете

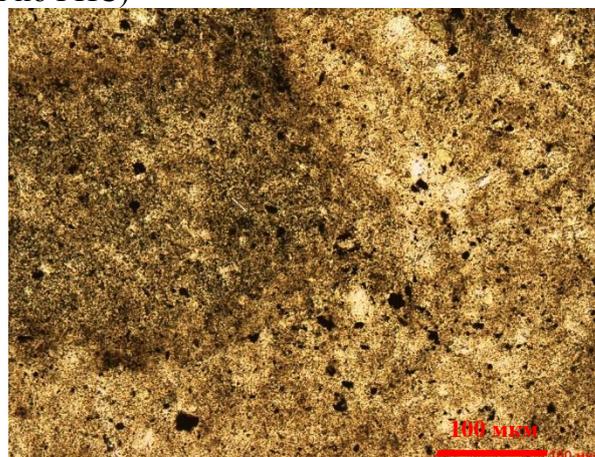


б) – при скрещенных николях

Рисунок - 1.11 Снимки шлифа образца № 307 (скважина № 1С, глубина взятия 1047,75 м с привязкой по ГИС)



а) – вкост слоистости



б) – по наслоению

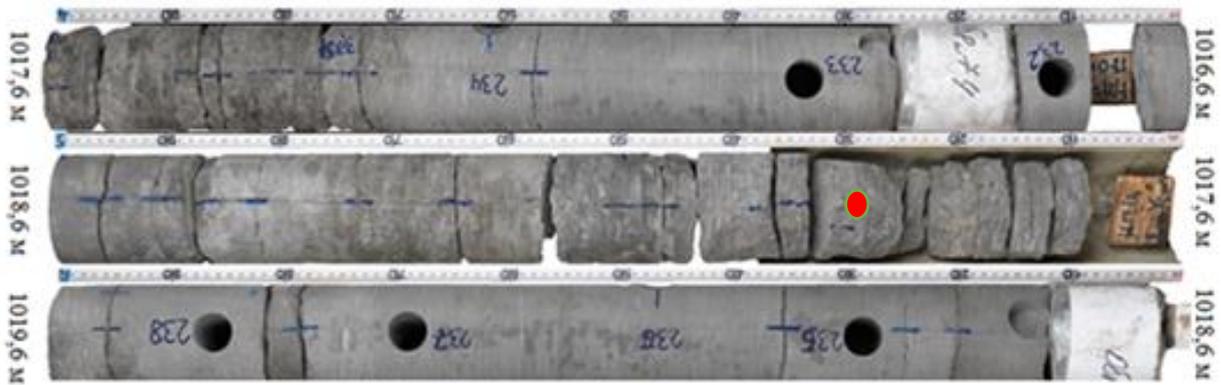
Рисунок - 1.12 Снимки шлифа образца № 164.53 (скважина № 3С, глубина взятия 1010,98 м)

Органические остатки представлены радиоляриями и их реликтами, иногда иглокожих плохой сохранности. Радиолярии в основном округлой и овальной формы, преобладающего размера от 0,05мм до 0,08 мм, выполнены кремнистым материалом, расположены согласно наслоению (Рисунок 1.11).

Обломочный материал в пластах НБ распределен неравномерно, с выделением в отдельные линзы, составляет от 2 % до 11 %, в среднем 5 %, представлен обломками кварца, единично зернами полевого шпата и чешуйками слюды алевритовой, реже песчаной размерности (Рисунок 1.8-1.12). Интересно отметить, что в нижней части пласта НБ₂ встречены породы более рыхлые, чем в НБ₁, слабо сцементированные (столбики керна можно разломать руками по напластованию). На рисунке (Рисунок 1.13 а) приведён фрагмент такого керна из скважины № 2С (интервал глубин от 1016,6 м до 1019,6 м). Видно, что керна частично раздроблен по плоскостям напластования и вынесен в виде отдельных плиточек. По слою единичные включения неправильной формы алевро-песчаного материала; редкие, в разной степени пиритизированные растительные остатки (сечка, крупный детрит), спикулы губок, редкие остатки ихтиофауны, мелкий ракушечный детрит, частично пиритизированные ихнофоссилии *Phycosiphon* (по наслоению и под углом к наслоению), единичные *Chondrites*, *Planolites*.

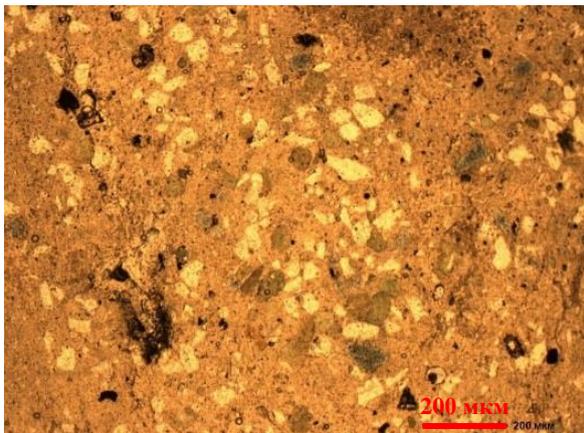
Обращает внимание тот факт, что из этой части керна при выполнении лабораторных исследований не было взято ни одного образца по причине разрыхленности породы, что делает невозможным выбуривание стандартных цилиндров. После нескольких неудачных попыток (цилиндрики рассыпались) - с глубины 1017,9 м был взят образец (красный овал на Рисунок 1.13 а) для микроскопического исследования (Образец № 234.2).

Выяснилось, что порода, из которой был взят образец, имеет биотурбационную (комковатую) текстуру, подчеркнутую следами деятельности донных животных и представляющую собой тонкоотмученную глину со скоплениями терригенного материала алевро-песчаной размерности. Обломочный материал в основной массе распределен неравномерно: на отдельных участках шлифа содержание терригенной примеси достигает 70 % (Рисунок 1.13 б, в), но отмечаются и участки, где алевро-песчаная составляющая не превышает 3 % и в среднем по шлифу изменяется от 8 % до 10 %. (Рисунок 1.13 г, д). Обломочный материал с размером зерен от 0,02 мм до 0,12 мм, преобладающим – от 0,08 мм до 0,11 мм, сложен в основном кварцем, отдельными полевыми шпатами. Из аутигенных минералов представлен глауконит, иногда пирит. Глауконит, в виде включений овальной формы преобладающим размером от 0,08 мм до 0,12 мм, составляет от 20 % до 30 %.

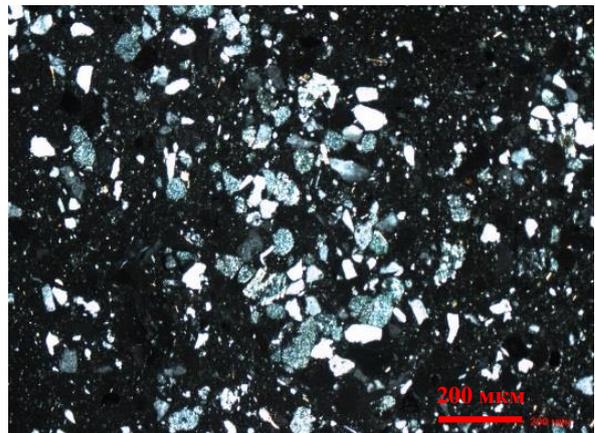


а) место отбора образца (красный овал)

Фрагмент шлифа с повышенным содержанием алевро-песчанного материала

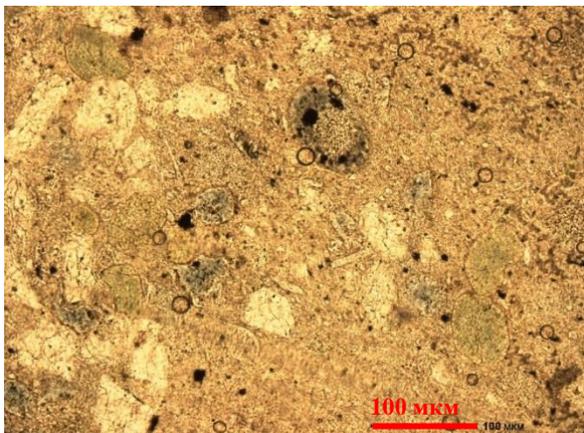


б) в проходящем свете

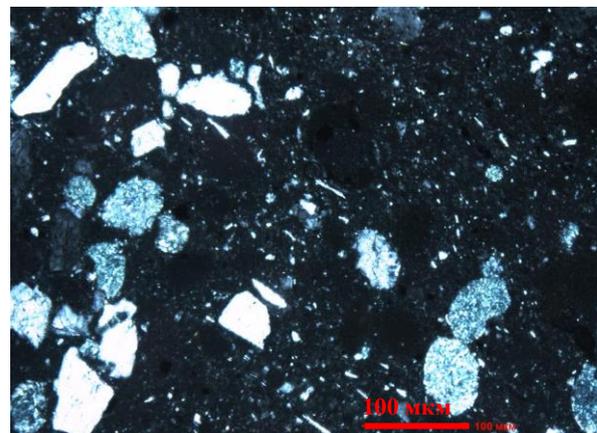


в) при скрещённых николях

Фрагмент шлифа с пониженным содержанием алевро-песчанного материала



г) в проходящем свете



д) при скрещённых николях

Рисунок - 1.13 Фотографии фрагментов шлифа 234.2 с различной степенью опесчанивания (скважин № 2С, глубина отбора образца 1017,9 м)

Пирит мелкоглобулярный, разрозненный и в виде скоплений (в основном как вторичный по органическим остаткам) - доли процента. Органика: углистый, мелкий (от 0,02 до 0,03 мм) растительный детрит от 2 % до 3 %, многочисленные реликты радиолярий, плохой сохранности

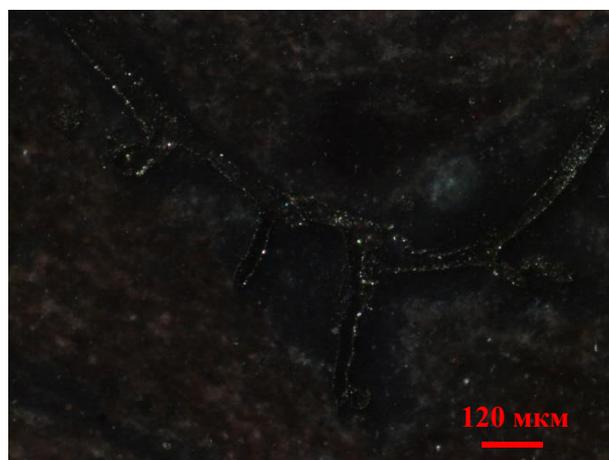
– от 20 % до 25 %. Радиолярии в основном округлой и овальной формы, преобладающего размера от 0,09 мм до 0,12 мм, выполнены кремнистым материалом (Рисунок 1.13 г).

Фильтрационно-емкостные свойства этого образца определялись дважды: до экстракции и после неё. При этом открытая пористость его оказалась не самой высокой для рассматриваемых пород. Коэффициент пористости здесь составил 25,1 % до экстракции и 29,6 % - после. Эти значения немногим ниже среднего (см. подраздел 3.1), в то время как максимальные значения по разрезу нижеберёзовской подсветы достигают 40 %. Проницаемость, напротив, оказалась одной из самых высоких из исследованных образцов. Коэффициент проницаемости составил $0,66 \cdot 10^{-3}$ мкм² до экстракции и $0,73 \cdot 10^{-3}$ мкм² после экстракции.

По всему разрезу нижеберёзовской подсветы встречается мелкий, бесструктурный в виде обрывков и кусочков углистый растительный материал, иногда замещенный пиритом; единичная чешуя рыбы, частично замещенная пиритом (Рисунок 1.14).



а) – в проходящем свете

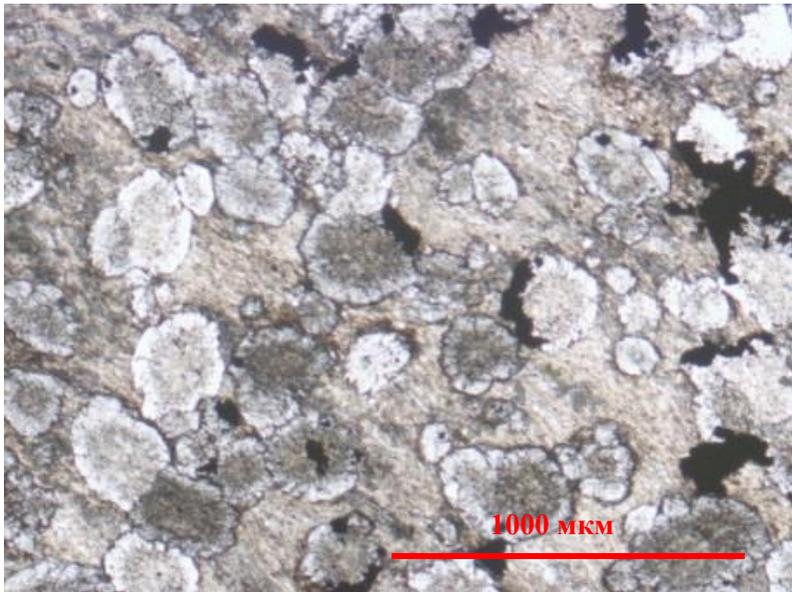


б) - при скрещенных николях

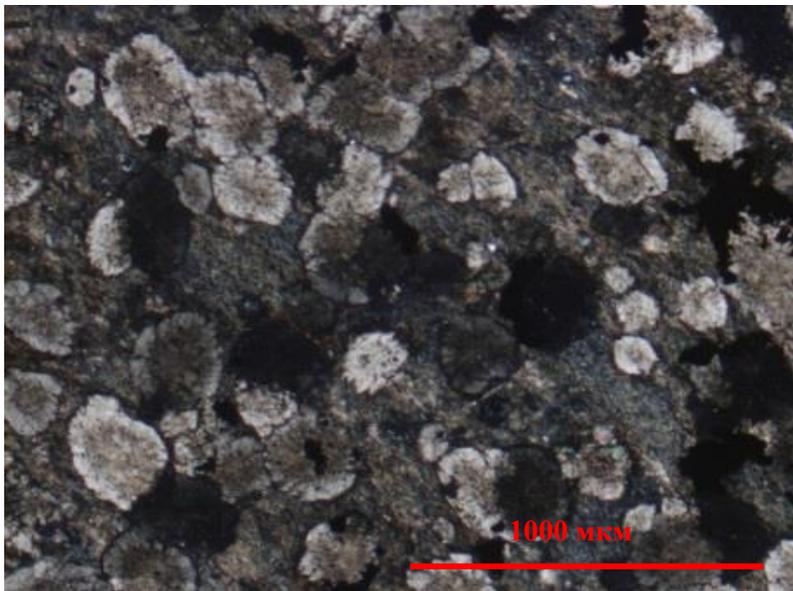
Рисунок - 1.14 Снимки шлифа образца № 261 (скважина № 2С, глубина взятия 1025,02 м:

Единичный образец охарактеризовал глинисто-карбонатную породу. На рисунке (Рисунок 1.15) представлена глинисто-карбонатная порода. Она сложена микрозернистым кальцитом со значительной примесью глинистых минералов. В основной массе отмечаются оолитоподобные образования, сложенные в центральных частях микрозернистым глинистым кальцитом (Рисунок 1.15 а, б), а по периферии перекристаллизованным кальцитом, отороченные в разной степени пиритом (Рисунок 1.15 в). Оолиты составляют от 20 % до 25 % от площади шлифа, размером от 0,04 мм до 0,33 мм, преобладающим от 0,16 мм до 0,25 мм.

В целом породы характеризуются высокой неоднородностью как на сантиметровом, так и на миллиметровом уровне.



а) в проходящем свете



б) при скрещенных николях



в) в отраженном свете

Рисунок - 1.15 Снимки шлифа образца № 224 (скважина № 1С, глубина взятия 1025,04 м)

1.5 Геолого-геофизическая характеристика сенонских отложений севера Западной Сибири

Фактическими данными по бурению скважин установлено, что отложения сенона прослеживаются по всей территории севера Западной Сибири, на таких месторождениях как Заполярное, Пангодинское, Мариэттинское, Уренгойское, Вынгапуровское, Комсомольское, Ямбургское, Парусовое, Тамбейское, Малыгинское, Русановское, Ленинградское. Также, в ранее проведенных работах Агалакова С.Е., Кудаманова А.И. [5] отмечалось, что толщина нижнеберезовской подсвиты увеличивается на северо-восток, достигая 120 м.

В данной работе автором выполнено региональное сопоставление вскрытых отложений нижнеберезовской подсвиты на севере Западной Сибири, включая п-ов Ямал и шельф Карского моря. Была проведена корреляция с юга на север через скважины таких месторождений как: Вынгапуровское, Комсомольское, Мариэттинское, Пангодинское, Медвежье, Ямбургское, Парусовое, Западно-Тамбейское, Северо-Тамбейское, Малыгинское, Русановское, Ленинградское (Рисунок 1.1). Оказалось, что толщина нижнеберезовской подсвиты в этом направлении резко увеличивается до 179,1 м (Рисунок 1.1, 1.16, Таблица 1.1). Так, на Западно-Тамбейском месторождении в скважине № 123 толщина нижнеберезовской подсвиты достигает 155,1 м, на Малыгинском месторождении в скважине № 52 толщина нижнеберезовской подсвиты увеличивается до 179,1 м. На шельфовых месторождениях, а именно, в скважине № 6 Русановского и в скважине № 2 Ленинградского месторождений толщина нижнеберезовской подсвиты составляет 152,3 и 141,4 м соответственно.

Корреляция сенонских отложений в пределах рассматриваемой площади осуществлялась на основе регионального геоэлектрического репера, выделенного и прослеженного по диаграммам ГИС, таким как АК, ГГК-П, ГК. В сейсмическом волновом поле реперам соответствует отражающий горизонт, в качестве которого использовалась граница марресалинской и кузнецовской свит (ОГ Г').

В геологическом разрезе геоэлектрическим реперам соответствуют маркирующие горизонты, представленные морскими, часто тонкоотмученными, глинами.

По данным каротажа отчетливо видно, что нижнеберезовская подсвита отделяется от верхнеберезовской подсвиты по резкому спаду показаний методов ГГК-П, ЯМК и ГК, предопределённым тем, что верхнеберезовская подсвита сложена аргиллитоподобными глинами, а нижнеберезовская - опоками в различной степени глинистыми. Толщина равномерно увеличивается с запада на восток, а также с юга на север и изменяется от 72,0 до 179,1 м.

Нижняя граница нижнеберезовской подсвиты связана с границей между берёзовской и кузнецовской свитами и ярко проявляется на показаниях методов ГГК-П и ГК резким повышением их значений (Рисунок 1.16, 1.17).

По линии корреляции I-I, которая проходит с запада на восток через скважины № 71 Пангодинского месторождения, № 2 Мариэттинского и № 120 Уренгойского месторождения толщина нижнеберезовской подсвиты практически не изменяется и составляет 100 м (Рисунок 1.1, 1.17, Таблица 1.1).

По линии корреляции II-II, проходящей с юга на север через скважины № 701 Вынгапуровского месторождения, № 410 Комсомольского месторождения, № 503 Ямбургского месторождения, № 1011 Парусового месторождения, № 123 Западно-Тамбейского месторождения, № 6 Русановского месторождения и скважины № 2 Ленинградского месторождения толщина нижнеберезовской подсвиты изменяется от 72 м до 179,1 м (Рисунок 1.1, 1.16, Таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Толщина нижнеберезовской подсвиты на севере Западной Сибири

№п	Месторождение и № скважины	Толщина, м			
		НБ ₀	НБ ₁	НБ ₂	Общая
1	Медвежье № 6С	8,2	38,6	40,6	87,4
2	Пангодинская № 71	9,5	39,7	45,5	94,7
3	Мариэттинская № 2	9,5	38,2	48,4	96,1
4	Уренгойская № 120	8,5	40,6	47,7	96,8
5	Заполярная № 226	9,7	43,2	48,2	101,1
6	Вынгапуровская № 701	7,0	28,0	37,0	72,0
7	Комсомольская № 410	7,0	39,4	41,3	87,7
8	Ямбургская № 503	9,0	37,6	50,2	96,8
9	Парусовая № 1011	11,0	38,4	45,0	94,4
10	Западно-Тамбейская № 123	9,0	63,5	82,6	155,1
11	Северо-Тамбейская № 15	9,0	67,2	96,9	173,1
12	Мальгинская № 52	12,0	69,5	97,6	179,1
13	Русановская № 6	8,2	55,8	88,3	152,3
14	Ленинградская № 2	7,0	53,5	80,9	141,4

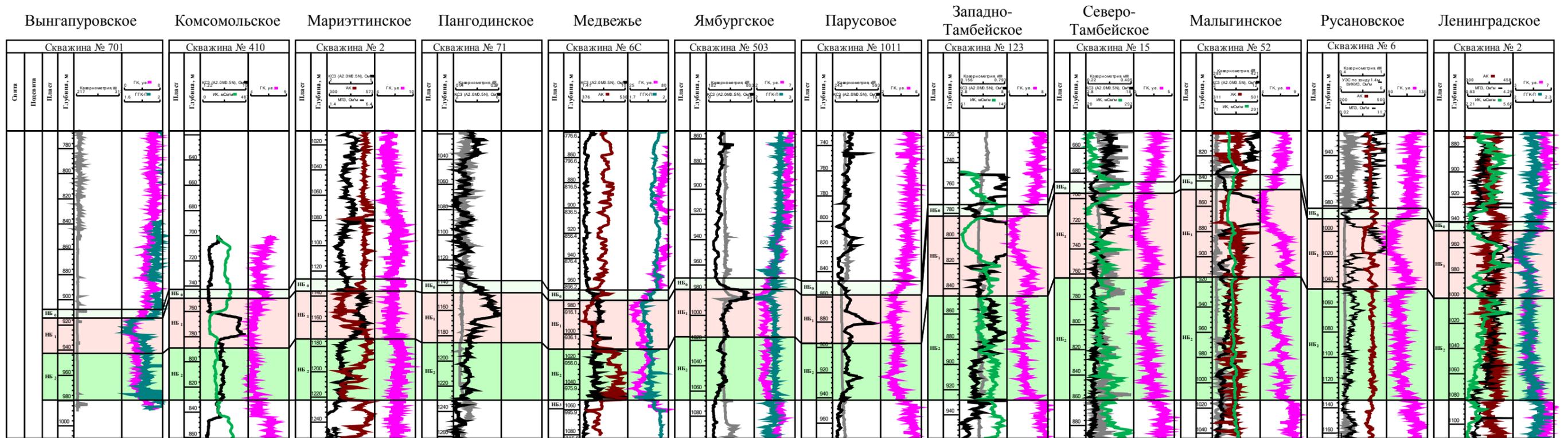


Рисунок - 1.16 Корреляция по линии П- П, проходящая через север Западной Сибири, включая полуостров Ямал и шельф Карского моря

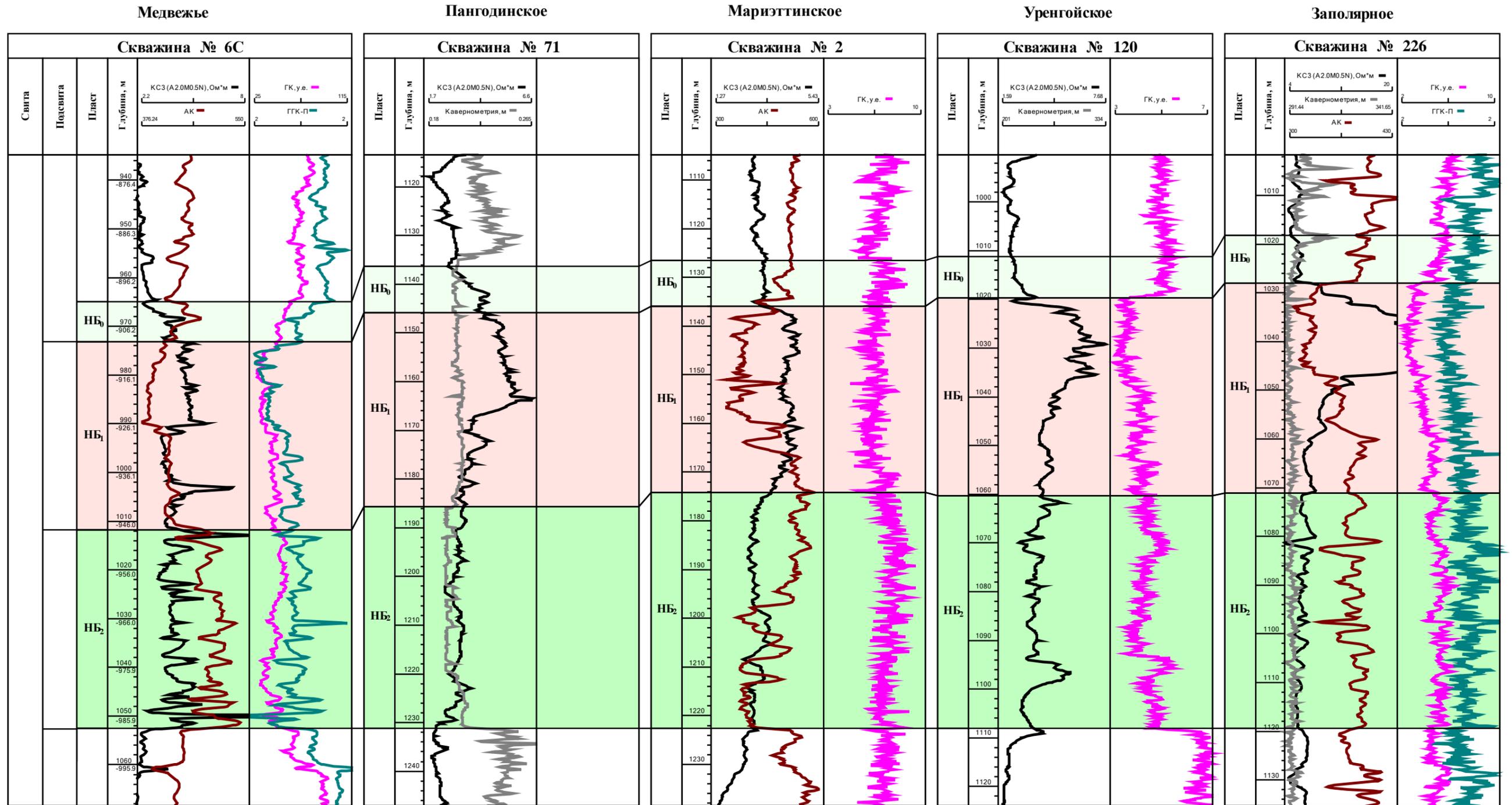


Рисунок - 1.17 Корреляция по линии I- I по скважинам № 6С Медвежьего, № 71 Пангодинского, № 2 Мариэттинского, № 120 Уренгойского и № 226 Уренгойского месторождений.

Выводы к разделу 1

✓ Анализ динамических характеристик отражённых волн ОГ СЗ позволяет уверенно картировать контуры сенонских залежей.

✓ Литологические особенности кремнистых газонасыщенных пород нижнеберёзовской свиты ещё плохо изучены вплоть до того, что спорным является их название. В решениях Шестого межведомственного стратиграфического совещания они называются «Опоки серые и голубовато серые, глины темно-серые и черные, монтмориллонитового состава, прослоями опокovidные», а судя по содержанию в них кварцевой фазы кремнезёма их можно было бы называть порцеланитами, которые делятся на опаловые и кварцевые порцеланиты, или использовать принятый в отечественной литературе термин – силициты, с различным содержанием кварцевой составляющей кремнезёма.

✓ По описанию керна во всех четырех скважинах на разных глубинах найдены фрагменты углистых растительных остатков, встречающихся на поверхностях напластования, а также фрагменты окаменелых растительных остатков песчаной размерности. Практически по всей толщине нижнеберёзовской подсвиты породы биотурбированы. В целом можно сделать вывод, что текстура пород очень неоднородна с многочисленными следами жизнедеятельности организмов и их фрагментов, очевидно, отложения накапливались в мелководной прибрежной зоне.

✓ По данным описания шлифов изучаемые породы характеризуются высокой текстурной неоднородностью не только на сантиметровом, но и на миллиметровом уровне.

✓ Отложения сенона прослеживаются на всей территории севера Западной Сибири. Толщина этих отложений резко увеличивается с юга на север в скважинах на месторождениях п-ва Ямал и шельфа Карского моря.

2 ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЧИВОСТИ МИНЕРАЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОНОСНЫХ ОПОК МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Минеральный состав сенонских пород-коллекторов

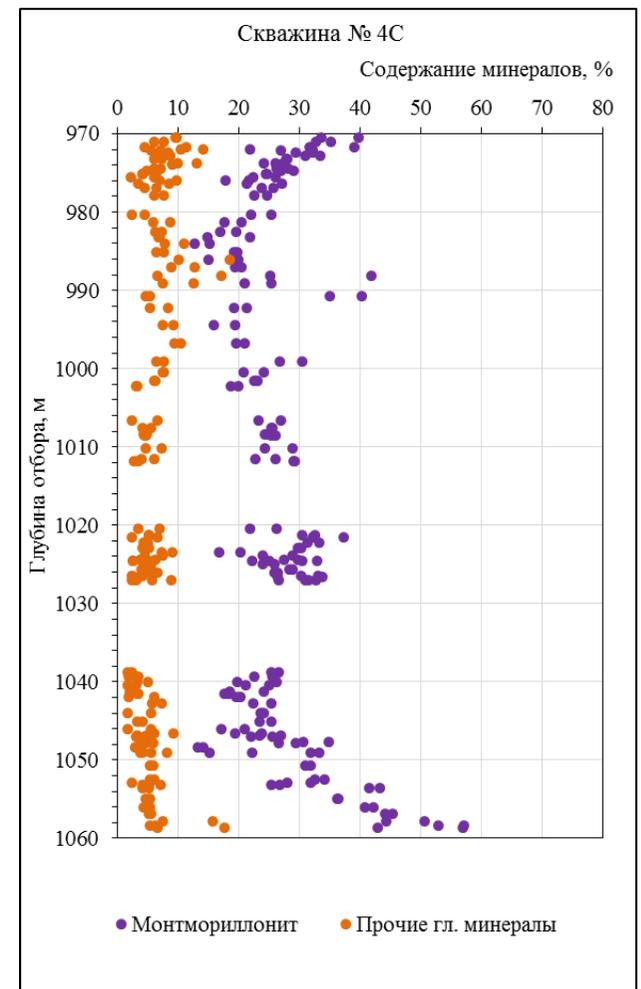
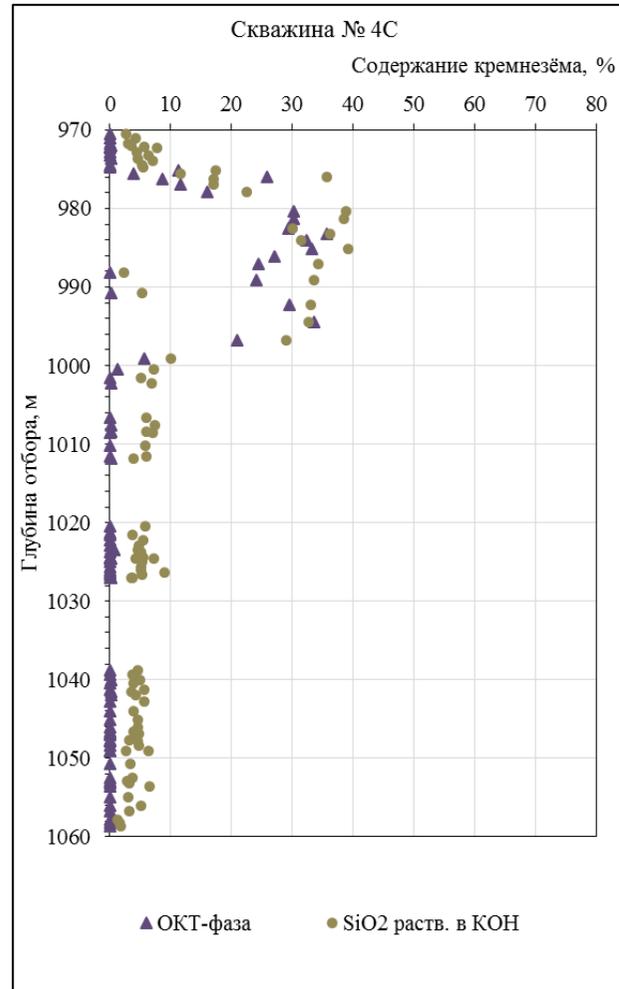
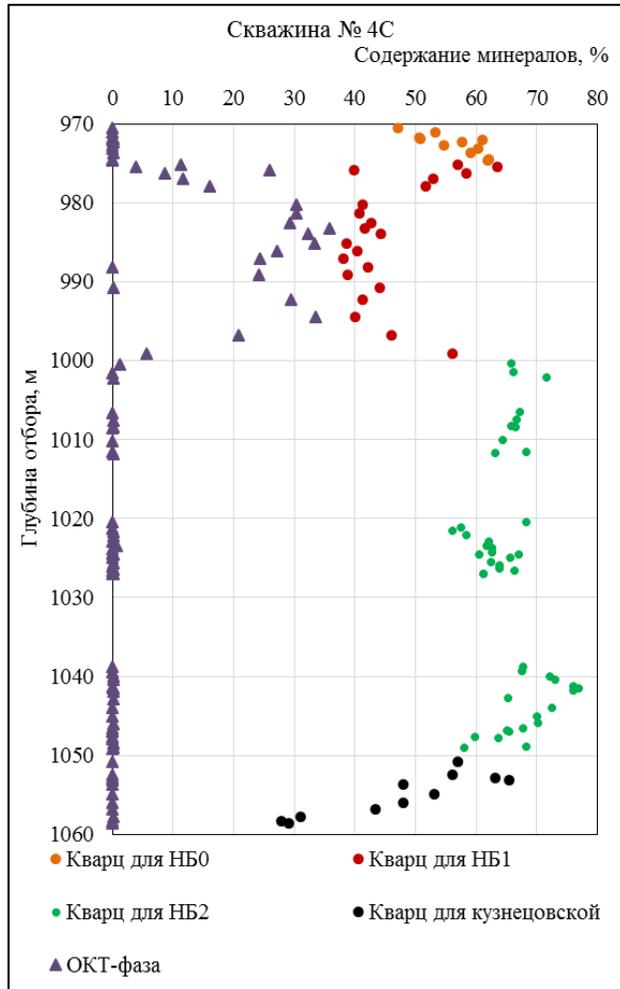
Исследования пород-коллекторов нижеберёзовской подсвиты методами рентгеноструктурного анализа (РСА) и химических свойств пород проводились в Аналитико-технологическом сертификационном испытательном центре ФГУП «ЦНИИГеолнеруд».

Результаты изучения минерального состава позволяют выделить в составе нижеберёзовской подсвиты, как минимум, три пласта - НБ₀, НБ₁ и НБ₂ (Рисунок 2.1 – Рисунок 2.5, Таблица 2.1 – Таблица 2.4) [35].

На этих рисунках (Рисунок 2.1 – Рисунок 2.5) представлены керновые данные об изменчивости породообразующих минералов по вскрытому скважинами разрезу. Отметим, что только в скважине № 4С керном охарактеризован не только весь разрез нижеберёзовской свиты, но и разрез нижележащей кузнецовской свиты. В скважине № 3С керном не охарактеризован верхний пласт НБ₀, в скважине № 1С - пласты НБ₀ и НБ₁ (последний охарактеризован только на границе с НБ₂) и в скважине № 2С – неполно охвачена верхняя часть пласта НБ₀ и нижняя часть пласта НБ₂. Рассмотрим подробнее наиболее охарактеризованную керном скважину № 4С.

Состав пород по минеральной составляющей пласта НБ₀ свойственны низкие содержания ОКТ-фазы кремнезема (опал + кристобалит + тридимит), который изменяется от 0,0% до 0,9%, среднее значение составляет 0,1%. Содержание в породе кварца колеблется от 43,2% до 63,6%. Минералы глиен представлены в основном монтмориллонитом (с 21,8% до 39,8%, в среднем - 29,3%). Содержание гидрослюды варьируется от 1,5% до 11,8%, в среднем 5,7% (Рисунок 2.1а, Таблица 2.1).

В пласте НБ₁ повышенные значения ОКТ-фазы, содержание которой в среднем составляет 21,7 %, изменяется от 0,0 % до 35,8 %. Основные значения содержания этой фазы кремнезёма (в пределах от 25 % до 35 %) равномерно распределены по глубине в интервале от 980 м до 997 м, а при переходе к нижележащему (НБ₂) и вышележащему (НБ₀) пластам доля ОКТ-фазы резко снижается практически до нуля. Толщина данной зоны составляет не более пяти метров по разрезу. Содержание кварца в породах пласта НБ₁ изменяется от 36,5 % до 58,4 % при среднем значении – 44,6 %. Содержание различных фаз кремнезёма в сумме в пласте составляет в среднем 65,3 %.



а) данные РСА, б) данные по растворимости породы в присутствии щелочей, в) глинистые минералы (по РСА)

Рисунок - 2.1 Изменчивость минерального состава глинистых опок по разрезу скважины № 4С

Из прочих минералов в наибольшей степени представлены глинистые минералы, среди которых так же преобладает монтмориллонит, доля которого варьирует в пределах от 12,7 % до 41,8 % при среднем значении 21,9 %.

Таблица 2.1 - Характеристика минерального состава пород скважины № 4С

Характеристика минерального состава	НБ ₀			НБ ₁			НБ ₂		
	min	max	среднее	min	max	среднее	min	max	среднее
Кварц	43,2	63,6	56,6	36,5	58,4	44,6	55,7	81,6	66,0
ОКТ-фаза	0,0	0,9	0,1	0,0	35,8	21,7	0,0	1,3	0,1
Монтмориллонит	21,8	39,8	30,1	12,7	41,8	22,5	13,2	37,3	25,3
Гидрослюда	1,5	11,8	5,7	2,0	14,8	5,4	1,4	5,5	4,3
Альбит	3,1	8,3	4,3	0,4	9,3	2,8	0,5	6,7	2,6
Пирит	0,6	1,4	0,8	0,3	1,1	0,7	0,4	1,6	0,9
Каолинит	0,2	3,7	1,5	0,0	4,0	1,6	0,0	1,6	0,5
Хлорит	0,0	3,3	0,7	0,0	4,9	0,9	0,0	2,0	0,2
Ортоклаз	0,0	0,9	0,4	0,0	0,7	0,3	0,0	0,7	0,3

Таким образом, наличие в породах ОКТ-фазы приводит к уменьшению содержания в породах кварца. Содержание слюды также уменьшается, но незначительно, изменяясь в пределах от 2,0 % до 14,8 % и составляя в среднем 5,4 % (Рисунок 2.1а, Таблица 2.1). Породы пласта НБ₁, в котором преобладает ОКТ-фаза кремнезема, имеют и пониженную, по сравнению с породами других пластов минералогическую плотность (от 2,398 г/см³ до 2,658 г/см³, составляя в среднем 2,495 г/см³). Это наглядно иллюстрируется корреляционной зависимостью между плотностью и содержанием ОКТ-фазы с высоким коэффициентом детерминации 0,91 (Рисунок 2.2).

Породы пласта НБ₂ (интервал глубин от 999,5 до 1049,1 м) представлены преимущественно кварцем и глинистыми минералами (Рисунок 2.1а, Таблица 2.1). Содержание кварца здесь варьирует от 55,7 % до 81,6 %, составляя в среднем 66,0 %. Глинистые минералы представлены в основном монтмориллонитом и составляют от 13,2 % до 37,3 %, в среднем – 25,5 %. Содержание гидрослюд изменяется от 1,4 % до 7,3 %, составляя в среднем 3,8 %. Минералы ОКТ-фазы в данном интервале практически отсутствуют, их содержание заключено в интервале от 0,0 % до 1,3 %, среднее значение составляет 0,1% (Рисунок 2.1а, Таблица 2.1). Плотность пород пласта НБ₂ варьирует от 2,51 г/см³ до 2,65 г/см³, составляя в среднем 2,61 г/см³ (Рисунок 2.2).

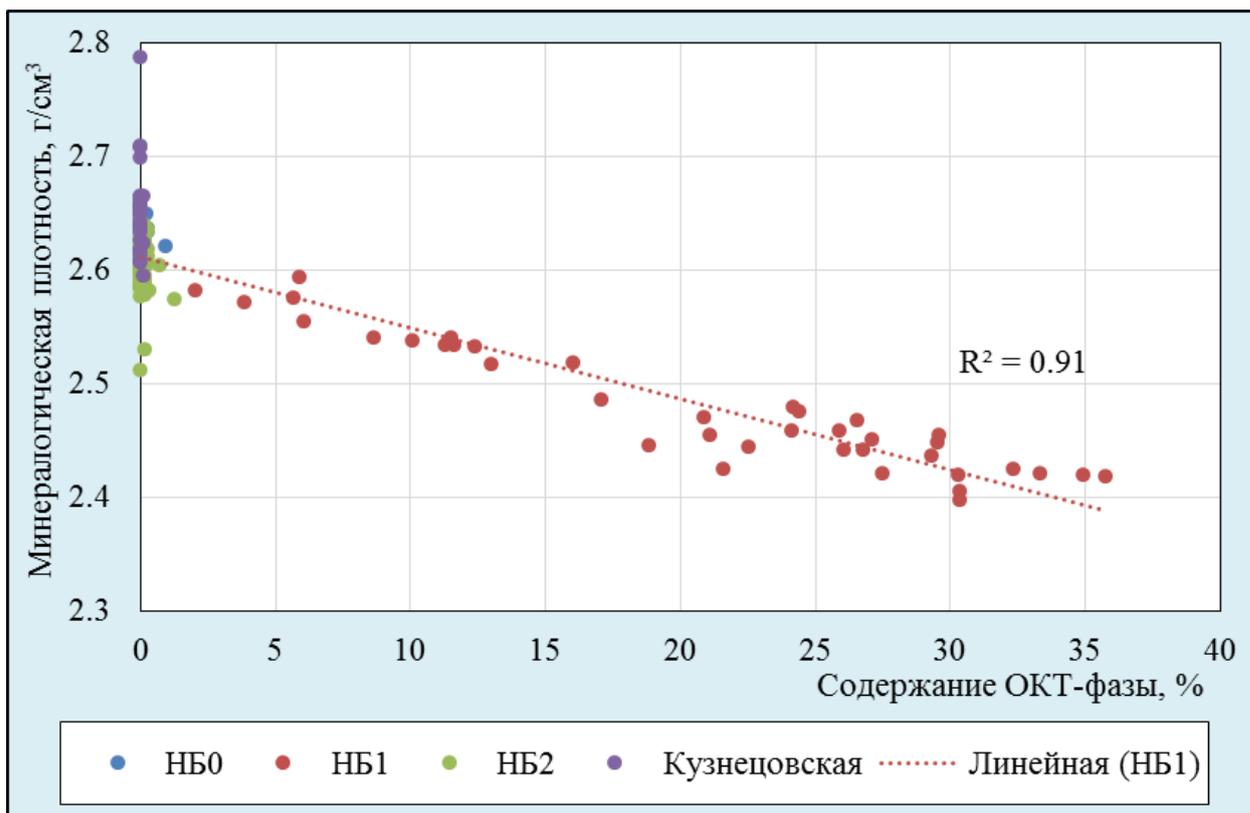
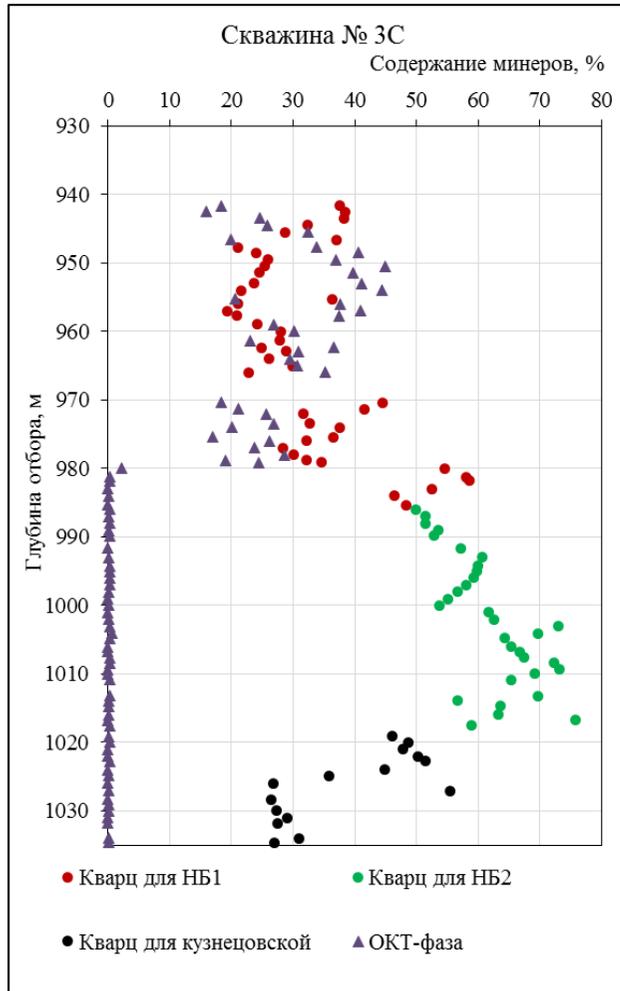


Рисунок - 2.2 Зависимость между минералогической плотностью и содержанием ОКТ-фазы

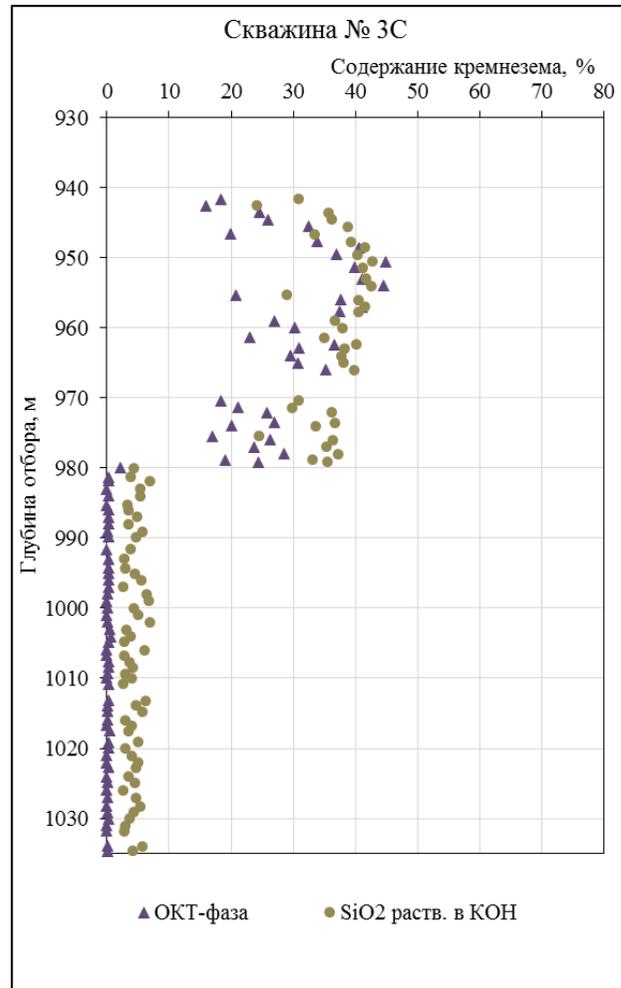
В скважине № 3С по содержанию ОКТ-фазы можно выделить пласт НБ₁ и НБ₂.

Породы пласта НБ₁ по минеральному составу характеризуется повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезёма, которое изменяется от 15,9 % до 44,9 %, составляя в среднем 31,8 %. Содержание кварца меняется от 19,3 % до 38,4 %, среднее содержание которого составляет 5,9 % (Рисунок 2.3 а, б). Глинистые минералы здесь представлены в основном монтмориллонитом (от 20,2 % до 34,0 %, в среднем – 27,9 %) (Рисунок 2.3 в, Таблица 2.2). Содержание гидрослюда варьирует от 4,1 % до 8,9 %, составляя в среднем 6,4 %.

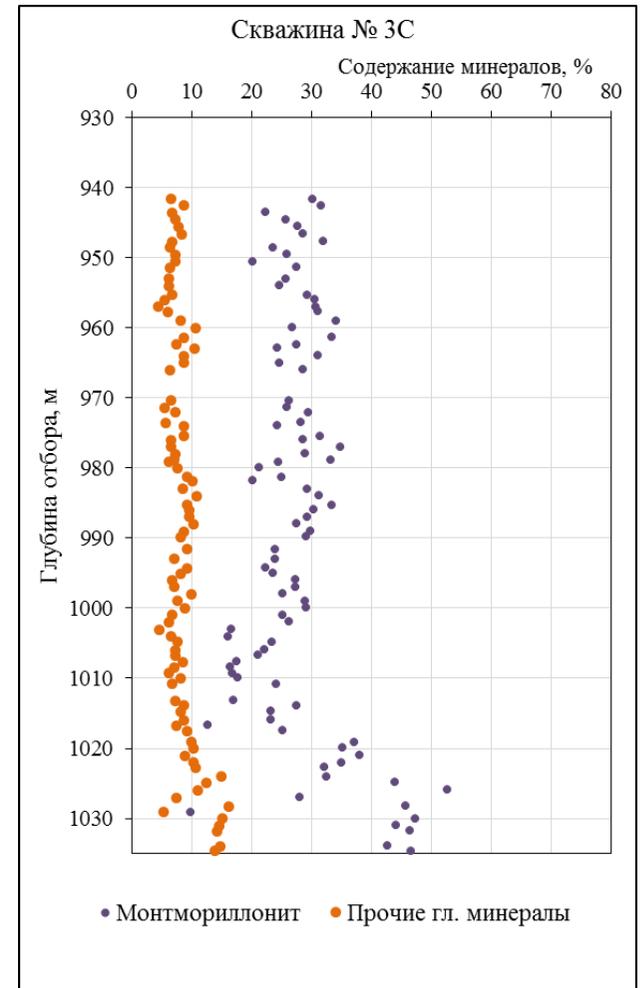
Породы пласта НБ₂ по минеральному составу резко отличается от НБ₁ пониженным содержанием ОКТ-фазы кремнезёма. Его содержание изменяется от 0 % до 2,3%, составляя в среднем 0,2 %. Содержание кварца меняется от 22,8 % до 75,8 %, составляя в среднем 54,0 %. Глинистые минералы представлены в основном монтмориллонитом, его содержание изменяется от 12,6 % до 34,7 %, составляя в среднем 25,0 % (Рисунок 2.3 в, Таблица 2.2).



а)



б)



в)

а) данные РСА, б) данные по растворимости породы в присутствии щелочей, в) глинистые минералы (по РСА)

Рисунок - 2.3 Изменчивость минерального состава опок по разрезу скважины № 3С

Таблица 2.2 - Характеристика минерального состава пород скважины № 3С

Характеристика минерального состава	НБ ₁			НБ ₂		
	min	max	среднее	min	max	среднее
Кварц	19,3	38,4	27,8	22,8	75,8	54,0
ОКТ-фаза	15,9	44,9	29,2	0,0	2,3	0,2
Монтмориллонит	20,2	34,0	27,9	12,6	34,7	25,0
Гидрослюда	4,1	8,9	6,4	4,2	8,7	6,4
Альбит	0,7	5,4	2,9	1,5	4,8	3,0
Пирит	0,3	1,6	0,7	0,4	1,4	0,8
Каолинит	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Хлорит	0,0	2,0	1,0	0,3	5,7	1,4
Ортоклаз	0,0	0,8	0,4	0,0	2,0	0,4

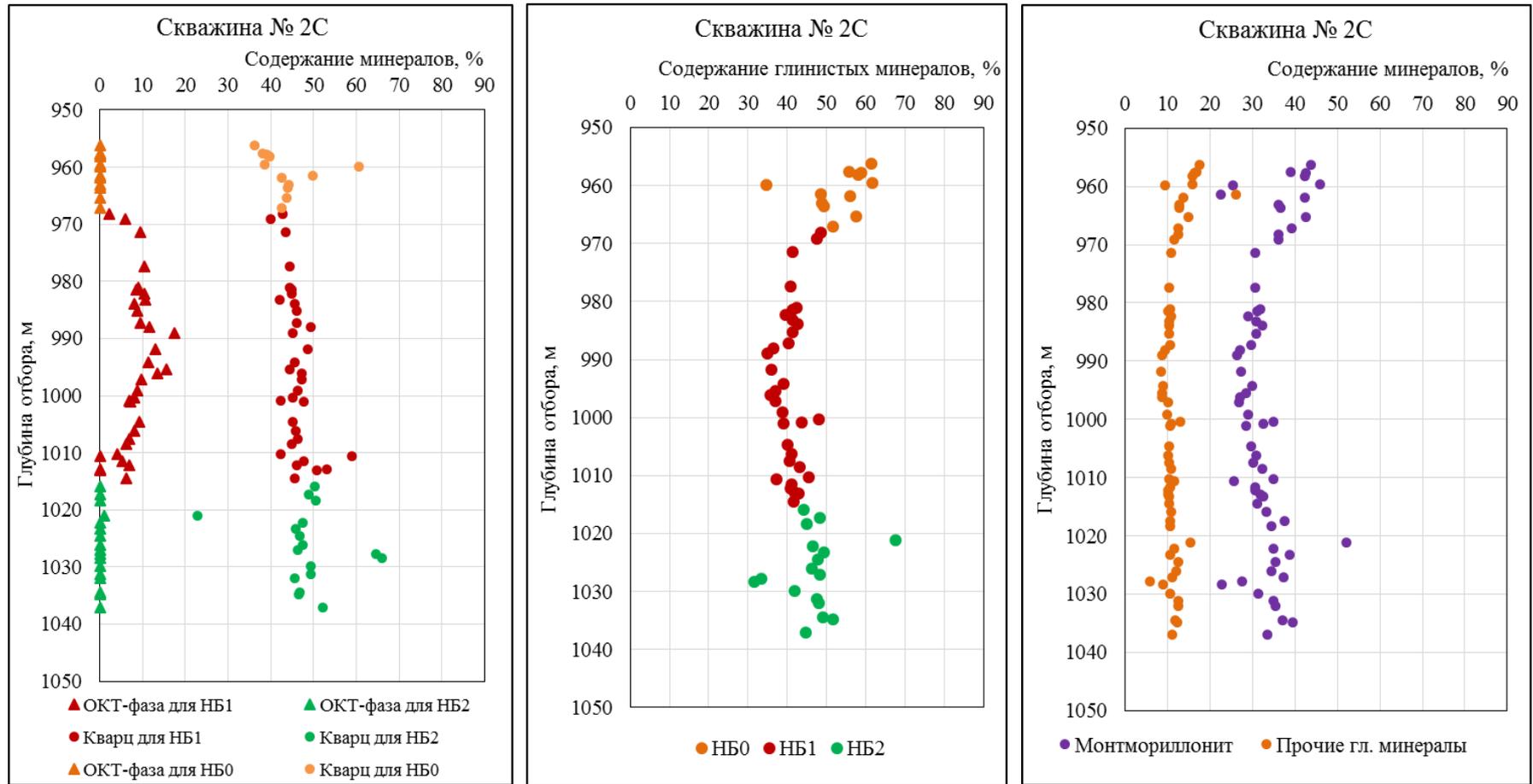
В скважине № 2С так же, как и в скважине № 4С, можно выделить три пласта: НБ₀, НБ₁ и НБ₂. Границы этих пластов отчетливо видны по содержанию ОКТ-фазы.

Породы пласта НБ₀ в скважине № 2С по минеральному составу характеризуются очень низким содержанием ОКТ-фазы кремнезёма (опал+кристобалит+тридимит), содержание которой в среднем составляет 0,1 %. Содержание кварца изменяется от 33,3 % до 60,6 %, составляя в среднем 40,5 %. Глинистые минералы представлены в основном монтмориллонитом (от 22,5 % до 45,8 %, в среднем 39,4 %). Содержание гидрослюда с глауконитом меняется от 9,4 % до 26 %, составляя в среднем 16,5 % (Рисунок 2.4, Таблица 2.3).

Таблица 2.3 - Характеристика минерального состава пород скважины № 2С

Характеристика минерального состава	НБ ₀			НБ ₁			НБ ₂		
	min	max	среднее	min	max	среднее	min	max	среднее
Кварц	36,2	60,6	43,3	40,0	59,0	46,0	22,8	66,0	48,6
ОКТ-фаза	0,0	0,0	0,0	0,0	17,5	8,1	0,0	0,9	0,1
Монтмориллонит	22,5	45,8	38,2	25,7	36,0	30,5	22,6	52,0	35,3
Гидрослюда	9,4	26,0	15,4	8,5	13,0	10,3	5,9	15,4	11,2
Пирит	0,75	1,5	0,9	0,6	2,6	1,1	0,7	2,4	1,2
Апатит	0,2	1,0	0,4	0,2	1,0	0,4	0,4	3,8	1,0
Сидерит	0,0	2,2	1,43	0,0	1,1	0,39	0,0	6,6	0,36

Породы пласта НБ₁ отличаются от минерального состава остальных пластов относительно высокими значениями ОКТ-фазы, содержание которой составляет в среднем 8,2 %, изменяясь от 0 % до 17,5 %.



а) данные PCA; б) сумма глинистых минералов; в) глинистые минералы (пересчёт по химическому составу)

Рисунок - 2.4 Изменчивость минерального состава глинистых опок по разрезу скважины № 2С

ОКТ – фаза кремнезема равномерно распределена по глубине в интервале от 969,0 до 1014,0 м, а при переходе к вышележащему (НБ₀) - и нижележащему (НБ₂) пластам доля ОКТ-фазы резко снижается – вплоть до нуля. Содержание кварца в породах пласта НБ₁ изменяется от 40,1 % до 59,0 % при среднем значении 46,1 %. Содержание монтмориллонита изменяется от 25,7 % до 36,0 %, составляя в среднем 30,5 % (Рисунок 2.4 в).

Содержание всех глинистых минералов больше всего в пласте НБ₀, значения здесь изменяются от 50 % до 60 %. В пласте НБ₁ сумма глинистых минералов варьирует от 30 % до 50 %. В пласте НБ₂ сумма глинистых минералов снова возрастает. Значения в среднем варьируют от 45 % до 50 % (Рис. 2.4 б).

Пласт НБ₂ характеризуется низким содержанием ОКТ-фазы по сравнению с пластом НБ₁. Содержание монтмориллонита варьирует от 22,6 % до 52,0 %, в среднем составляя 35,3 % (Рис. 2.4 в).

В скважине № 1С керн отобран не по всему разрезу нижеберёзовской подсвиты, а только с глубины около 985,0 м, поэтому по данным ОКТ-фазы здесь отчетливо видна только кровля пласта НБ₂.

В таблице (Таблица 2.4) и на рисунке (Рисунок 2.5) приведена обобщенная характеристика минерального состава пластов НБ₀, НБ₁ и НБ₂ по двум скважинам. Здесь видно, что содержание кварца в пласте НБ₂ по скважине № 4С, в среднем, составляет 66,0 %, среднее содержание ОКТ-фазы кремнезема составляет 0,1 %, среднее содержание суммы глинистых минералов – 30,0 %. В пласте НБ₁ среднее содержание кварца составляет 44,6 %, среднее содержание ОКТ-фазы кремнезема составляет 21,7 %, среднее содержание глинистых минералов – 29,7 %. В пласте НБ₀ среднее содержание кварца составляет 56,6 %, среднее содержание ОКТ-фазы кремнезема составляет 0,1 %, среднее содержание глинистых минералов составляет 38,2 %.

По скважине № 2С в пласте НБ₂ среднее содержание кварца составляет 48,6 %, среднее содержание ОКТ-фазы кремнезема составляет 0,1 %, среднее содержание глинистых минералов составляет 30,0 %. В пласте НБ₁ среднее содержание кварца составляет 46,0 %, среднее содержание ОКТ-фазы кремнезема составляет 8,1 %, среднее содержание глинистых минералов – 40,8 %. В пласте НБ₀ среднее содержание кварца 43,3 %, ОКТ-фаза кремнезема отсутствует. Среднее содержание глинистых минералов составляет 53,5 %.

Таким образом, видно, что пласт НБ₁ имеет высокое (по сравнению с пластами НБ₀ и НБ₂) содержание ОКТ-фазы кремнезема. В пластах НБ₀ и НБ₂ она практически отсутствует. В скважине № 4С в пласте НБ₁ содержание ОКТ-фазы кремнезема почти в два раза выше, чем в скважине № 2С. По сумме глинистых минералов пласт НБ₁ является самым малоглинистым. Среднее суммарное содержание глинистых минералов в скважине № 4С меньше, чем в скважине № 2С.

Пласт НБ₀ является наиболее глинистым. В этом пласте среднее содержание глинистых минералов в скважине № 2С выше, чем в скважине № 4С.

В скважинах №№ 1С и 3С пласт НБ₀ керном не охарактеризован.

Таблица 2.4 - Обобщённая характеристика минерального состава пластов

	Скважина № 4С			Скважина № 2С		
	Кварц	ОКТ	∑ глин. мин.	Кварц	ОКТ	∑ глин. мин.
НБ ₀	56,6	0,1	38,2	43,3	0,0	53,5
НБ ₁	44,6	21,7	29,7	46,0	8,1	40,8
НБ ₂	66,0	0,1	30,0	48,6	0,1	46,5

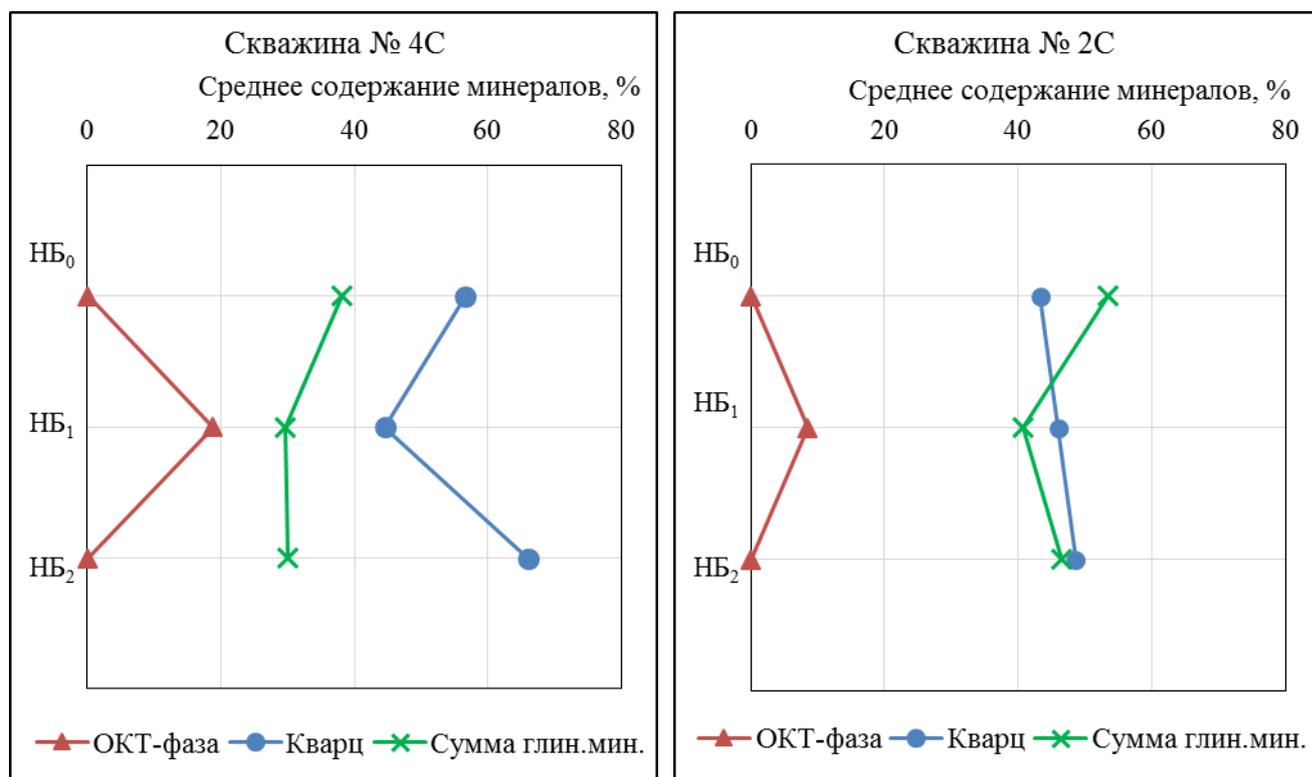
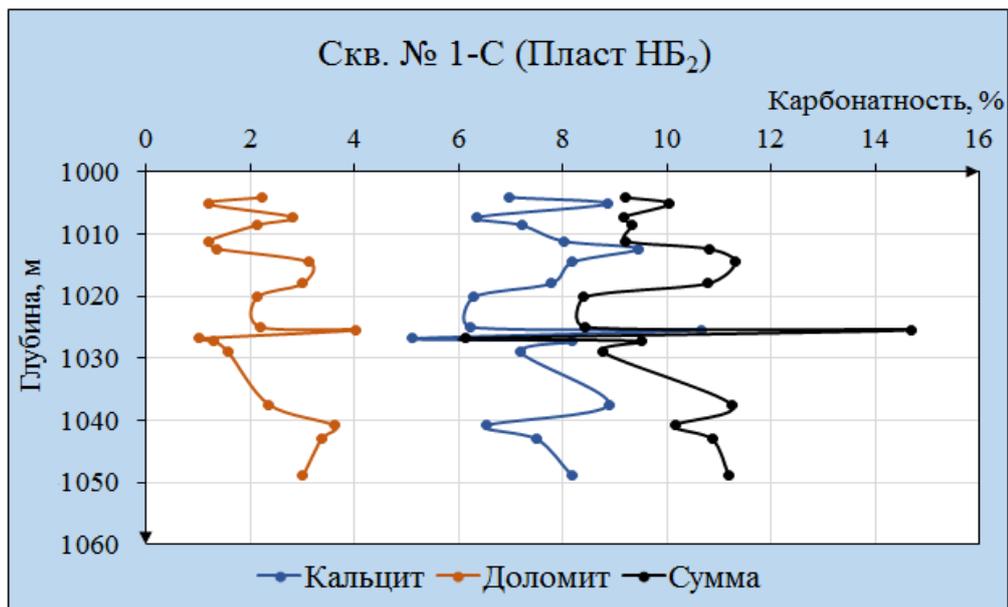


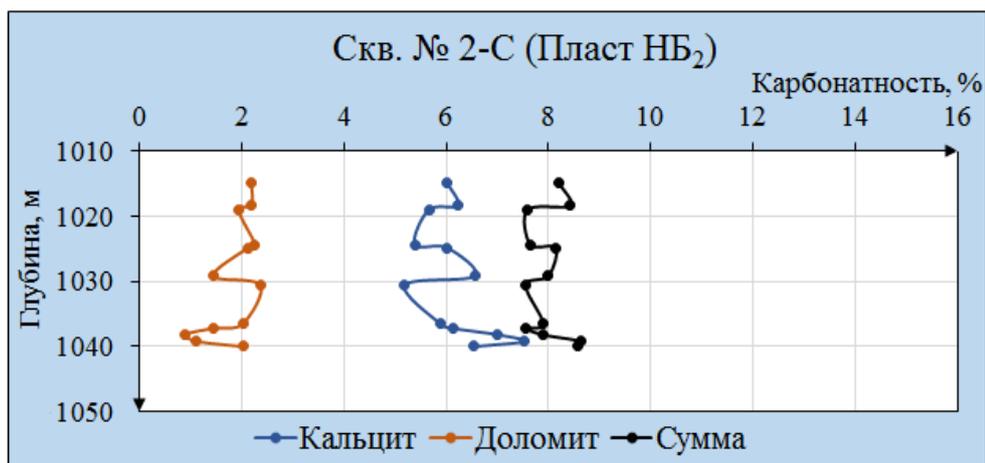
Рисунок - 2.5 Обобщенная характеристика минерального состава пластов по скважинам №4С и № 2С

По результатам определения общей карбонатности, в породах пласта НБ₂ содержание кальцита варьирует от 5 % до 10,7 %, что в среднем составляет 7,1 %, доломита – от 1,0 % до 4,04 %, в среднем – 2,1 % (Рисунок 2.6). Здесь следует отметить, что резкий пик на графике общей карбонатности (так же кальцита), отмечающийся на глубине 1025 м в скважине № 1С соответствует месту взятия образца № 224, представленного глинисто-карбонатной породой (частично перекристаллизованным глинистым известняком). Из того, что этот образец находится вблизи (по разрезу) от образцов с пониженной карбонатностью (Рисунок 2.6 а), можно сделать вывод о вторичном происхождении карбонатного прослоя за счёт фильтрации флюидов.

По данным определения общей карбонатности в породах пласта НБ₁ содержание кальцита варьирует от 5,96 % до 8,23 %, что в среднем составляет 7,22 %, доломита – от 1,31 % до 4,04 %, в среднем 2,25 % (Рисунок 2.7).

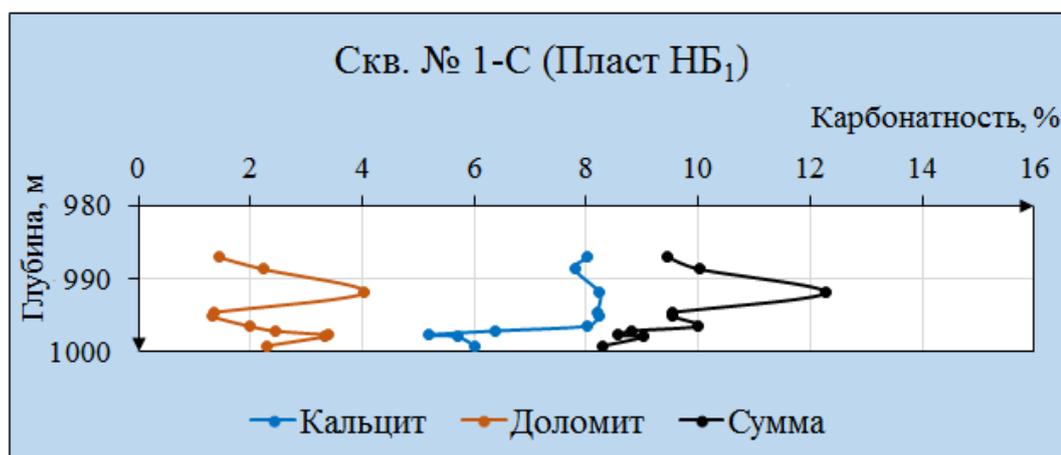


а)

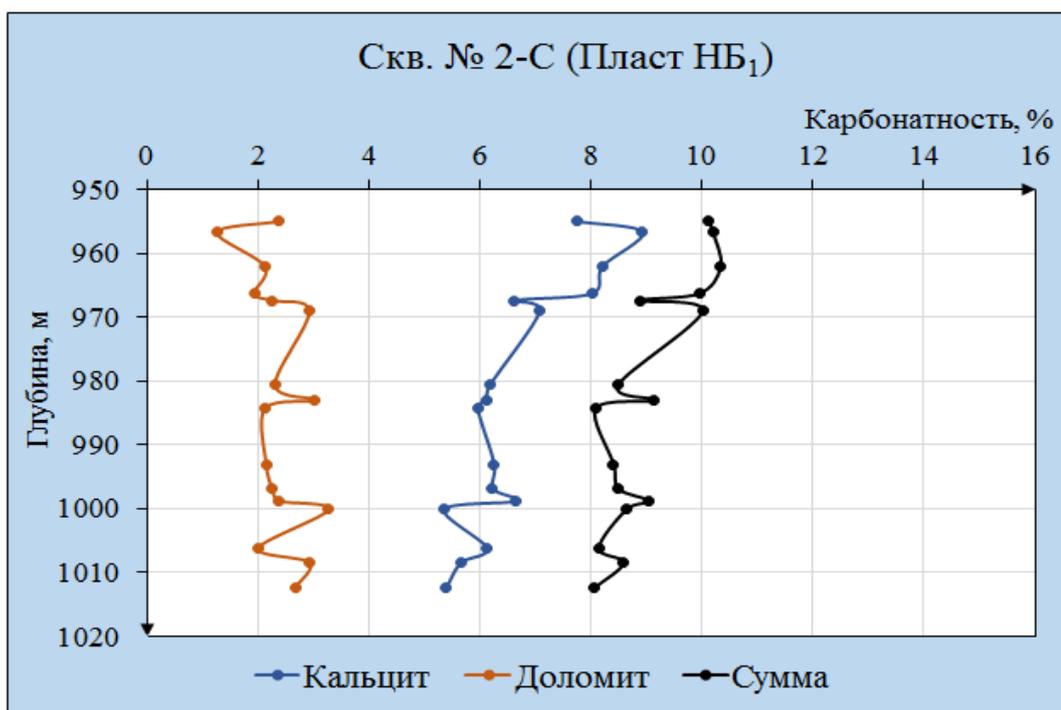


б)

Рисунок - 2.6 Содержание доломита и кальцита в породах пласта НБ₂ нижеберезовской подсветы скважин: а) № 1С, б) № 2С



а)



б)

Рисунок - 2.7 Содержание доломита и кальция в породах пласта НБ₁ нижнеберезовской подсветы скважин: а) № 1С; б) 2С

Подводя итог о минералогии нижнеберезовских отложений, можно сделать следующий вывод:

Во-первых, основным породообразующим минералом является тонкозернистый кварц. Именно тонкозернистый, поскольку по данным оптической микроскопии доля терригенных примесей в породе, представленных зёрнами кварца и отдельными зернами полевых шпатов, не превышает 10 %, т. е. далеко не 70 %, как это следует из данных РСА.

Во-вторых, существенной особенностью рассматриваемых опок является то, что в скважинах № 3С и 4С растворимость их в присутствии щелочей резко меняется при переходе от пласта НБ₁ к пластам НБ₀ и НБ₂. На рисунках (Рисунок 2.1 и Рисунок 2.3) видно, что для этих

скважин доля растворимого кремнезёма в пластах НБ₀ и НБ₂ не выше 9 % в то время, как в пласте НБ₁ она достигает 40 %, что соизмеримо с долей ОКТ-фазы кремнезёма в этом пласте. В скважинах же №№ 1С и 2С такого резкого различия по пластам не отмечается. Здесь по всему разрезу доля растворимого в присутствии щелочей кремнезёма превышает 20 % (Рисунок 2.4 и Рисунок 2.5). Это может объясняться тем, что глинистость пород в скважинах №№ 1С и 2С существенно выше, чем в скважинах №№ 3С и 4С и, если в растворении участвуют глинистые минералы, то доля растворимой в присутствии щелочей породы может увеличиться именно за счёт этого.

В-третьих, по всему разрезу нижнеберёзовской подбиты встречаются следы цеолитов в объёме первых процентов.

2.2 Трещиноватость сенонских пород-коллекторов

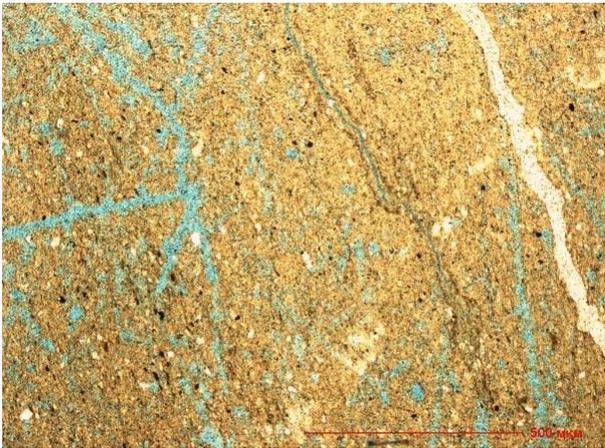
Как отмечается в работе [18], для всех кремнистых пород, в основном для опок, характерна интенсивно проявленная трещиноватость. Не исключение и рассматриваемые породы сенона. При изучении шлифов методами оптической микроскопии (ООО «ТюменНИИГипрогаз») при стократном увеличении в них выявляются многочисленные микротрещины. Они могут быть раскрытыми (голубой цвет на Рисунках 2.8 и 2.9) или залеченными изотропным кремнезёмом (светло-жёлтый цвет на Рисунке 2.8). Они, как правило, слабоизвилистые прерывистые или протяжённые, иногда образуют серии, ориентированы как по слоистости, так и вкрест напластования, зачастую приурочены к глинистым линзочкам или слойкам в структуре неоднородной глинисто-кремнистой массы.

Обращает внимание тот факт, что раскрытые микротрещины всегда сопровождаются более темно окрашенной полосой, границы которой субпараллельны ей (какой бы извилистой она не была). Такое «обрамление» раскрытых микротрещин имеет место как для трещин, которые согласуются со слоистостью (средняя трещина на Рисунке 2.8 а и две нижние на Рисунке 2.8 б), так и для трещин, которые секут слоистость (обе трещины на Рисунок 2.9 а и все три трещины на Рисунке 2.9 б). При этом микротрещины, залеченные аморфным кремнезёмом, таким «обрамлением» не сопровождаются (самая правая трещина на Рисунке 2.8 а и верхняя – на Рисунке 2.8 б). Этот факт свидетельствует о том, что такие микротрещины образовались и быстро заполнились на ранних стадиях диагенеза [40]. «Обрамление» раскрытых трещин может объясняться тем, что по ним происходила (и, видимо, происходит в настоящее время) длительная, а не кратковременная (в геологическом масштабе времени) фильтрация пластовых флюидов. О длительности жизни открытых микротрещин свидетельствует особенность окраски обрамляющей полосы, где внешние (граничные с основной массой породы) края обрамления

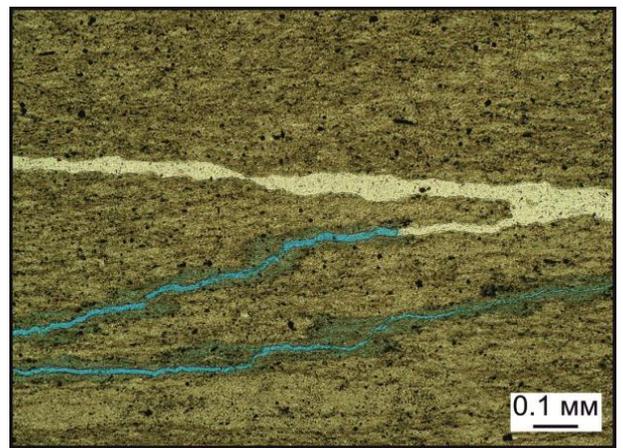
всегда окрашены в более темные цвета, соответствующие цвету глинистой массы и органическому веществу, внутренние же края (граничащие с самой открытой трещиной) всегда имеют более светлую окраску, соответствующую цвету кремнистой составляющей породы. Другими словами, на ранних стадиях жизни открытых трещин через них фильтровались флюиды, обогащённые глинистым и органическим веществом, а на поздних (вплоть до настоящего времени) – обогащённые растворённым кремнистым веществом.

Таким образом, в качестве открытых в пластовых условиях микротрещин на шлифах следует рассматривать только те трещины, которые сопровождаются «обрамлением», а трещины без обрамления скорее всего появились в шлифе за счёт механического нарушения целостности породы при его изготовлении (система тонких трещин в левой части фрагмента шлифа на Рисунке 2.8а). Будем называть эти трещины механогенными.

Раскрытость не механогенных трещин достигает 80 мкм.

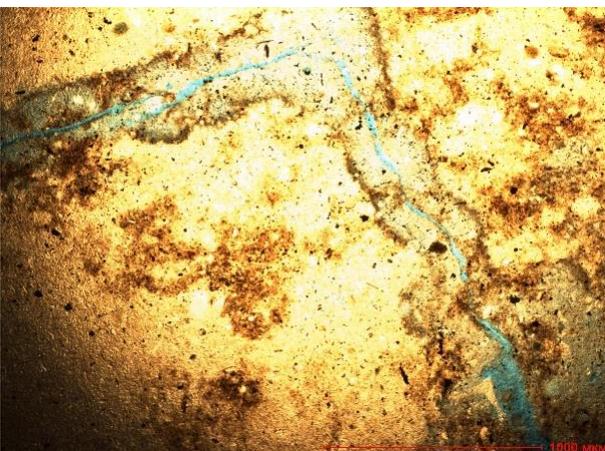


а)

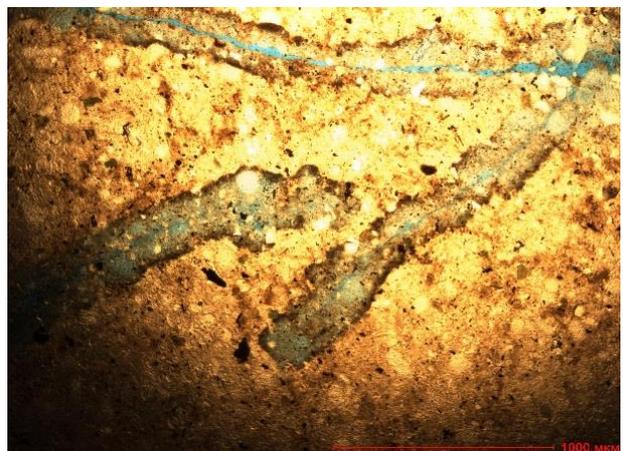


б)

голубой цвет – раскрытые трещины, прокрашенные при изготовлении шлифов
Рисунок - 2.8 Система трещин в шлифах, изготовленных вкрест слоистости



а)



б)

Рисунок - 2.9 Система трещин в шлифах, изготовленных параллельно слоистости

Наличие микротрещиноватости в породах сенона подтвердили и результаты растровой электронной микроскопии (РЭМ). В образцах были обнаружены как открытые (Рисунок 2.10), так и заполненные (Рисунок 2.11) микротрещины.

Вопрос о том, являются ли открытые микротрещины результатом разгрузки керна при подъеме его из скважины на дневную поверхность, может быть также решен при помощи метода растровой электронной микроскопии. При установлении наличия аутигенной минерализации на стенках микротрещин, можно говорить о том, что по этим трещинам в пластовых условиях происходила фильтрация флюидов.

Для решения этой задачи при помощи РЭМ, совмещенной с точечным микрондовым сканированием, были проанализированы поверхности микротрещин образцов из сенонских отложений. Этот анализ показывает, что породы сенона сложены зёрнами кремния в разной фазе с включениями чешуек глинистых минералов. На бугристых поверхностях микротрещин отмечаются чешуйки монтмориллонита и гидрослюды, соответствующей железистому иллиту или стильпномелану размером до 100 мкм. Толщина чешуек гидрослюды достигает нескольких микрон. В породе также отмечается развитие пиритовой минерализации. Акцессорная минерализация представлена обломками апатита и магнетита. Отмечаются признаки окисленного ОВ.

В настоящее время еще не проведено РЭМ исследований с составлением полной карты распределения минералов на поверхностях микротрещин рассматриваемых пород, однако установленное наличие аутигенных слюд, чешуйки которых распределены неравномерно на поверхности трещин и расположены субсогласно трещиноватости, позволяет рассматривать их как фактор, контролирующей открытость пустотного пространства. Что мы, возможно, и видим на прокрашенных шлифах (см. Рисунок 2.9).

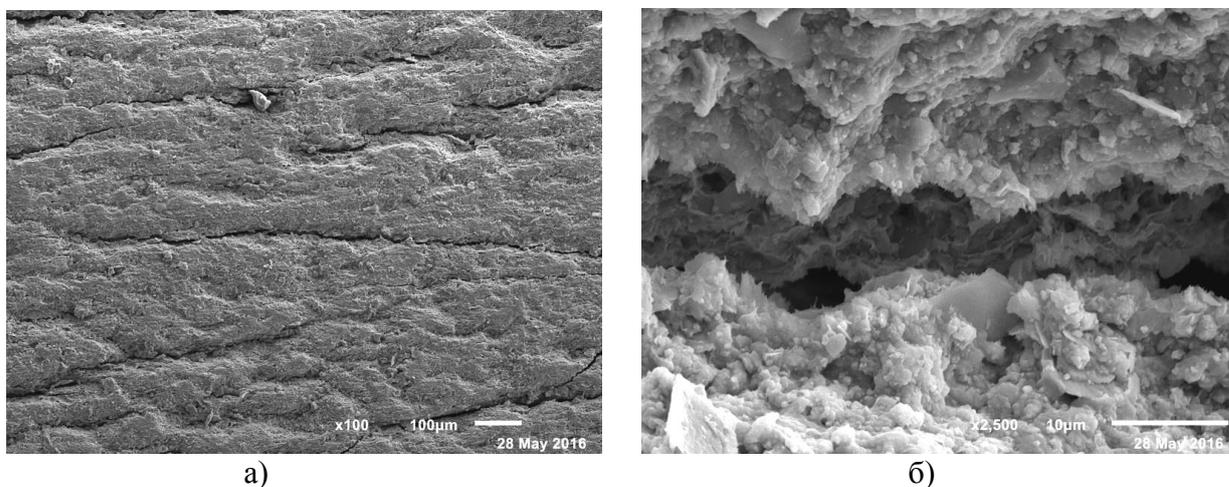


Рисунок - 2.10 Открытые микротрещины в образцах пород сенона. Скважина №2С:
а) увеличение в 100 раз; б) увеличение в 2500 раз

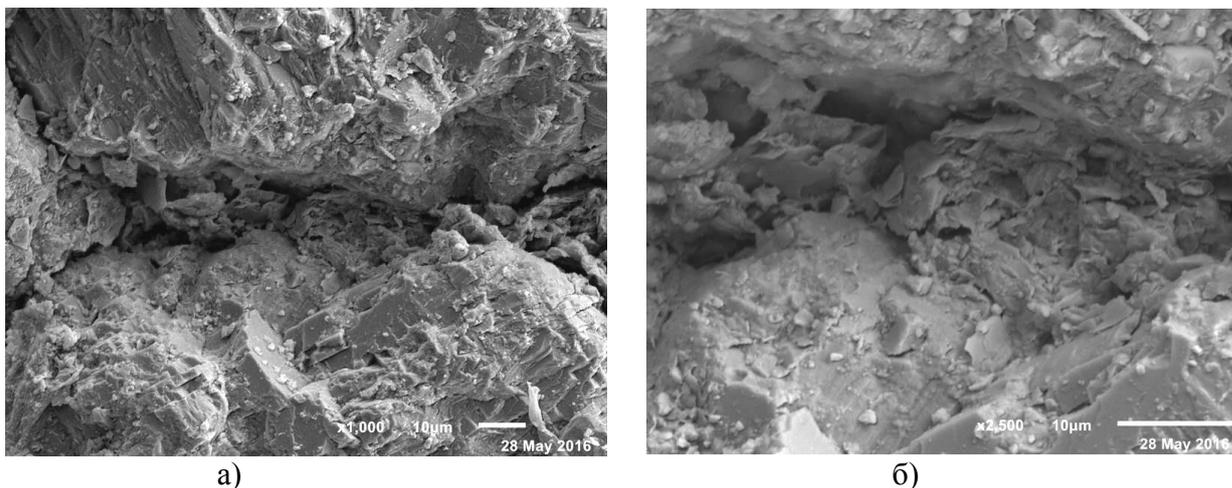


Рисунок - 2.11 Заполненные микротрещины в образцах пород сенона. Скважина № 2С:
а) увеличение в 1000 раз; б) увеличение в 2500 раз

Следовательно, можно предполагать, что в условиях пласта функционировали не все механогенные трещины, которые доступны наблюдению при атмосферном давлении. При этом, степень раскрытости трещин в пластовых условиях определяется толщиной чешуек слоистых силикатов.

Из сказанного следует, что все раскрытые трещины формировались в процессе катагенетических преобразований, которые сопровождались выщелачиванием с аутигенной минерализацией.

Наряду с доказанными особенностями микротрещин следует отметить еще одну, состоящую в том, что на поверхности шлифов, изготовленных параллельно слоистости, микротрещины зачастую имеют спрямленный характер, что свидетельствует об их тектоническом происхождении. Более того, иногда они пересекаются под прямым углом, что является свидетельством проявления различных напряжений пород в различные периоды развития тектонических процессов.

В пользу тектонического характера взаимно перпендикулярных микротрещин говорит и наличие таких взаимно перпендикулярных трещин не микро, а сантиметрового размера (Рисунок 2.12 а, точка 1). Здесь видно, что рельеф скола полноразмерного образца керна осложняется вертикальными уступами по направлениям, расположенным практически под прямым углом друг к другу. Эти направления хорошо согласуются с тем фактом, что в изученных породах при изучении ориентированных по сторонам света образцов выявлено два направления главного стресса, перпендикулярных друг к другу (Рисунок 2.12 б).

Интересно отметить, что такие угловые осложнения рельефа на сколе отмечаются не только в точке 1 (см. точки 2, 3). Хотя вертикальный уступ в этих точках отсутствует, прямые линии этих осложнений взаимно перпендикулярны и имеют направления, соответствующие двум направлениям главного стресса.

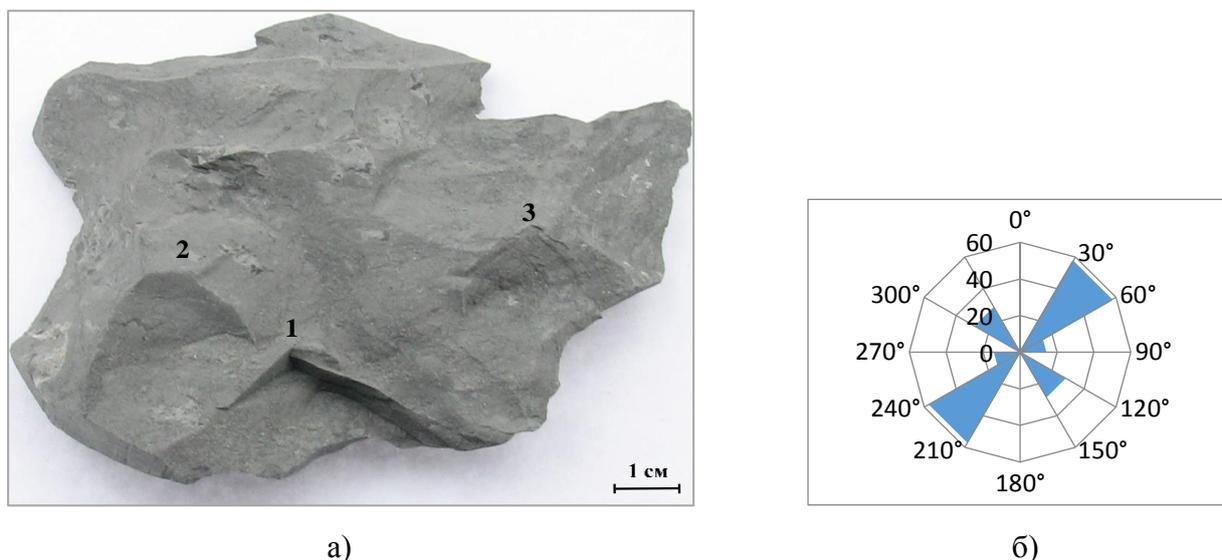


Рисунок - 2.12 Макротрещины тектонического происхождения

Стоит также отметить, что наибольшее количество микротрещин, как параллельно напластованию, так и вкрест слоистости, было обнаружено в скважине № 4С, которая была пробурена в зоне, повышенной тектоно-диагенетической трещиноватости (по данным 3D сейсморазведки). А в скважине № 3С, пробуренной в зоне пониженной тектоно-диагенетической трещиноватости, микротрещин мало. Так, в скважине № 3С из 20 шлифов только в четырех были обнаружены трещины в образцах из пласта НБ₁ и в шести – из пласта НБ₂, в то время как в скважине № 4С микротрещины в пласте НБ₁ отмечаются в 19 из 34 шлифов и в 9 из 18 – в пласте НБ₂ (Таблица 2.5).

Таким образом, в целом по скважинам, расположенным вблизи активной зоны тектоно-диагенетической дезинтеграции породы, микротрещиноватость в шлифах встречается в 2 раза чаще, чем в скважине, пробуренной в менее активной зоне. Видно, что в скважине № 4С трещины отмечаются в 54 % шлифов, против 25 % в скважине № 3С [72].

Наряду с микротрещинами, которые можно видеть на шлифах под микроскопом, в керне отмечаются и макротрещины (залеченные и не залеченные), различимые невооруженным глазом (Рисунок 2.13). Вещество, заполняющее эту трещину, имеет игольчатую структуру и при царапании ногтем сыпется. Возможно, это каолинит.

Таблица 2.5 - Частота встречаемости микротрещин в шлифах глинистых опок

пласт	Скважина № 3С			Скважина № 4С		
	всего	с микротрещинами		всего	с микротрещинами	
	шт.	шт.	%	шт.	шт.	%
НБ ₁	20	4	20	34	19	55,8
НБ ₂	20	6	30	18	9	50,0
В целом	40	10	25	52	28	54,0

Трещиноватость пород исследовали и по стволу скважины методами ГИС при помощи электрического микроимиджера.

В скважине № 4С выделены частично проводящие и залеченные трещины. Частично проводящая трещина может быть заполненной как буровым раствором, так и минералами с высокой проводимостью. Углы падения проводящих трещин изменяются 23° до 80° . Их простирание имеет два преимущественных направления: запад-юго-западное – восток-северо-восточное и север-северо-западное – юг-юго-восточное (по направлениям горизонтального стресса).



Рисунок - 2.13 Залеченная макротрещина в керне

Углы падения залеченных трещин изменяются от 32° до 71° . Залеченные трещины характеризуются разнообразным азимутом простирания, однако можно выделить тренд в ССЗ-ЮЮВ направлении (по направлениям горизонтального стресса). Так же выделены трещины неявной геометрии, углы падения которых изменяются от 65° до 87° .

Выводы:

Для пород сенона характерна интенсивно проявленная микротрещиноватость. Микротрещины имеют различный генезис: диагенетические, эпигенетические, тектонические.

Наличие аутигенных гидрослюдов, кристаллы которых расположены субсогласно слоистости (трещиноватости) позволяет рассматривать их как фактор, контролирующей открытость пустотного пространства в пластовых условиях.

По данным скважинного микроимиджера выделяются частично проводящие трещины, залеченные трещины, трещины неявной геометрии и вывалы.

2.3 Геохимическая характеристика сенонских пород-коллекторов

При изучении пород путём визуального просмотра шлифов под микроскопом не всегда можно увидеть те или иные минералы в связи с их исключительно малыми размерами (доли микрометров и мельче), что характерно для основной массы минералов, составляющих изучаемые породы. В отличие от визуальной микроскопии рентгеноструктурный анализ (РСА) позволяет обнаружить наличие таких мелких минералов при их содержании не менее 3 %.

По результатам, полученным по скважинам №№ 3С и 4С, в ЦНИИ «ГЕОЛНЕРУД» г. Казань, установлено, что содержание глинистых минералов тесно связано с содержанием ионов алюминия (Al) в породе. Взаимосвязь Al_2O_3 и глинистостью в этих скважинах характеризуется высокими коэффициентами детерминации 0,65 для скважины № 4С и 0,71 – для № 3С (Рисунок 2.14).

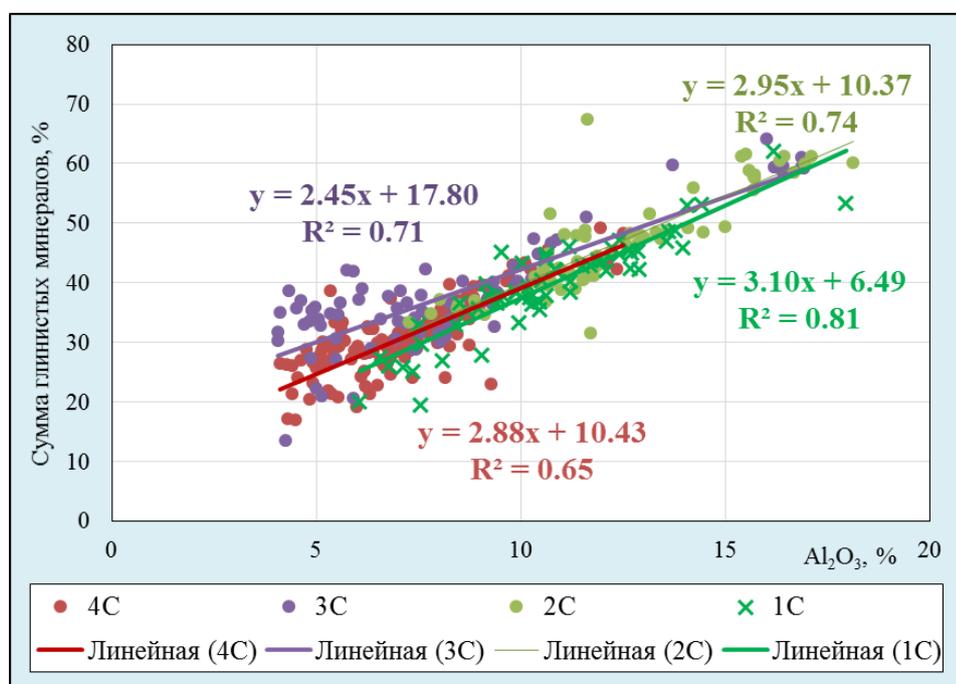


Рисунок - 2.14 Связь содержания глинистых минералов от содержания Al_2O_3

Такая высокая теснота связи здесь объясняется тем, что доля других алюмосиликатов, таких как альбит и ортоклаз, в изучаемых породах не превышает 10 %. Понятно, что теснота рассматриваемой связи должна уменьшаться для пониженного содержания глинистых минералов, поскольку в этом случае доля глинистых минералов соизмерима с долей других алюмосиликатов и значит содержание ионов алюминия уже определяется не только глинистыми минералами, но и полевыми шпатами в равной мере. Интересно отметить, что после проведения химического анализа в ООО «ЗапСибГЦ» по скважинам №№ 1С и 2С оценка доли глинистых минералов пересчётом по содержанию ионов алюминия привела к совершенно другому результату, чем был получен в этой организации только по данным РСА - «глинистых минералов

содержится от 3 % до 11 %». Теперь, как видно из рисунка (Рисунок 2.14), доля глинистых минералов в этих скважинах оценивается гораздо выше 11 %, в пределах от 20 до 60 %. Такой разброс в результатах одной лаборатории предопределяется тем, что в первом случае недостоверная оценка доли глинистых минералов была связана с техническими трудностями подготовки глинистых препаратов для проведения РСА и, поскольку не был проведён химический анализ изучаемых образцов, то и нечем было проконтролировать достоверность полученных результатов.

Из этого частного случая следует важный методический вывод – при изучении минерального состава глинистых опок необходимо обязательно проводить химический анализ. По крайней мере всегда нужно оценивать содержание ионов алюминия с тем, чтобы контролировать данные РСА по общему содержанию глинистых минералов по формуле:

$$S_{\text{глин}} = 3,0 \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 + 10,0 \quad (2.1)$$

где $S_{\text{глин}}$ - доля глинистых минералов изучаемых глинистых опоках.

Кроме того, по содержанию глинозёма Al_2O_3 можно качественно оценивать степень увеличения или уменьшения глинистости разреза нижеберёзовской подсвиты (Рисунок 2.15). Видно, что наименьшей глинистостью обладает пласт НБ₁ в скважинах № 3С и № 4С, где содержание Al_2O_3 не превышает 5 % (Рисунок 2.15 в, г). В скважине № 2С содержание Al_2O_3 в пласте НБ₁ около 10 % (Рисунок 2.15 б), из чего следует, что глинистость этого пласта здесь существенно выше, чем в скважинах № 3С и № 4С. В скважине № 1С пласт НБ₁ керном практически не охарактеризован, поэтому о глинистости судить сложно (Рисунок 2.15 а).

Пласты НБ₂ и НБ₀, исходя из графиков изменения Al_2O_3 с глубиной, характеризуются повышенным содержанием Al_2O_3 по сравнению с НБ₁. Можно сделать вывод, что в этих пластах глинистость выше, чем в пласте НБ₁. Так, в скважине № 1С содержание Al_2O_3 в пласте НБ₂ (пласт НБ₀ керном не охарактеризован) в среднем составляет 12 % (Рисунок 2.15 а), в скважине № 2С в пласте НБ₀ содержание Al_2O_3 достигает 15 %, а в пласте НБ₂ в среднем 12 % (Рисунок 2.15 б). В скважине № 3С содержание Al_2O_3 в пласте НБ₂ достигает 10 % (Рисунок 2.15 в). В скважине № 4С содержание Al_2O_3 в пласте НБ₀ в среднем около 10 %, в пласте НБ₂ около 7 % (Рисунок 2.15 г).

Анализ изменчивости значений содержания алюминия позволяет сделать вывод о существенной неоднородности разреза нижеберёзовской подсвиты. Из рисунков (Рисунок 2.15) видно, что количество Al_2O_3 в соседних по разрезу точках отбора образцов может резко различаться на 5 % и, порой, даже на 10 %, а это значит, что в этих соседних точках доля глинистых минералов может различаться на 15 % и даже на 30 %.

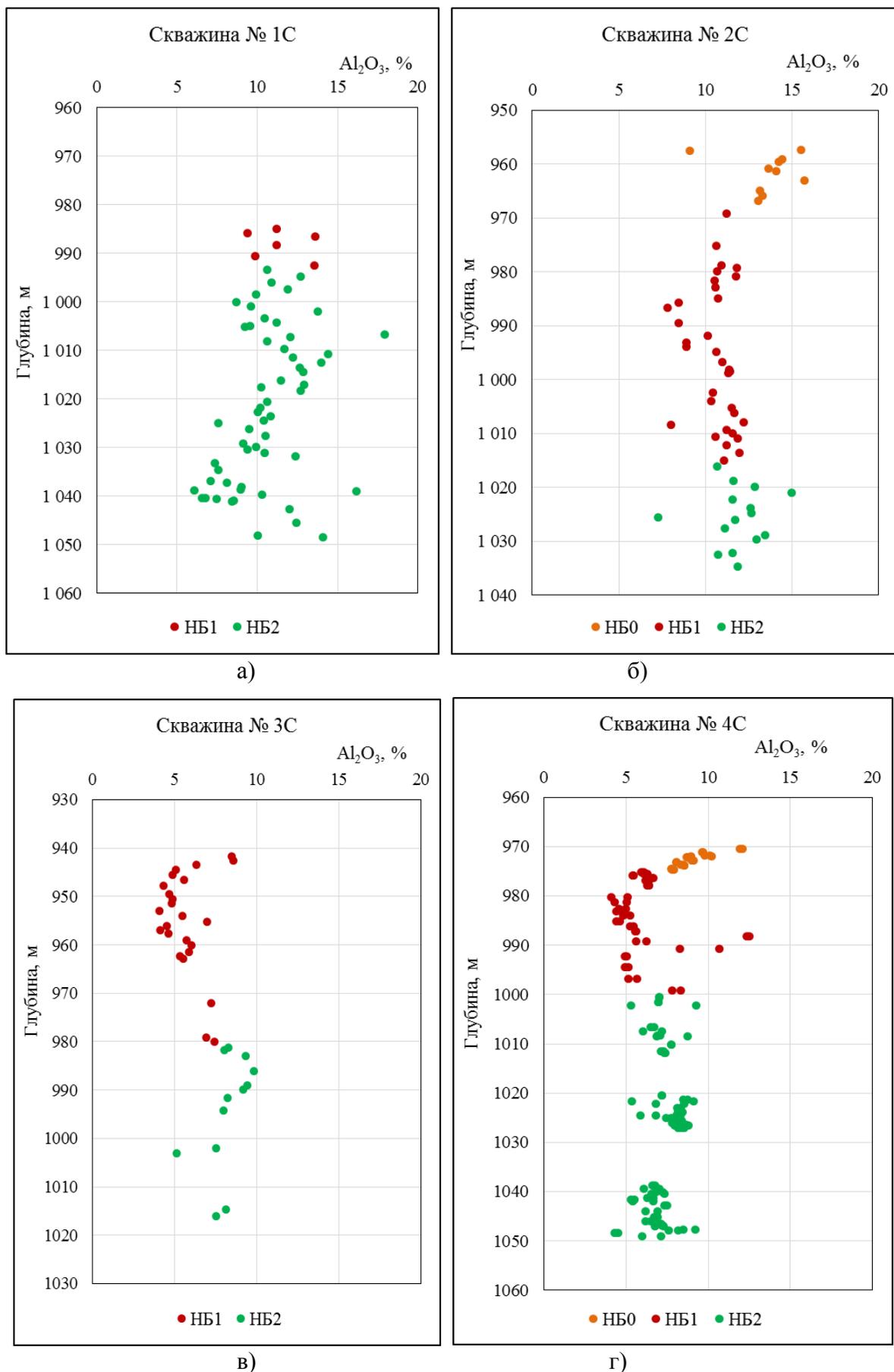


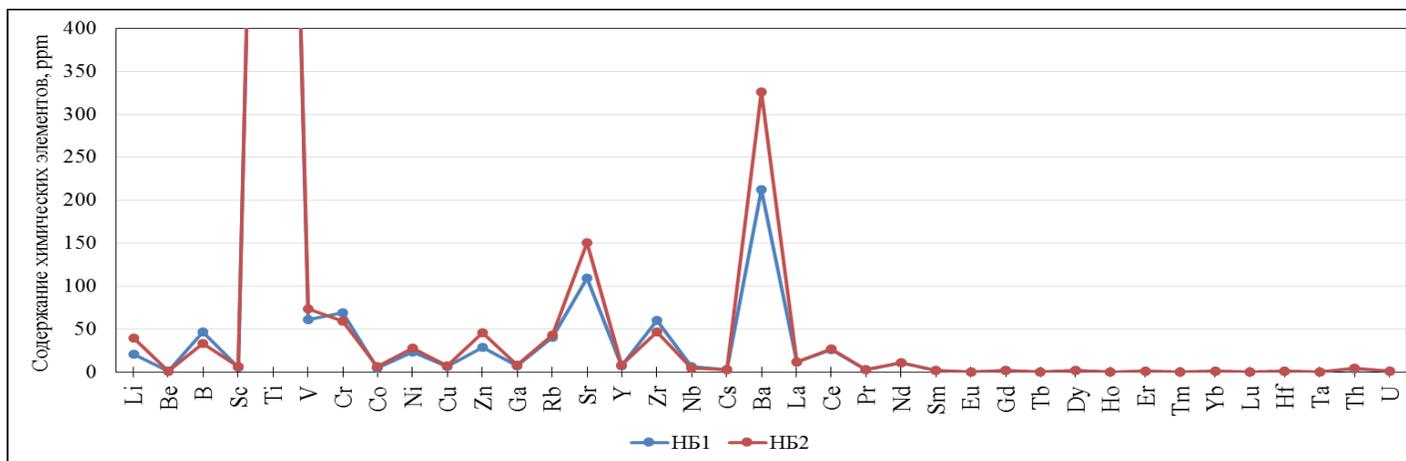
Рисунок - 2.15 Изменение содержания Al_2O_3 с глубиной: а) в скважине № 1С; б) в скважине № 2С; в) в скважине № 3С; г) в скважине № 4С

Переходя к вопросам реконструкции обстановок осадконакопления по данным химического анализа пород, необходимо сказать, что одним из основных методов реконструкции обстановок осадконакопления является литологический, макротекстурный анализ отложений, анализ их фауны и органических остатков. Однако, существует еще и метод, опирающийся на геохимические критерии, основанные как на породообразующих элементах, так и на элементах-примесях. В настоящей работе для реконструкции обстановок осадконакопления использовались результаты анализа 20 образцов, исследованных методом ИСП-МС (масс – спектрометрия с индуктивно–связанной плазмой), в основе которого лежит применение аргоновой индуктивно связанной плазмы в качестве источника ионов и масс-спектрометра для разделения и последующего детектирования этих ионов.

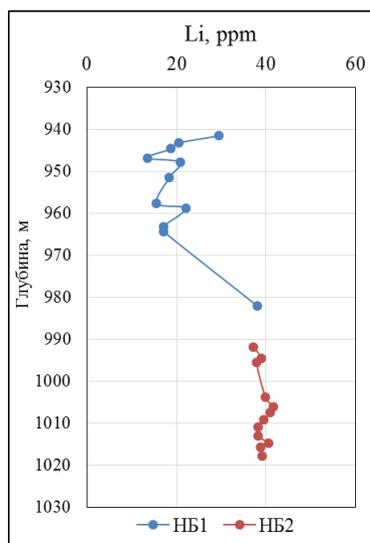
Как известно, в земной коре рассчитывается средний химический состав, т.е. кларки химических элементов. При этом оценки кларков у разных авторов сильно отличаются. Так, по данным А.П. Виноградова Be, Ti, Sr, Ba в земной коре составляют, соответственно, 3,8; 4500; 340 и 650 мг/кг (ppm). По данным же К.Н. Wedepohl, кларки этих же элементов составляют 3,1; 3117; 316 и 668 мг/кг (ppm) соответственно [46]. Эти значения почти в два раза превышают средние значения, полученные в отложениях нижнеберезовской подсвиты в скважинах №№ 3С и 4С Медвежьего месторождения (Рисунок 2.16). Из рисунка видно, что средние значения содержания большинства химических элементов в пласте НБ₁ и НБ₂ практически одинаковые. Исключение составляет содержание Li, B, Zn, Sr, Ba. Другим важным обстоятельством для пластов НБ₁ и НБ₂ является то, что при равенстве средних значений характер изменчивости содержания элементов в породах различен для этих пластов. Например, содержание Li в пластах НБ₂ и НБ₁ различается вдвое со средними значениями 40 и 20 ppm, соответственно, и практически не варьируют в пределах каждого из пластов (Рисунок 2.16 б). Содержание Sr в пласте НБ₂ монотонно увеличивается от подошвы к кровле от 89,25 ppm до 236,07 ppm, а в пласте НБ₁ оно практически постоянно и составляет около 109 ppm. (Рисунок 2.16 г).

В настоящее время для реконструкции условий и обстановок образования осадочных и метаморфических горных пород широко применяются редкоземельные элементы (РЗЭ). Их применение базируется на следующих принципах [10], [100]:

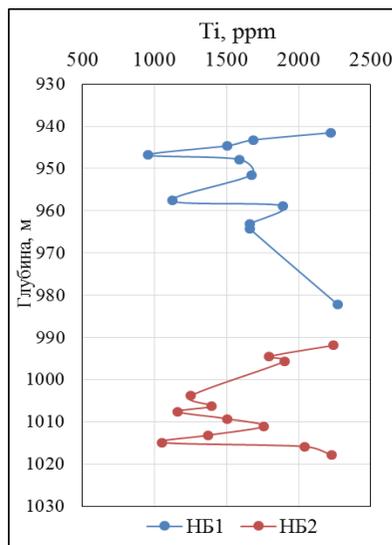
- а) лантаноиды слабо подвижны в зоне диагенеза, катагенеза и метаморфизма;
- б) на начальной стадии диагенеза происходит слабое перераспределение лантаноидов за счет растворения реакционно - способных фаз осадков, при этом тяжелые земли более подвижны, чем легкие;
- в) с развитием в осадках восстановительных условий в наибольшей степени возрастают содержания легких лантаноидов, а при смене восстановительных условий на окислительные – концентрации легких земель уменьшаются.



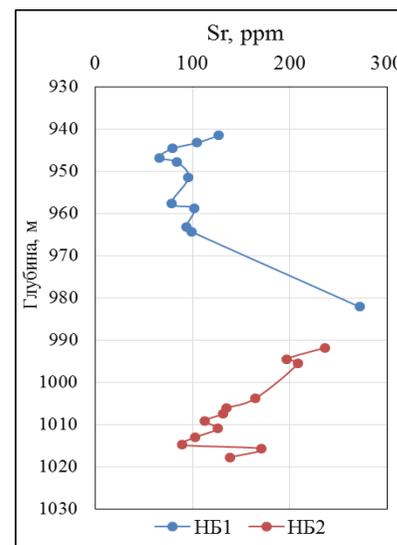
а)



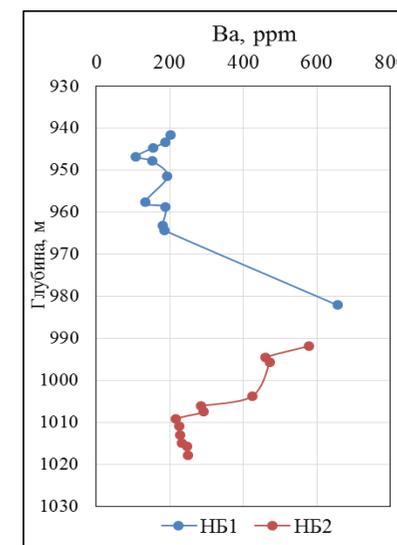
б)



в)



г)



д)

Рисунок - 2.16 Содержание химических элементов по данным ИПС анализа образцов скважины № 3С
а) средние значения, б) – д) замеры на разных глубинах

В работе [100] В.А. Шатров применяет ряд критериев оценки составов лантаноидов в осадочных породах и дает геологическую интерпретацию применяемых РЗЭ-коэффициентов. Вот некоторые из них:

- La/Sm, Yb/Sm и Y/Sm – индикаторы глубоководности, удаленности от береговой линии обстановок седиментации. Для прибрежных условий возрастают значения коэффициента La/Sm и убывают - Yb/Sm и Y/Sm. Для более удаленных от береговой линии условий наблюдается обратная зависимость.

- La/Yb – косвенным образом свидетельствует о глубинности образования осадка.

- Уменьшение La/Yb в осадке (особенно близкого вещественного состава) предполагает более мористые условия седиментации.

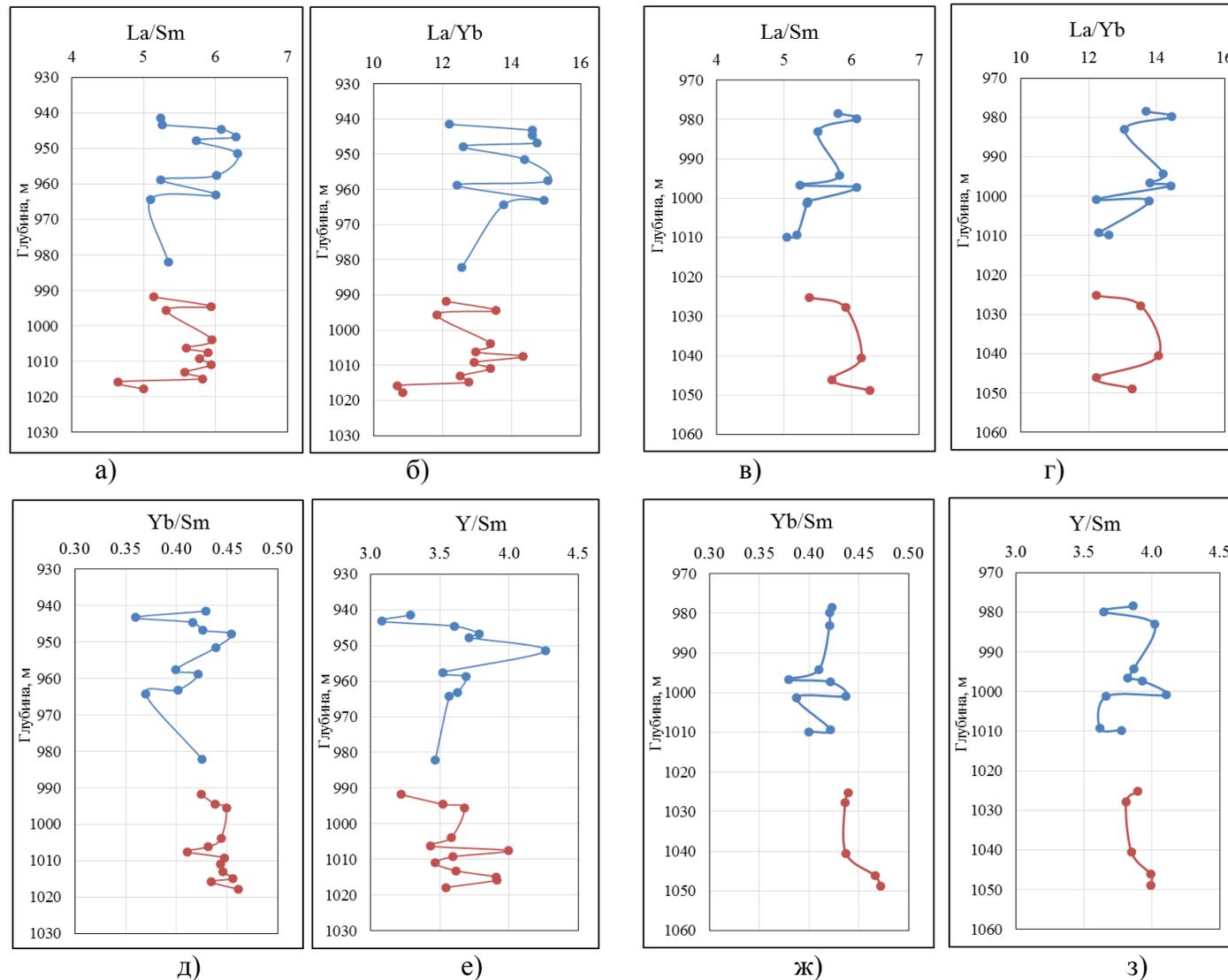
В настоящей работе по скважинам №№ 3С и 4С были построены распределения этих коэффициентов по разрезу (Рисунок 2.17). Проанализировав их, можно сделать вывод, что нижняя часть нижнеберезовской подсветы (пласт НБ₂) накапливалась в более мористых условиях, чем верхняя часть (пласт НБ₁). Об этом говорит понижение коэффициентов La/Sm, La/Yb в скважине № 3С (Таблица 2.7, Рисунок 2.17 а, б) и № 4С (Таблица 2.8, Рисунок 2.17 д, е), и в то же время повышение коэффициентов Yb/Sm (Рисунок 2.17 в, г) и Y/Sm (Рисунок 2.17 ж,з). Так, в скважине № 3С среднее значение отношения La/Sm и La/Yb в пласте НБ₁ выше, чем в пласте НБ₂ (Таблица 2.7). А значения коэффициентов Yb/Sm и Y/Sm в пласте НБ₁ ниже значений в пласте НБ₂ (Таблица 2.7). Аналогичная ситуация отмечается и в скважине № 4С (Таблица 2.8).

Таблица 2.7 - Значения коэффициентов в скважине № 3С

	La/Sm			La/Yb			Yb/Sm			Y/Sm		
	min	max	среднее	min	max	среднее	min	max	среднее	min	max	среднее
НБ ₁	5,09	6,31	5,70	12,20	15,05	13,81	0,36	0,45	0,41	3,08	4,11	3,50
НБ ₂	4,64	5,94	5,55	10,69	14,34	12,61	0,41	0,46	0,44	3,42	3,92	3,67

Таблица 2.8 - Значения коэффициентов в скважине № 4С

	La/Sm			La/Yb			Yb/Sm			Y/Sm		
	min	max	среднее	min	max	среднее	min	max	среднее	min	max	среднее
НБ ₁	5,03	6,07	5,54	12,24	14,43	13,45	0,38	0,44	0,41	3,62	4,10	3,83
НБ ₂	5,37	6,27	5,88	12,23	14,05	13,06	0,44	0,47	0,45	3,81	3,99	3,91



Условные обозначения: — пласт НБ₁; — пласт НБ₂

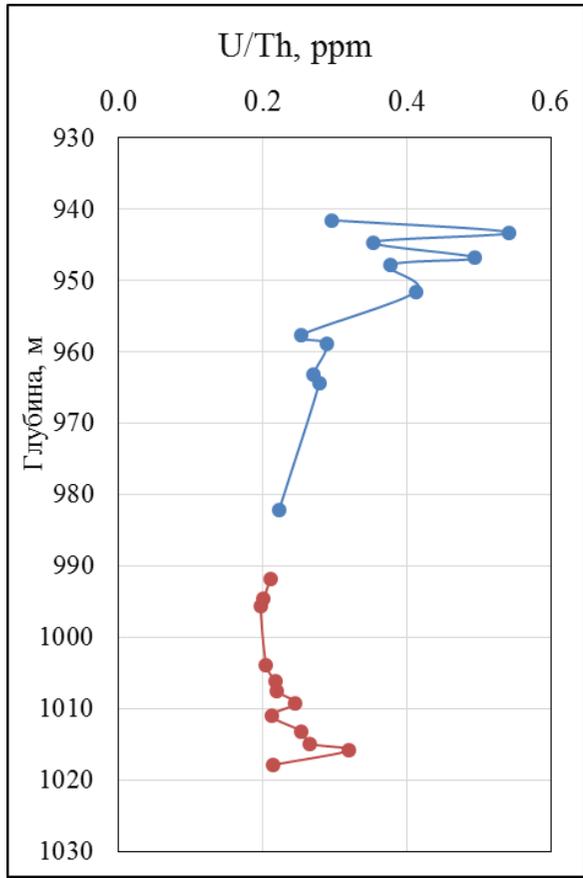
Рисунок - 2.17 Изменение РЗЭ-коэффициентов с глубиной: а, б, д, е – в скважине № 3С; в, г, ж, з – в скважине № 4С

Б. Джонс и А. Маннинг (Jones, Manning, 1994) на примере ряда литостратиграфических подразделений верхней юры грабена Викинг в Северном море и формации Rimmeridge Clay, распространенной в центральной части Англии, рассмотрели возможность использования для реконструкции придонных концентраций кислорода таких геохимических индексов, как U/Th, Ni/Co и др.

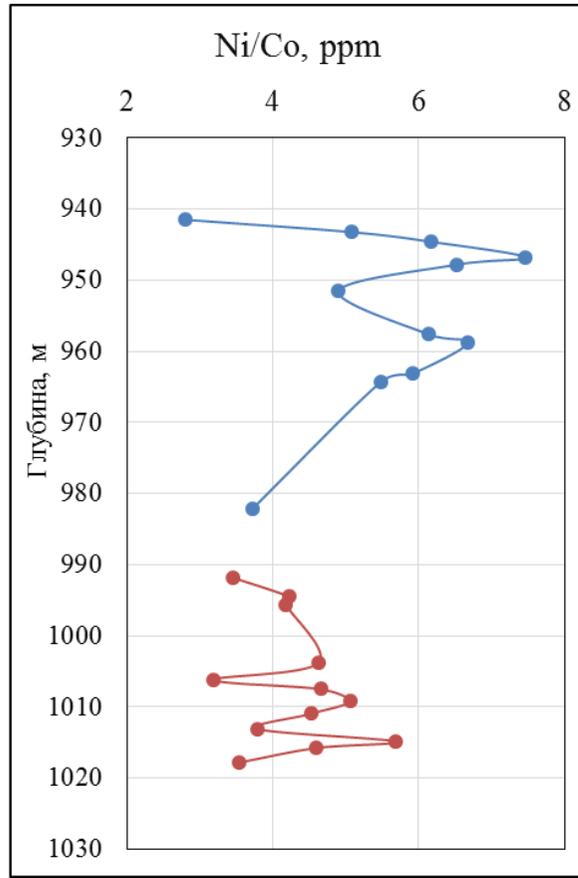
Названными авторами было показано, что наиболее хорошо разграничивают редокс-условия придонных вод индексы U/Th и Ni/Co. «Калибровка» значений Ni/Co, U/Th по отношению к характеру пиритизации осадков позволила наметить количественные границы между бескислородной, диокисной и окисной зонами [46]. Так, при значениях индексов U/Th и Ni/Co, соответственно, более 1,25 и 7,0 глинистые сланцы формировались, по данным указанных авторов, в бескислородных обстановках, тогда как при величинах этих индексов, меньших, соответственно, 0,75 и 5,0, осадки накапливались в окислительных придонных обстановках. Данный метод реконструкции природных концентраций кислорода был применён для отложений сенона, а именно для нижнеберезовской подсвиты (Рисунок 2.18а, б).

Исходя из соотношений U/Th и Ni/Co можно сделать вывод, что отложения нижнеберезовской подсвиты в основном накапливались в аэрируемых, возможно, прибрежных обстановках, способствовавших расцвету органической жизни. Однако, по величине отношения Ni/Co можно предположить, что самая верхняя часть нижнеберезовской подсвиты (кровля пласта НБ₁) накапливалась в безокисных обстановках, так как значения индекса Ni/Co увеличивается до 8 ppm (Рисунок 2.18 а, б).

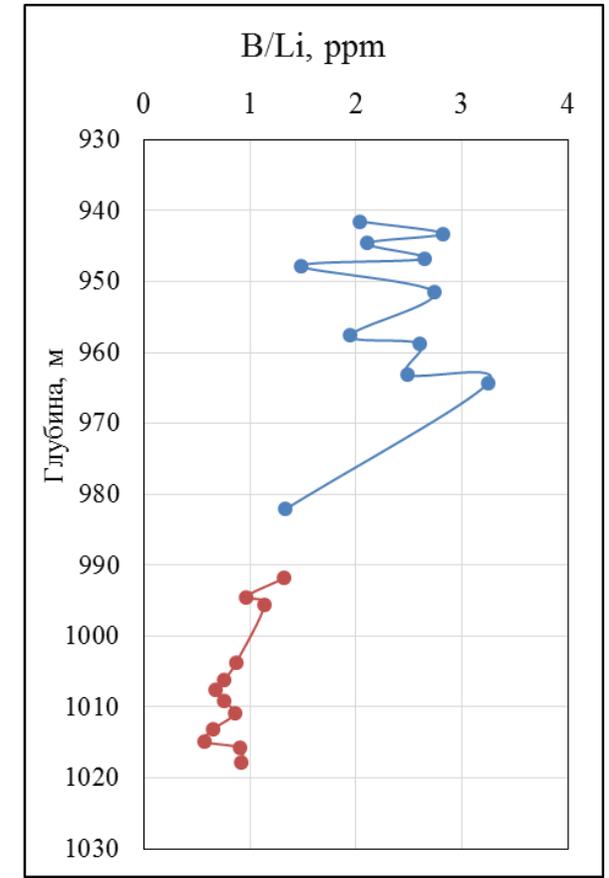
Выводы относительно солёности бассейнов можно сделать при помощи отношения V/Li. Так, отложения нижней части нижнеберезовской подсвиты накапливались в опреснённых водоёмах, а верхняя часть (пласт НБ₁) – в более солонатоводном бассейне в условиях аридного климата. Об этом говорит тот факт, что в пласте НБ₁ значения коэффициента V/Li изменяются от 1,33 ppm до 3,25 ppm, а в пласте НБ₂ – от 0,57 ppm до 1,33 ppm (Рисунок 2.18 в). Верхняя часть нижнеберезовской подсвиты накапливалась в мелководной прибрежной, может даже лагунной обстановке, в условиях аридного климата. Об этом говорят повышенные значения коэффициентов La/Sm, La/Yb, U/Th, Ni/Co и V/Li и пониженные Yb/Sm и Y/Sm. Нижняя часть нижнеберезовской подсвиты формировалась уже в других условиях, более глубоководных и пресноводных. Однако ясно, что эти результаты носят предварительный характер и для более корректных суждений требуется, во-первых, значительное расширение базы данных, а во-вторых, использование возможно большего числа различных геохимических методов реконструкции характера среды осадконакопления [37].



а)



б)



в)

Условные обозначения: — пласт НБ₁; — пласт НБ₂

Рисунок - 2.18 Характеристика окислительно – восстановительных обстановок (а, б) и солёности древних водоёмов (в) в скважине № 3С

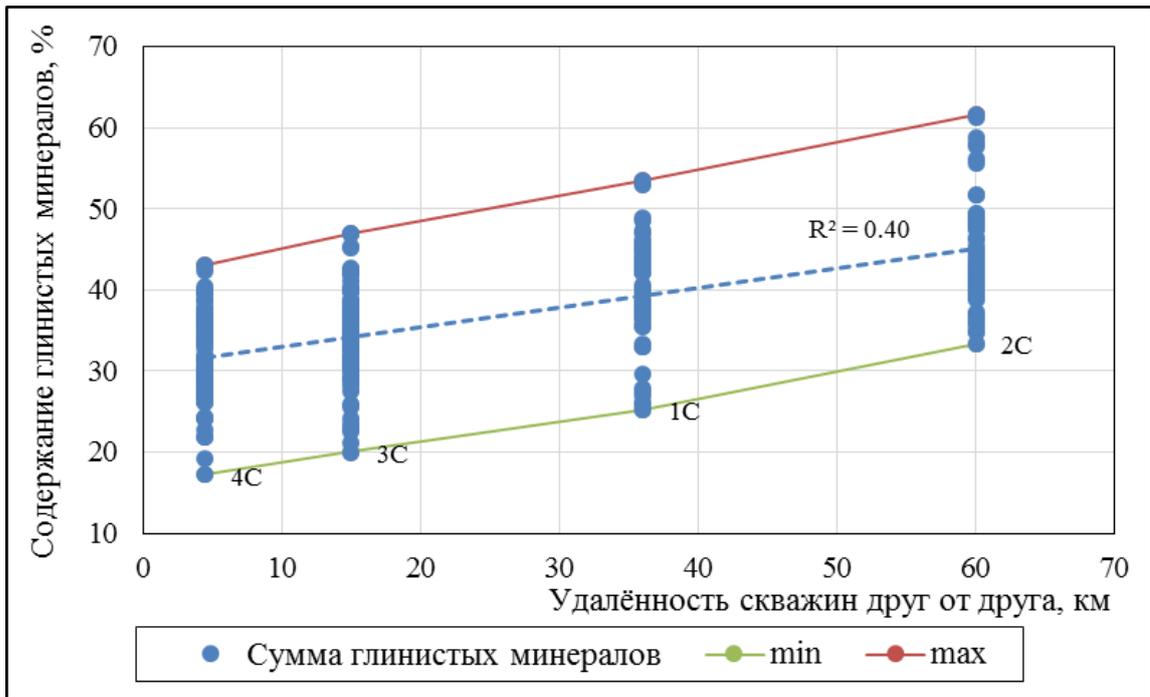
2.4 Литолого-минералогическая неоднородность нижеберёзовской толщи пород

2.4.1 Макронеоднородность

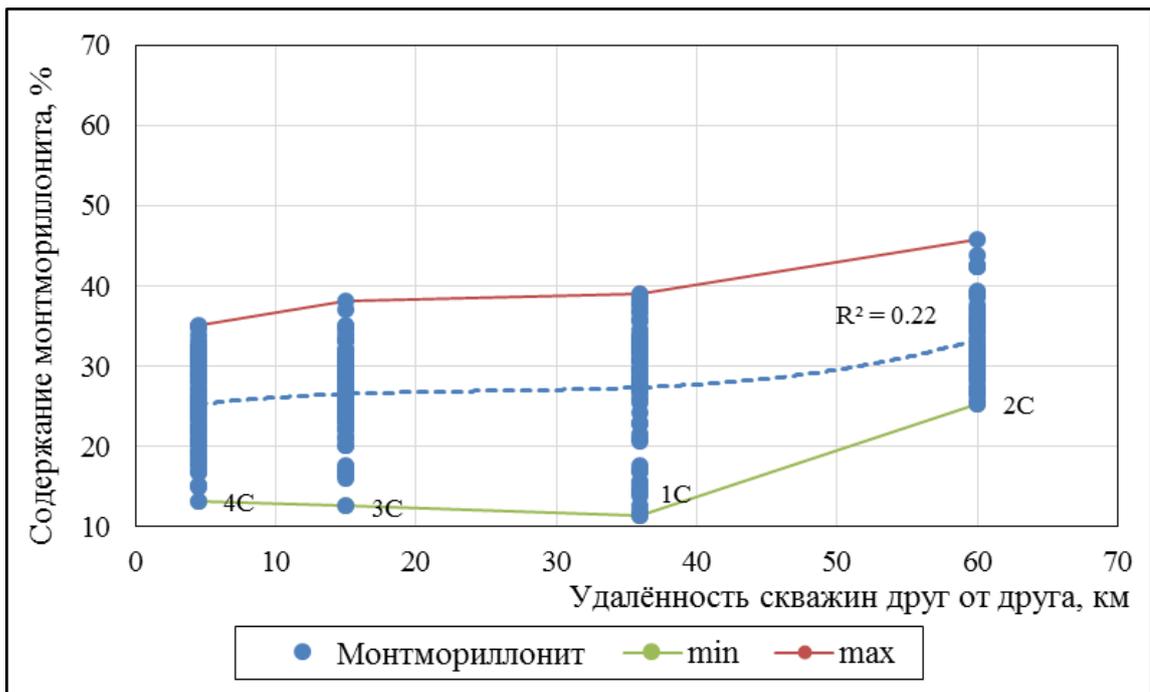
Результаты опробования горизонта НБ в скважинах №№ 3С, 4С Медвежьего месторождения дают основание полагать, что отдающая способность коллекторов в верхней части нижеберёзовской подсвиты (пласт НБ₁) меньше, чем в её нижней части (пласт НБ₂). Такая особенность флюидоотдачи связана с различием литолого-минералогических и геохимических характеристик пород в этих пластах и, как следствие, с различием их (пластов) по газонасыщенности (подраздел 4.2). В скважинах №№ 3С и 4С чётко прослеживается связь между снижением газонасыщенности и повышением доли растворимого в щелочах кремнезёма - доля растворимого кремнезёма в пласте НБ₁ здесь варьирует от 20 % до 40 %, в то время как в пласте НБ₂ – она не более 1 %. В скважинах же №№ 1С и 2С такого изменения доли растворимого кремнезёма не отмечается, здесь по всему разрезу она изменяется от 20 % до 30 %. Отметим, что скважины №№ 1С и 2С отличаются от скважин №№ 3С, 4С не только особенностями содержания растворимой фазы кремнезёма, а ещё и содержанием глинистых минералов. Так, в скважинах №№ 3С, 4С суммарное содержание глинистых минералов в среднем не превышает 35 % (Рисунок 2.19а, Рисунок 2.20 а, б), в то время как в скважинах №№ 1С и 2С оно превышает 40 %, достигая 60 % в отдельных зональных интервалах (Рисунок 2.19а, Рисунок 2.20 а, б). Содержание монтмориллонита во всех скважинах практически одинаково, его количество в среднем 25 % во всех скважинах (Рисунок 2.19 б).

Неоднородность прослеживается и по пластам. Содержание глинистых минералов по всем скважинам в пласте НБ₁ варьирует от 24,2 % до 48,6 %, а в пласте НБ₂ – от 17,2 % до 52,9 % (Рисунок 2.20 а, б). Содержание монтмориллонита в пласте НБ₁ варьирует от 15 % до 37,9 %, а в пласте НБ₂ – от 11,4 % до 39,4 % (Рисунок 2.20 в, г).

По результатам интерпретации данных ГИС коэффициент газонасыщенности пласта НБ₂ в скважине № 2С почти вдвое ниже чем в скважинах №№ 3С, и 4С.



а)



б)

Рисунок - 2.19 Содержание в скважинах №№ 1С, 2С, 3С и 4С: а) глинистых минералов; б) монтмориллонита

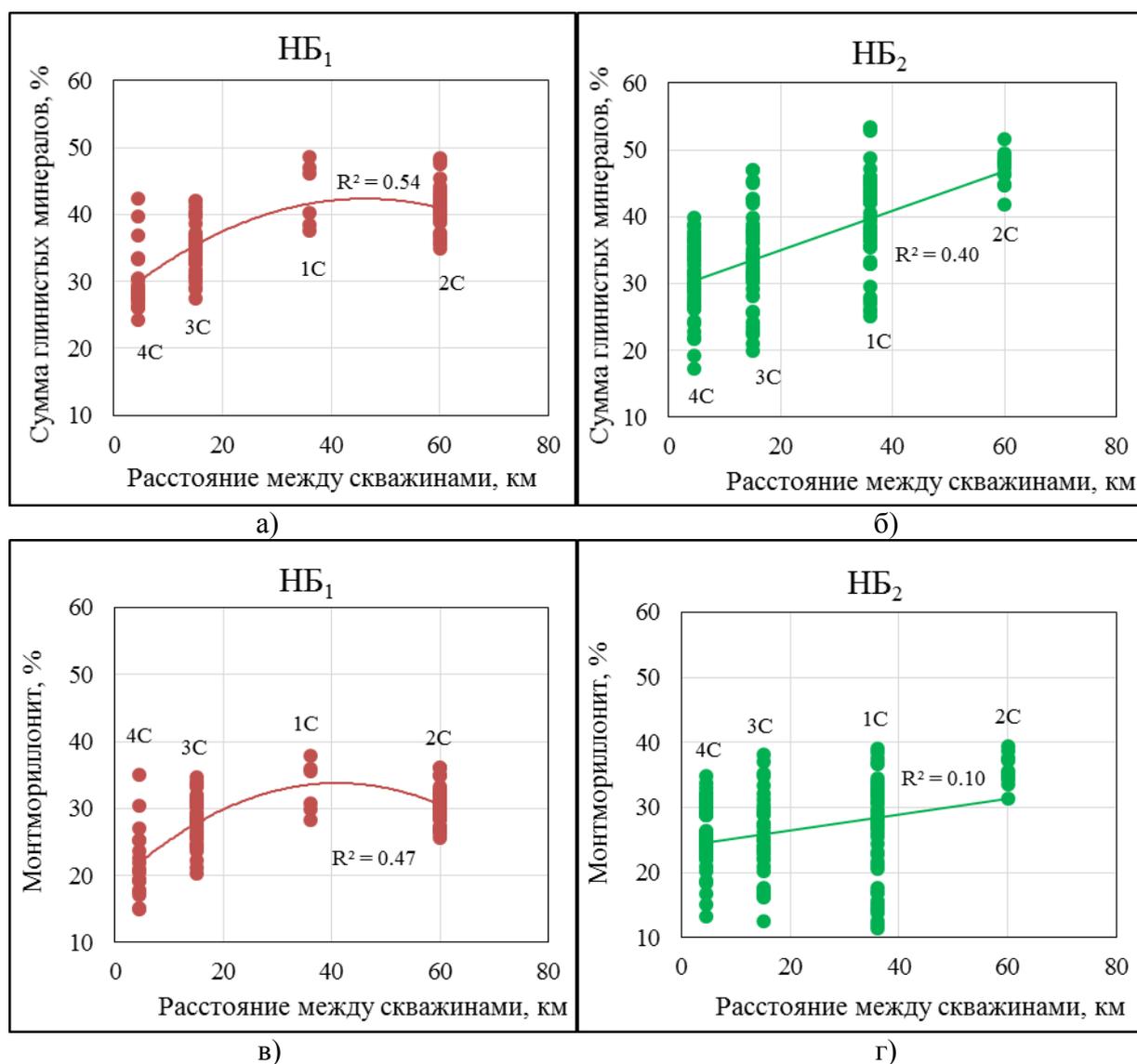


Рисунок - 2.20 Содержание по пластам всех глинистых минералов и монтмориллонита отдельно

Пласты нижнеберезовской толщи различаются и по коэффициенту общей пористости. Так, в пласте НБ₂ она ниже, чем в пласте НБ₁. В пласте НБ₂ коэффициент общей пористости в среднем составляет 29,8 %, в пласте НБ₁ – 31,3 %. Пласт НБ₀ охарактеризован керном только в скважинах №№ 4С и 2С. При этом среднее значение коэффициента пористости пласта НБ₀ в скважине № 4С существенно выше, чем в пластах НБ₁ и НБ₂, и составляет 36 %, а в скважине № 2С пористость пласта НБ₀ такая же, как и для пластов НБ₁ и НБ₂ (Рисунок 2.21, Таблица 2.9).

Таблица 2.9 - Средние значения коэффициента общей пористости по пластам и по скважинам

	4С	3С	1С	2С
НБ ₀	36	-	-	28
НБ ₁	32	33	31	29
НБ ₂	30	30	31	28

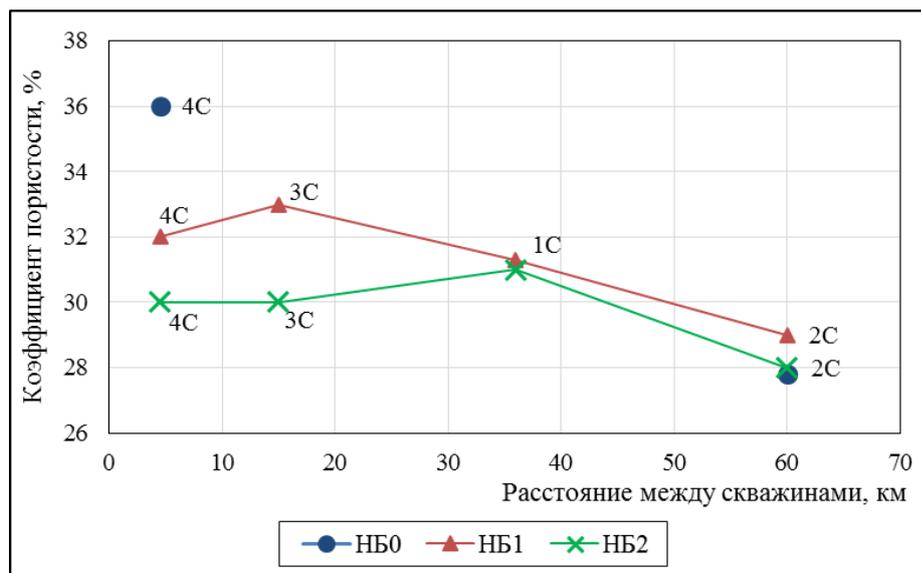


Рисунок - 2.21 Средние значения коэффициента общей пористости по пластам и по скважинам

Таким образом, по данным керна и ГИС видно, что разрез нижеберёзовской подсистемы существенно неоднороден как по разрезу, так и по латерали. Эта неоднородность находит отражение и в продуктивной характеристике: по данным ПГИ основной приток во всех скважинах (с вертикальными и горизонтальными стволами) даёт пласт НБ₂.

2.4.2 Микронеоднородность по данным рентгеновской микротомографии

Рентгенотомографические методы используются в нефтегазовой геологии более 20 лет (с начала 1990-х гг.) [121, 117, 107]. Первоначально их применение ограничивалось косвенным определением общей пористости (с невысокой точностью) на основе средней рентгеновской плотности образца горной породы [121]. С совершенствованием аппаратной базы круг решаемых задач расширялся, а в последнее время масштабы и сфера использования рентгеновских томографов для решения геологических задач резко возросли [107, 119, 25, 24, 23].

Основными узлами любого компьютерного томографа являются источник рентгеновских лучей, непосредственно объект изучения, через который проходят испускаемые источником лучи и детектор, фиксирующий уровень излучения, поглощенного объектом. Исследования проводились на 30 образцах.

Образец 22,5 представлен смешанной глинисто-алевритовой породой с неясной текстурой (Рисунок 2.22). Основная масса образца выполнена тонко- и мелкоалевритовым достаточно однородным материалом, на фоне которого выделяются отдельные линзы и пятна более тонкого глинистого вещества, имеющие субгоризонтальную ориентировку (Рисунок 2.23). Рассчитанное по данным КТ содержание глини составляет 18,25 %. Тяжелые минералы присутствуют в породе в виде отдельных кристаллов, их содержание не превышает 0,04 %.

Пустотное пространство представлено редкими округлыми порами, размеры которых редко достигают 150 мкм в диаметре (Рисунок 2.24). Поры плохо связаны между собой. Преобладают поры радиусом 5-6 мкм. Пористость в породе равна 7,94 %.

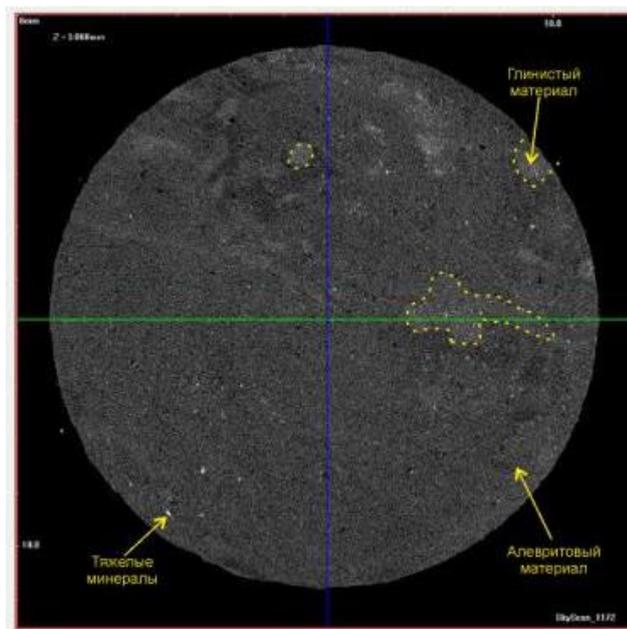


Рисунок - 2.22 Рентгеноплотностной срез образца № 22,5

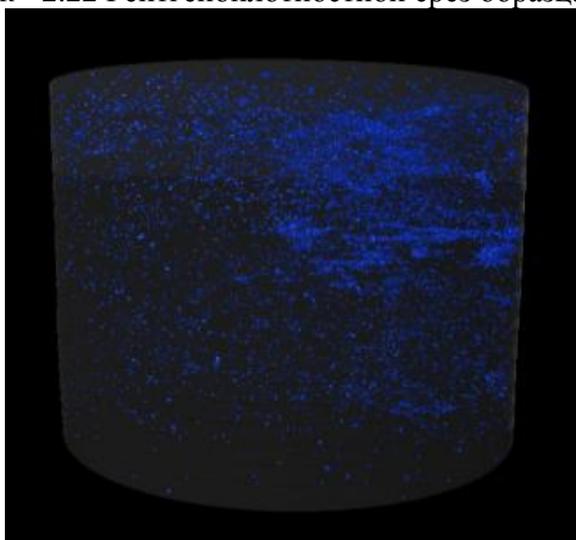


Рисунок - 2.23 3D модель распределения глинистой составляющей в объеме образца № 22,5

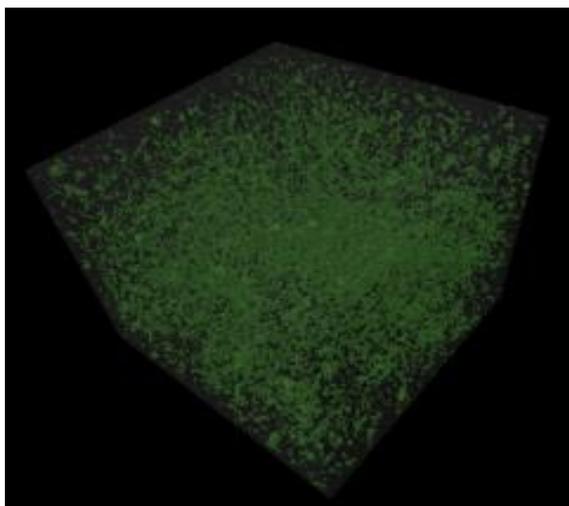


Рисунок - 2.24 3D модель распределения пустот в объеме образца № 22,5

Образец 35,6 представлен смешанной глинисто-алевритово-песчаной породой. Основная масса представлена отдельными пятнами, линзами и прослоями, выполненными алевритовым, песчаным и глинистым материалом, которые неупорядоченно чередуются и переслаиваются (Рисунок 2.25, Рисунок 2.26). Тяжелые минералы присутствуют в породе в виде отдельных кристаллов, их содержание не превышает 0,12 % (Рисунок 2.27).

Пустотное пространство породы представлено чаще всего порами округлой формы, реже встречаются пустоты игольчатой формы. Поры характеризуются плохой связанностью и приурочены преимущественно к алевритовой составляющей породы. В породе преобладают поры радиусом 8 мкм. Расчетная пористость в породе достигает значений 16,5 %.

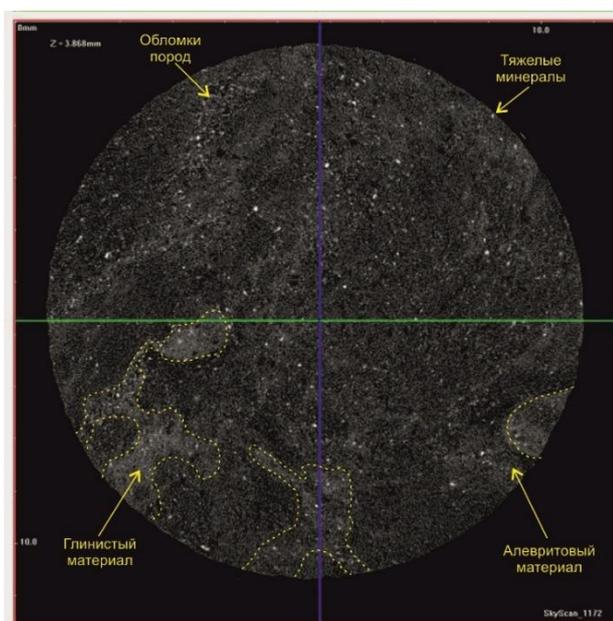


Рисунок - 2.25 Рентгеноплотностной срез образца №35,6

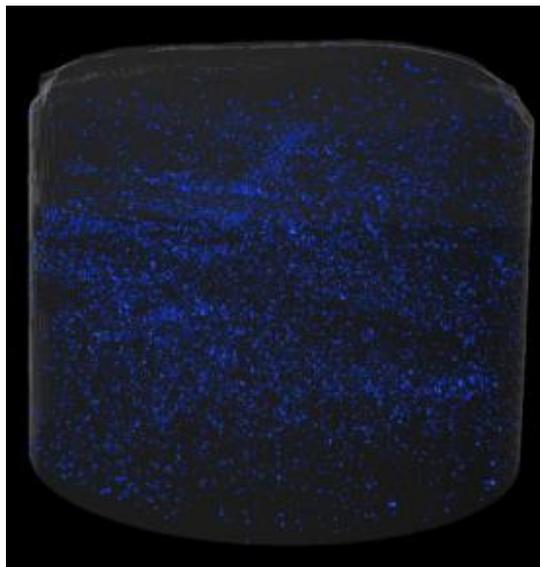


Рисунок - 2.26 3D модель распределения глинистой составляющей в объеме образца №35,6

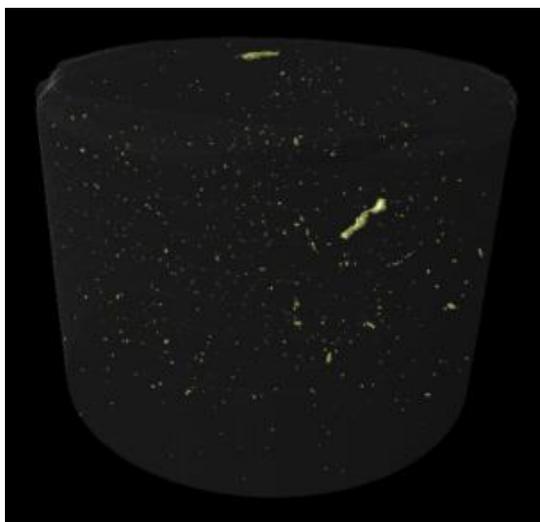


Рисунок - 2.27 3D модель распределения тяжелых минералов в объеме образца №35,6

Порода из образца 123,3 сложена алевритовым материалом массивной текстуры (Рисунок 2.28). На фоне основной алевритовой массы породы отмечаются минералы тяжелой фракции, распределенные неравномерно в объеме образца (Рисунок 2.29).

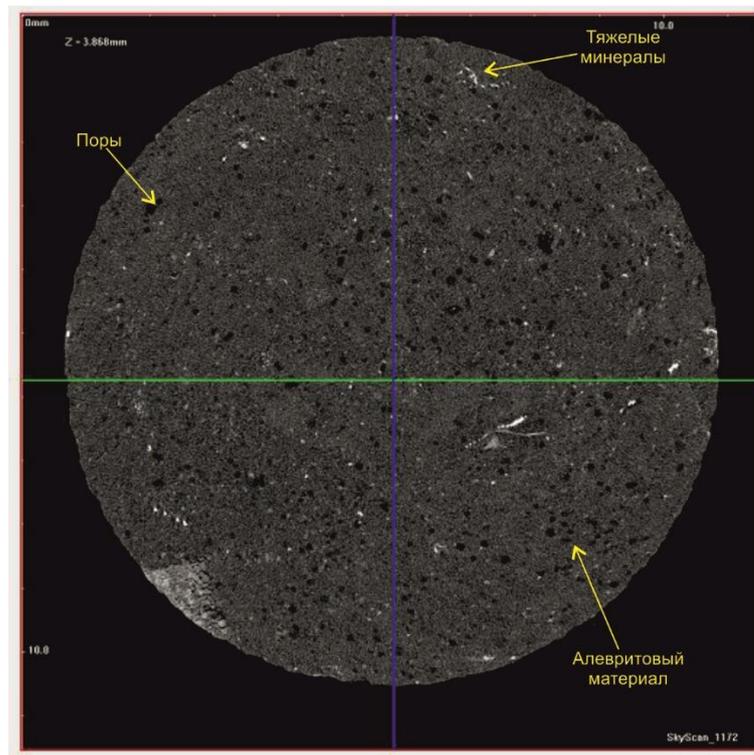


Рисунок - 2.28 Рентгеноплотностной срез образца № 123,3

Пустотное пространство породы представлено частыми округлыми изолированными порами, которые характеризуются плохой связанностью (Рисунок 2.30). В породе преобладают поры радиусом 6 мкм. Пористость образца достигает 5,26 %.

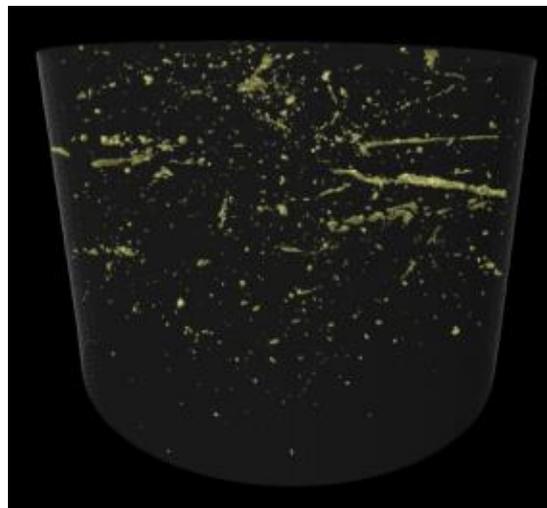


Рисунок - 2.29 3D модель распределения тяжелых минералов в объеме образца №123,3

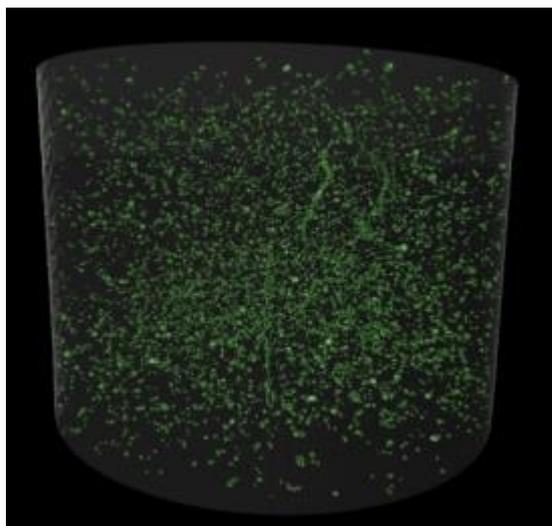


Рисунок - 2.30 3D модель распределения пустот в объеме образца №123,3

Образец 132,2 представлен смешанной глинисто-алевролитовой породой. Основная масса представлена отдельными пятнами, линзами и прослоями, выполненными тонкоалевритовым и глинистым материалом, которые неупорядоченно чередуются и переслаиваются (Рисунок 2.31). Присутствуют неравномерно распределенные по породе минералы тяжелой фракции, иногда образующие отдельные вытянутые трубчатообразные скопления (Рисунок 2.32).

Пустотное пространство представлено редкими порами, не связанными между собой. По форме преобладают поры округлой формы, по размеру преобладают поры радиусом 6 мкм (Рисунок 2.33). Объем пустотного пространства образца не превышает 6,5 %.

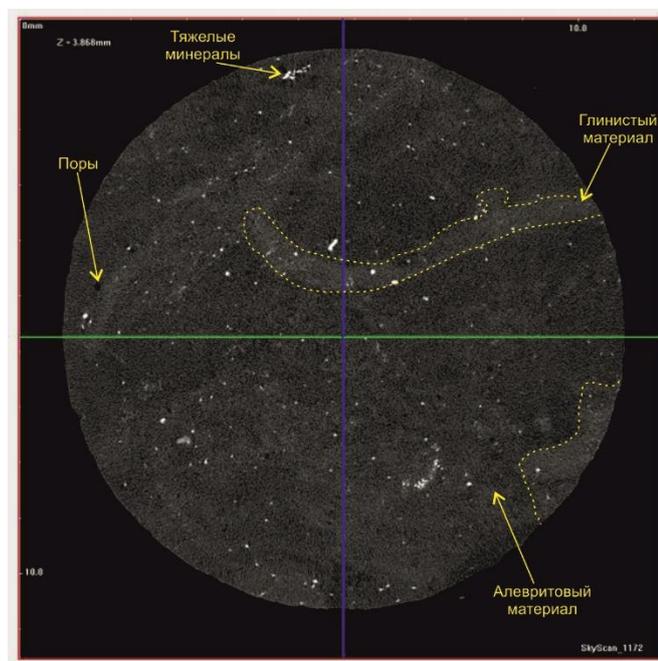


Рисунок - 2.31 Рентгеноплотностной срез образца № 132,3

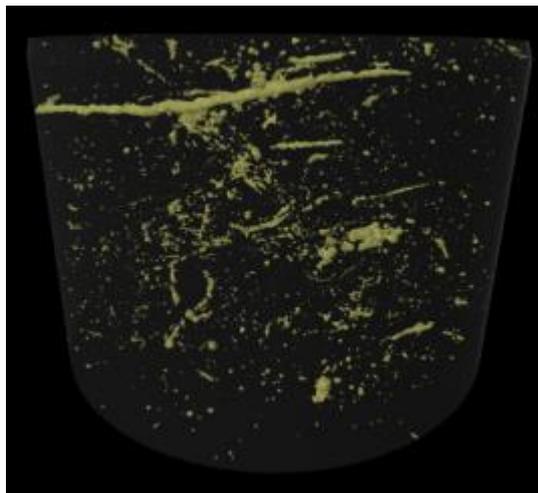


Рисунок - 2.32 3D модель распределения тяжелых минералов в объеме образца №132,3

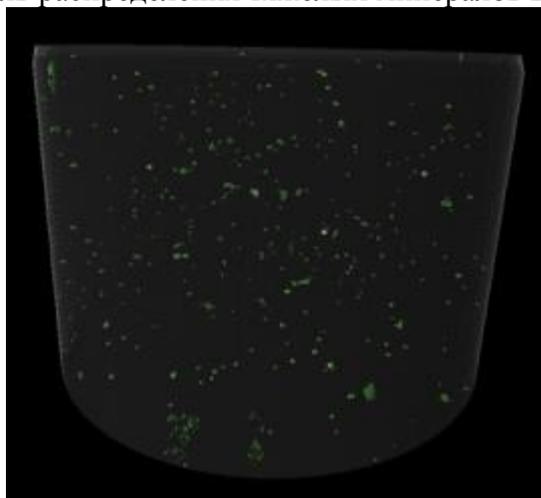


Рисунок - 2.33 3D модель распределения пустот в объеме образца №132,3

Выводы к разделу 2

✓ По особенностям минерального состава глинистых опок нижеберёзовской подсвиты Медвежьего месторождения в изучаемой толще выделяются три пласта НБ₀, НБ₁, НБ₂. Они резко различаются по содержанию различных фаз кремнезёма – кварца и ОКТ-фазы. Пласт НБ₁ содержит в среднем 22 % ОКТ-фазы и 44 % кварца, против 0,1 % и 66 % - для пластов НБ₀ и НБ₂.

✓ Доля глинистых минералов в составе изучаемых пород может существенно измениться как по разрезу, так и по латерали. Например, в скважинах №№ 3С и 4С суммарное содержание глинистых минералов не превышает 45 %, а в скважине № 2С их доля доходит до 60 %. Это происходит на уровне пласта НБ₀ и, таким образом, следуя общепринятым классификациям кремнистых пород, здесь мы имеем дело не с опоками глинистыми, а с глинами опоквидными.

✓ Выводы относительно солёности бассейнов можно сделать при помощи отношения B/Li . Так, отложения нижней части нижнеберезовской подсвиты накапливались в опреснённых водоёмах, а верхняя часть (пласт НБ₁) – в более солонатоводном бассейне в условиях аридного климата. Об этом говорит тот факт, что в пласте НБ₁ значения коэффициента B/Li изменяются от 1,33 ppm до 3,25 ppm, а в пласте НБ₂ – от 0,57 ppm до 1,33 ppm. Верхняя часть нижнеберезовской подсвиты накапливалась в мелководной прибрежной, может даже лагунной обстановке, в условиях аридного климата. Об этом говорят повышенные значения коэффициентов La/Sm , La/Yb , U/Th , Ni/Co и B/Li и пониженные Yb/Sm и Y/Sm . Нижняя часть нижнеберезовской подсвиты формировалась уже в других условиях, более глубоководных и пресноводных. Однако ясно, что эти результаты носят предварительный характер и для более корректных суждений требуется, во-первых, значительное расширение базы данных, а во-вторых, использование возможно большего числа различных геохимических методов реконструкции характера среды осадконакопления.

✓ Для пород сенонских отложений характерна интенсивно проявленная микротрещиноватость. Микротрещины имеют различный генезис: диагенетические, эпигенетические, тектонические. Наличие аутигенных гидрослюдов, кристаллы которых расположены субсогласно слоистости (трещиноватости), позволяет рассматривать их как фактор, контролирующей открытость пустотного пространства в пластовых условиях.

3 ОБОСНОВАНИЕ МОДЕЛИ СТРУКТУРЫ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ГАЗОНОСНЫХ ГЛИНИСТЫХ ОПОК МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

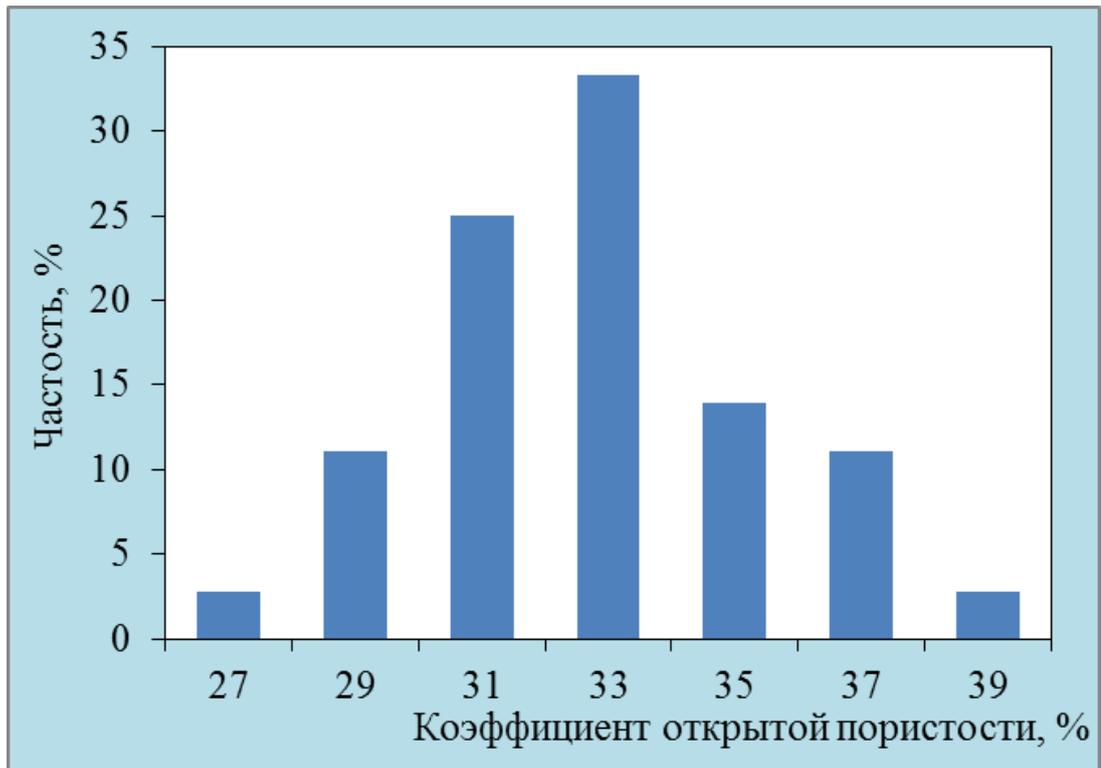
3.1 Оценки пористости и проницаемости глинистых опок по стандартным методам определения ФЕС

Определение открытой пористости определялось методом жидкостенасыщения (метод Преображенского) в ООО «ТюменНИИГипрогаз» по керосину и раствору хлористого калия (КСl) в соответствии с ГОСТ 26450.1-85 [84].

Результаты проведенных исследований показали, что значения пористости очень зависят от способа её определения. Распределения значений пористости, полученные по керосину, воде и гелию, сильно различаются. Это связано с очень мелким размером поровых каналов. При насыщении образцов пород водой или нагнетании в них гелия происходит недонасыщение порового пространства. В результате в распределении появляются низкие значения пористости. Это подтверждается сопоставлением распределений кажущейся минералогической плотности по воде и керосину. В связи с этим наиболее достоверно отражает пористость распределение, полученное по керосину. На рисунке (Рисунок 3.1) приведены распределения коэффициента открытой пористости как по всей нижнеберезовской толще (Рисунок 3.1а), так и по пластам (Рисунок 3.1б). Открытая пористость по всей толще НБ достигает 39 %. При этом пористость по пластам различается. Так в пласте НБ₁ открытая пористость выше, чем в пласте НБ₂ и изменяется в пределах от 0,28 до 0,32 д. ед. с модальным значением 0,35 д. ед., а в пласте НБ₂ она изменяется от 0,28 до 0,38 д. ед. с модальным значением 0,32 д. ед. (Рисунок 3.1 б).

Определение газопроницаемости пород (Кпр) определялось по воздуху при стационарной фильтрации согласно ГОСТ 26450.2-85. Измерения проводились с помощью установки ГП-1 на образцах правильной цилиндрической формы при стационарной фильтрации и линейном направлении потока газа. Высушенный образец помещался в кернодержатель, в котором с помощью резиновой манжеты под давлением 3 МПа обжималась его боковая поверхность, чтобы не допустить прохождения газа между манжетой и боковой частью образца. На вход образца подавался воздух и после стабилизации процесса фильтрации выполнялись замеры давления на входе в образец, давления на выходе и расхода газа.

При исследовании стандартных цилиндрических образцов (30 мм) на некоторых из них визуально отмечались трещины, происхождение которых неясно, являются ли они природными или механогенными, возникающими при изготовлении образцов. Проницаемость этих образцов всегда на один-два порядка выше, чем у образцов с отсутствием таких трещин (Рисунок 3.2а). При этом проницаемость трещиноватых образцов всегда выше $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и достигает $13 \cdot 10^{-3}$ мкм², в то время как в цельных образцах она не превышает $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² (Рисунок 3.2а).



а) открытая пористость по толще НБ в целом

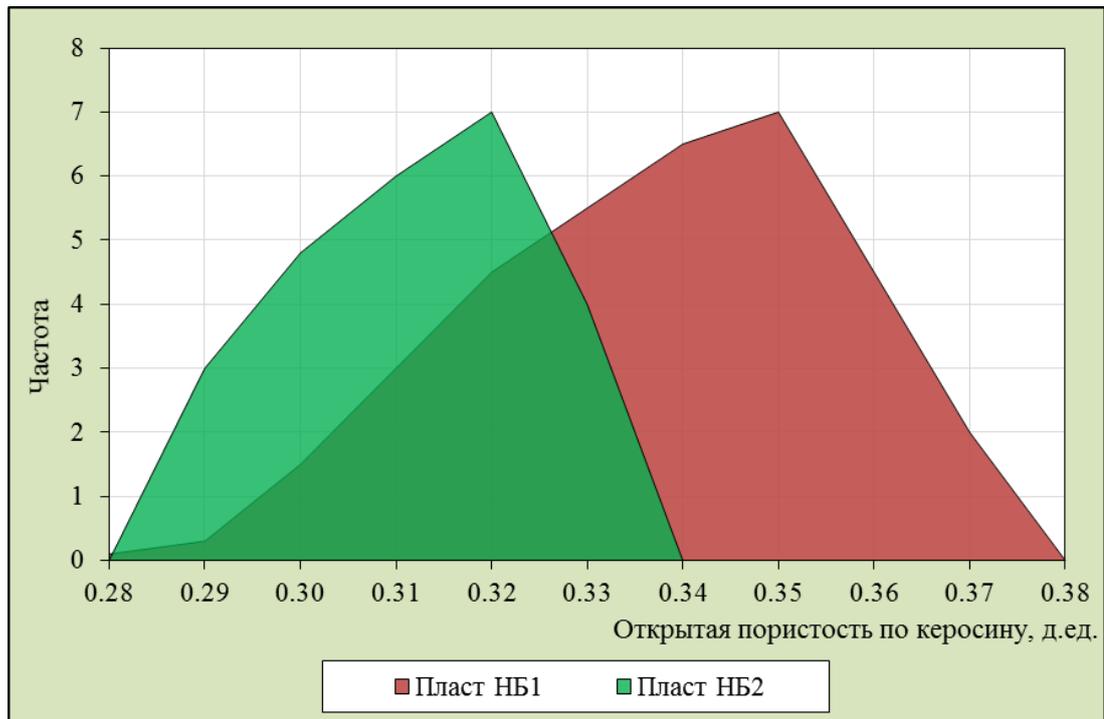
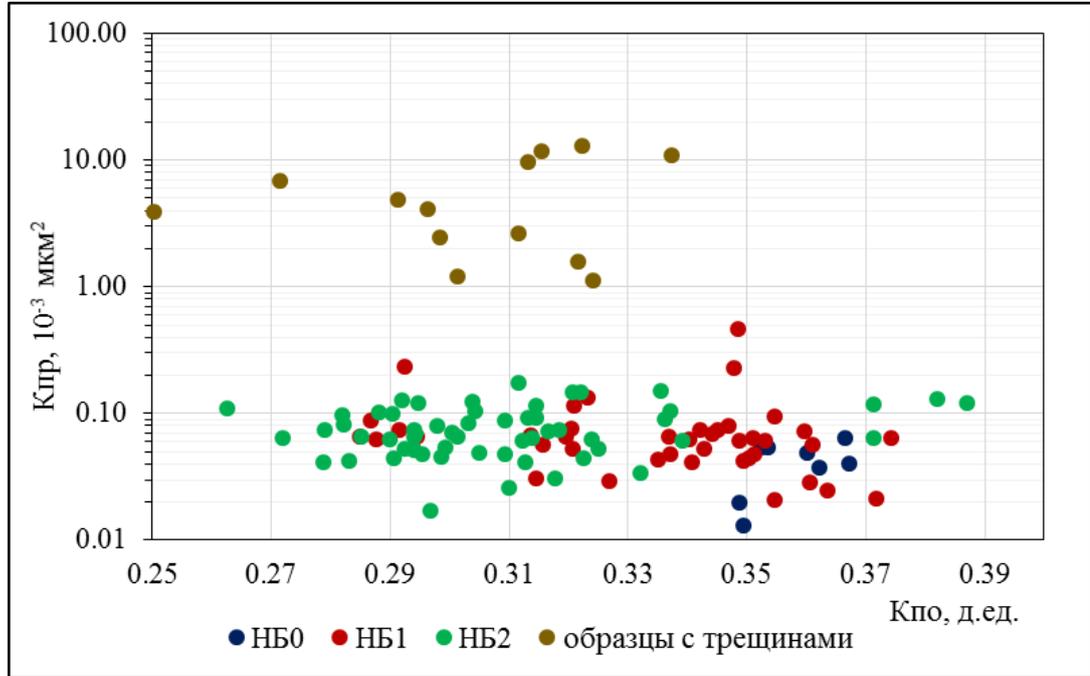
б) открытая пористость пластов НБ₁, НБ₂

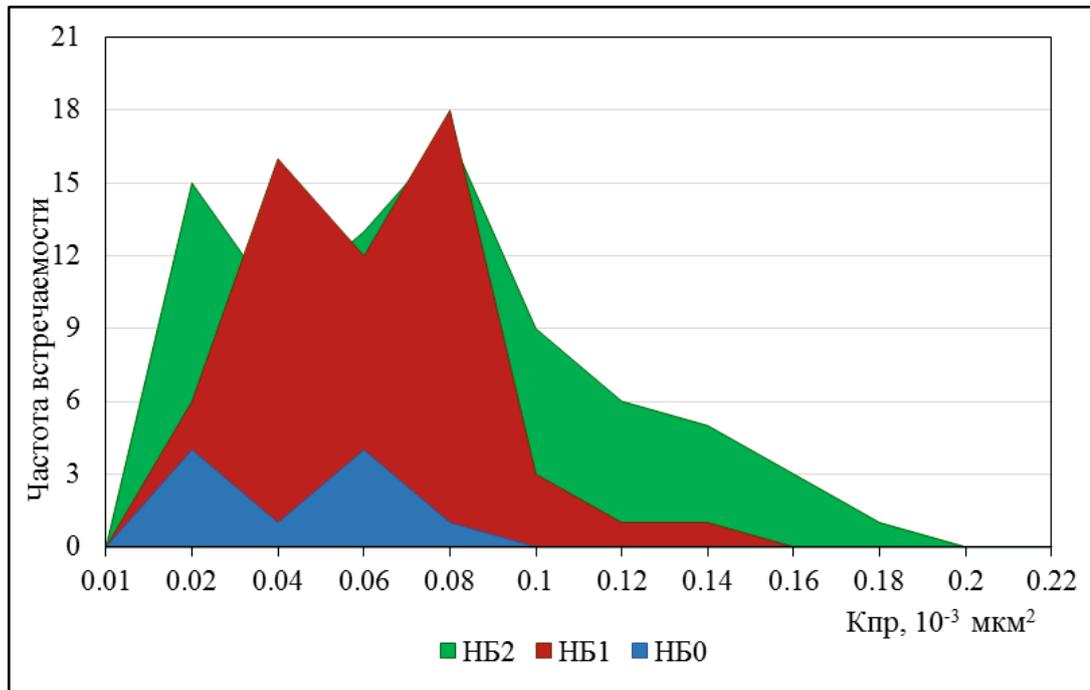
Рисунок - 3.1 Распределение коэффициента открытой пористости (по керосину)

На этом же рисунке видно, что для изучаемых коллекторов отсутствует связь между проницаемостью и пористостью породы. (Рисунок 3.2 а).

На рисунке (Рисунок 3.2 б) приведены распределения коэффициента проницаемости для образцов без трещин для разных пластов. Видно, что значения $K_{пр}$ изменяются в основном в диапазоне от 0,01 до $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² (для пласта НБ₀ величина $K_{пр}$ не превышает $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², для пласта НБ₁ - $0,16 \cdot 10^{-3}$ мкм² и для пласта НБ₂ - $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм²).



а) с учётом образцов с трещинами



б) без учёта образцов с трещинами

Рисунок - 3.2 Распределение коэффициента проницаемости проницаемость по толще НБ

3.2 Данные оптической микроскопии

Прежде чем переходить к характеристике пустотного пространства, отметим, что характерной особенностью фильтрационно-емкостных свойств глинистых опок является низкая проницаемость (менее $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и высокая общая пористость (до 40 %). При этом общая пористость пласта НБ₁ выше общей пористости пласта НБ₂, а эффективная пористость, наоборот, для пласта НБ₁ ниже, чем для пласта НБ₂ [44].

Такое соотношение значений пористости и проницаемости пород связано с тем, что поровые каналы данных коллекторов носят субкапиллярный характер в основном. Крупные поры с размерами не более 200 мкм, которые можно наблюдать при оптической микроскопии шлифов (голубой цвет на рисунке 3.3), образуются в результате выщелачивания раковин радиолярий (Рисунок 3.3 а) и в местах скопления терригенных обломочных зёрен (Рисунок 3.3 б). Более мелкие пустоты, можно наблюдать в местах развития открытых микротрещин (Рисунок 3.4).

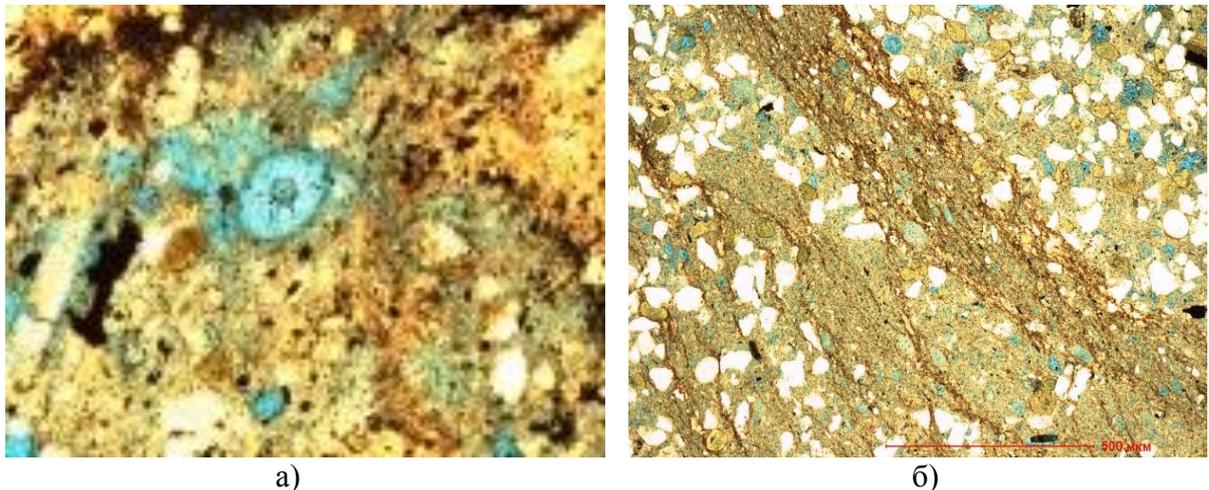


Рисунок - 3.3 Поры капиллярной размерности: а) результат выщелачивания раковин радиолярий, б) результат неплотной упаковки терригенного материала

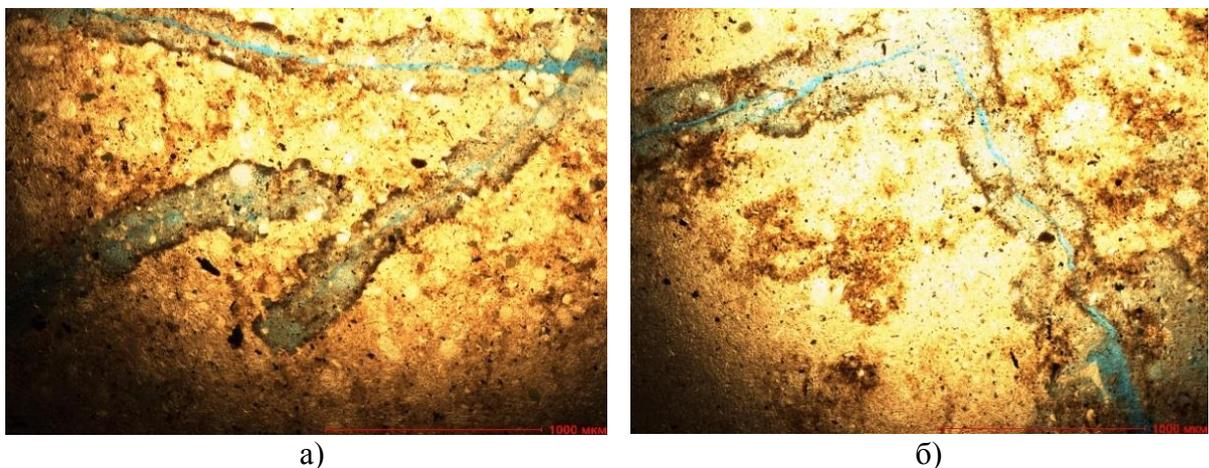


Рисунок - 3.4 Пустоты, связанные с открытыми трещинами

Стоит отметить, что увидеть поры такого размера удаётся не на всех шлифах. Например, при исследовании структуры порового пространства в прокрашенных петрографических шлифах путем имидж-анализа цифрового изображения «SIAMS 700» часто получается результат – «пор нет».

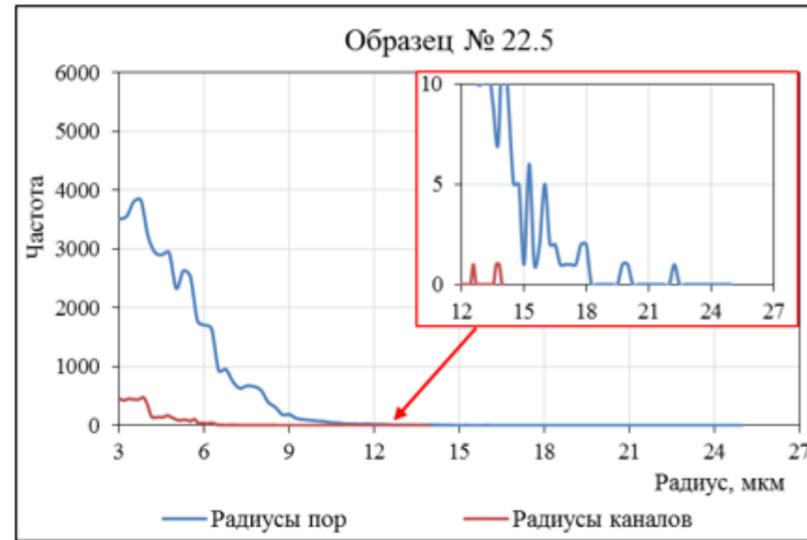
То есть, высокая пористость глинистых опок связана не с порами субмиллиметровой размерности, а с более мелкими порами, для изучения которых следует использовать уже методы микротомографии и растровой электронной микроскопии.

3.3 Данные рентгеновской томографии

Выявить и оценить объём пор размерами от 3 мкм и больше возможно с помощью изучения структуры порового пространства рассматриваемых глинистых опок методами рентгеновской микротомографии с помощью микротомографа SkyScan-1172.

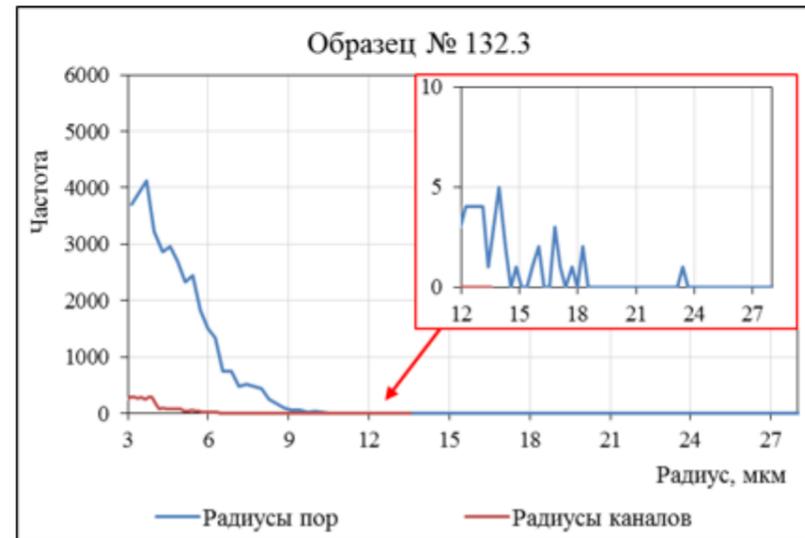
На рисунке (Рисунок 3.5) показаны характерные кривые распределения по размерам пор и размерам фильтрационных каналов в образцах размером 3 мм по диаметру и по высоте. Общим для этих распределений является то, что, начиная с 12 мкм, количество пор начинает резко нарастать в сторону тонких пор и их количество исчисляется тысячами, тогда как более крупные поры (судя по врезкам на рисунке 3.5) исчисляются единицами, реже десятками. Другим общим моментом для этих распределений является то, что количество связанных каналов начинает резко нарастать не с 12, а с 6 мкм и их существенно меньше, чем пор соответствующего размера.

Помимо общих фактов в приведённых распределениях имеются различия их для разных пластов. Так на рисунке (Рисунок 3.5а) видно, что на образце с распределением, характерным для пластов НБ₀ и НБ₂, количество пор размером 4 мкм достигает 4000, количество каналов соответствующего размера на порядок меньше (их около 400), для пласта же НБ₁ эти величины не столь разнятся (3500 и 2000, соответственно). Отмеченная разница может быть и случайной из-за малых размеров образцов и подлежит проверке путём увеличения количества изучаемых образцов. Тем более, что есть основания полагать что, фильтрующие каналы в породах пласта НБ₁ имеют существенно меньший размер, чем в пласте НБ₂.



а)

б)



в)

г)

д)

Рисунок - 3.5 Распределение по размерам пор и связывающих их каналов: скважина № 3С, а), б) пласт НБ₁, образец 22,5 (глубина отбора 946,7 м), образец 35,6 (глубина отбора 951,5 м); в), г), д) пласт НБ₂, образец 123,3 (глубина отбора 991,8 м), образец 132,3 (глубина отбора 995,6 м), образец 149,7 (глубина отбора 1003,8 м)

3.4 Данные растровой электронной микроскопии по технологии ФИП/РЭМ

Для изучения структуры пор с радиусом менее 3 мкм на изучаемых породах проводились исследования методом растровой электронной микроскопии (РЭМ) совместно со сфокусированным ионным пучком (ФИП). Исследования по технологии ФИП/РЭМ, выполненные в ООО «Системы для микроскопии и анализа» (г. Москва, Сколково) на глинистых опоках Западной Сибири, проведены впервые. Не вдаваясь в детали этой дорогостоящей технологии, отметим, что основной задачей ФИП является подготовка идеально плоской и гладкой (полировка) поверхности на образцах размером 10 мкм на 20 мкм, которые используются для высокоразрешающей РЭМ, позволяющей изобразить и количественно охарактеризовать особенности субмикронного (нанометрового) масштаба. На рисунке (Рисунок 3.6) приведены ФИП/РЭМ снимки для разных пластов.

Поры в образцах визуально можно подразделить на три вида:

- канало-трещиноподобные, разнонаправленные, удлиненные, отдельные и соединяющиеся, размерами от 50 нм до 150 нм в ширину, до 1 мкм в длину, схожие с трещинами, образованными при высыхании глин (Рисунок 3.6 а).

- мелкие, изометричной формы, размерами от 15 нм до 80 нм, соединяющиеся, схожие с пористостью губки (Рисунок 3.6 б).

- крупные, неправильной формы, размерами 500 нм до 1500 мкм, соединяющиеся (Рисунок 3.6 в).

В настоящее время такой анализ для глинистых опок нижнеберёзовской подсвиты проведён на 30 образцах, и уже сейчас можно выявить некоторые закономерности:

Поры первого вида встречаются во всех образцах. Это связано с тем, что такие поры характерны для глинистой составляющей породы, которая распространена во всей толще нижнеберёзовской подсвиты (Рисунки 2.1 в, 2.3 в, 2.4 в, 2.5 в). При этом пласт НБ₀ характеризуется повышенной глинизацией, и, как следствие, в нем поры этого типа являются преобладающими.

Поры второго вида наблюдаются в образцах пластов НБ₀ и НБ₁, но преобладают в образцах пласта НБ₁.

Поры третьего вида преобладают в образцах пласта НБ₂ и отмечаются в образцах пласта НБ₀.

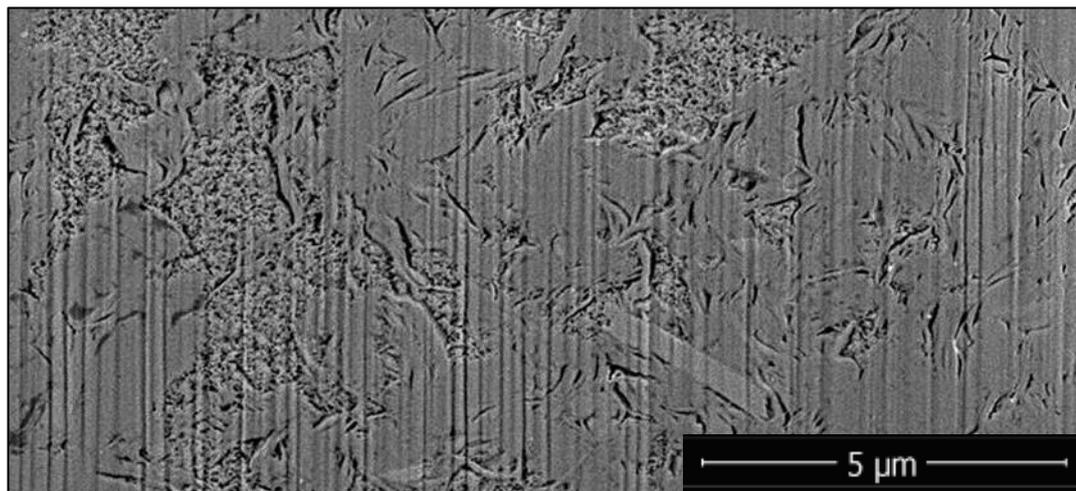
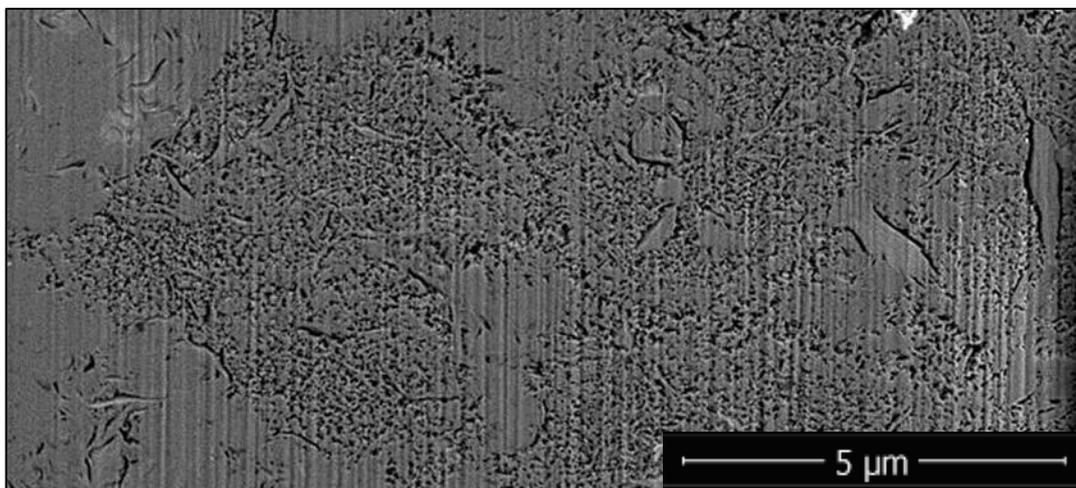
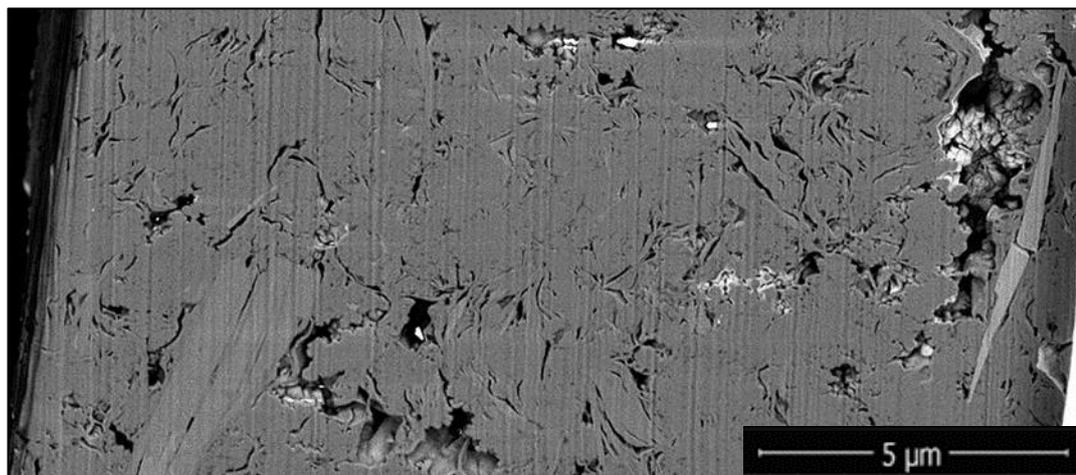
а) Образец № 44 (пласт НБ₀)б) Образец № 67 (пласт НБ₁)в) Образец № 295 (пласт НБ₂)

Рисунок - 3.6 РЭМ-снимки по ФИП-средам образцов с 10000 кратным увеличением, скв. № 5С
Образец из пласта НБ₂ очень пористый

Анализ ФИП/РЭМ – снимков образцов, позволяет сделать вывод о том, что неоднородность изучаемых пород отмечается не только на миллиметровом, но и на микронном уровне. Так на рисунке (Рисунок 3.7) видно, что на образце размером 7 на 20 микрон присутствуют в равных долях глинистая составляющая с порами первого вида, ОКТ-фаза кремнезёма с губчатой системой нанопор и кварц с порами микронной размерности.

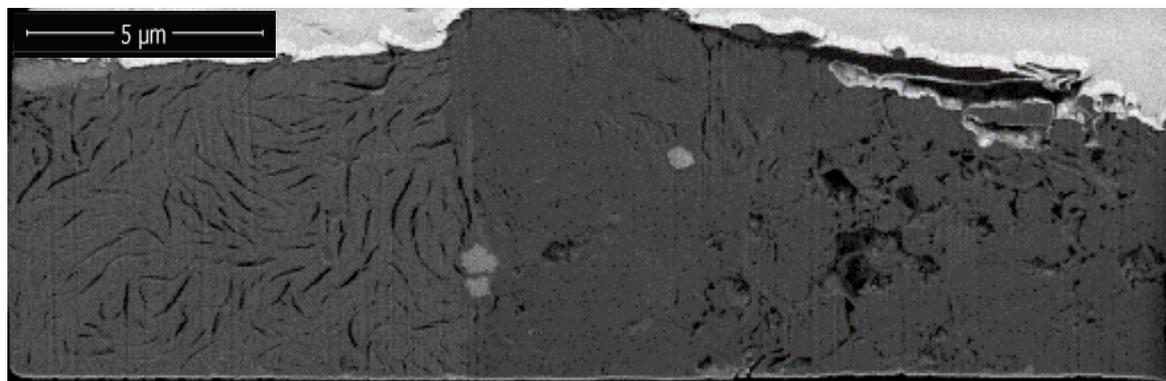


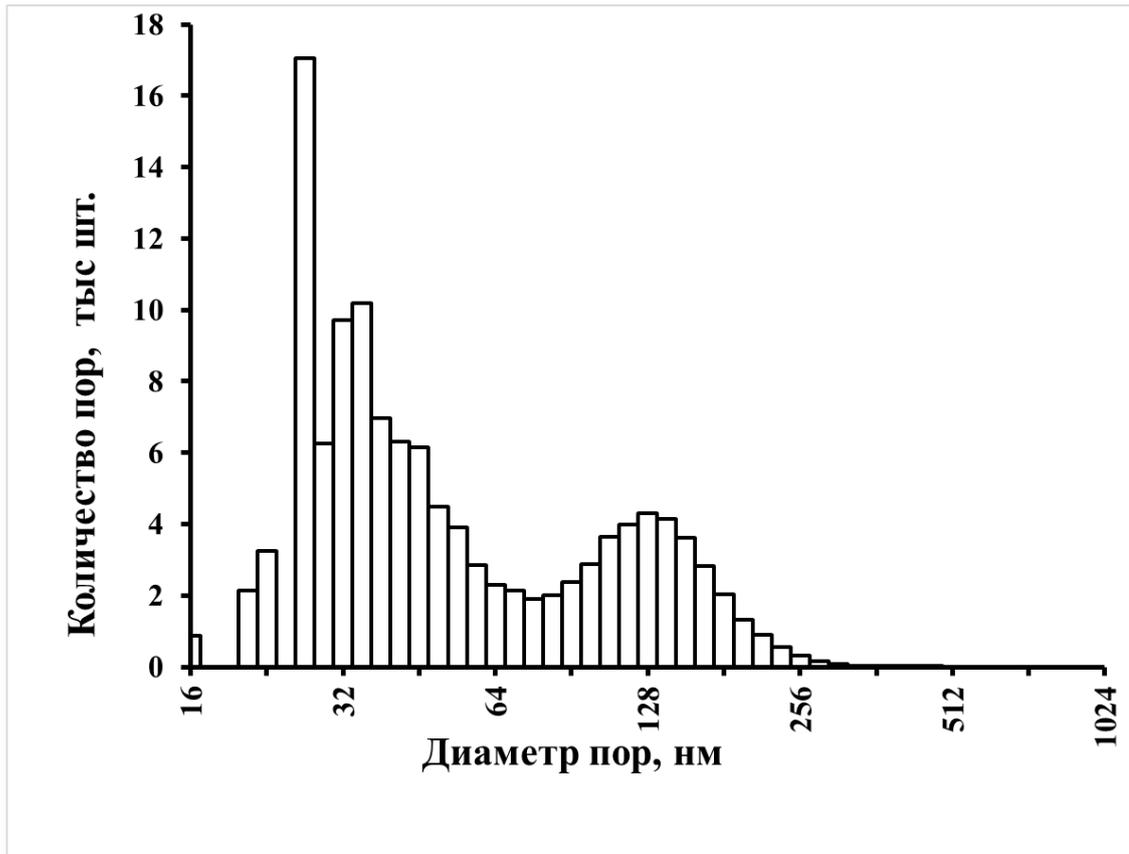
Рисунок - 3.7 ФИП/РЭМ-снимок образца с неоднородностью микронного размера

Из рисунка (Рисунок 3.8 а) видно, что в породе из пласта НБ₀ по количеству преобладают поры размером около 32 нм, однако объёмная доля их менее 5 % (Рисунок 3.8 б). Основной объём составляет поры размером от 128 нм до 256 нм.

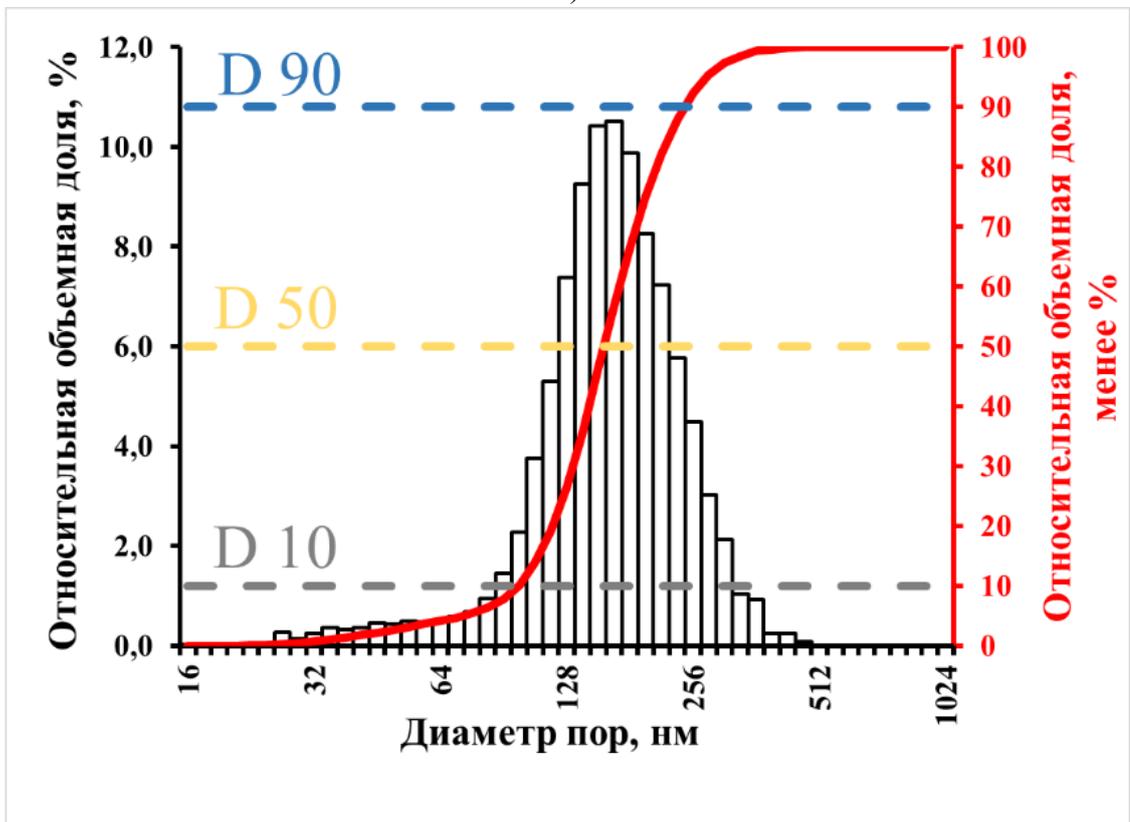
В пласте НБ₁ большую долю составляет близкая к аморфной ОКТ-фаза кремнезёма, которая и создаёт систему пор губчатого вида. Из распределений диаметров пор видно, что по количеству преобладают поры размером в среднем 20 нм (Рисунок 3.9 а), однако объёмная доля их очень мала (менее 10 %). Основной объём занимают поры размером от 65 нм до 128 нм (Рисунок 3.9 б).

Пласт НБ₂ представлен породами с повышенным содержанием кварца, уплотнение которого и привело к образованию пор не нано, а микронной размерности. Из распределений диаметров пор видно, что по количеству преобладают поры размером от 32 нм до 64 нм (Рисунок 3.10 а). Однако основной объём занимают поры размером от 1024 нм до 2048 нм (Рисунок 3.10 б).

Таким образом, пористость глинистых опок имеет прямую зависимость от содержания в них различных фаз кремнезема. Действительно, в пласте НБ₁, где кремнезём представлен в основном ОКТ-фазой, основной объём пор связан с порами субкапиллярного размера (от 65 нм до 128 нм). Для пласта НБ₂, где кремнезём представлен в основном кварцем основной объём связан с порами капиллярного размера (от 1024 нм до 2048 нм), т. е. с порами на порядок более крупными, чем в пласте НБ₁. В пласте НБ₀, где кремнезём, как и в пласте НБ₂ представлен кварцем, основной объём связан с более мелкими порами (от 128 нм до 256 нм) за счёт его глинистости.

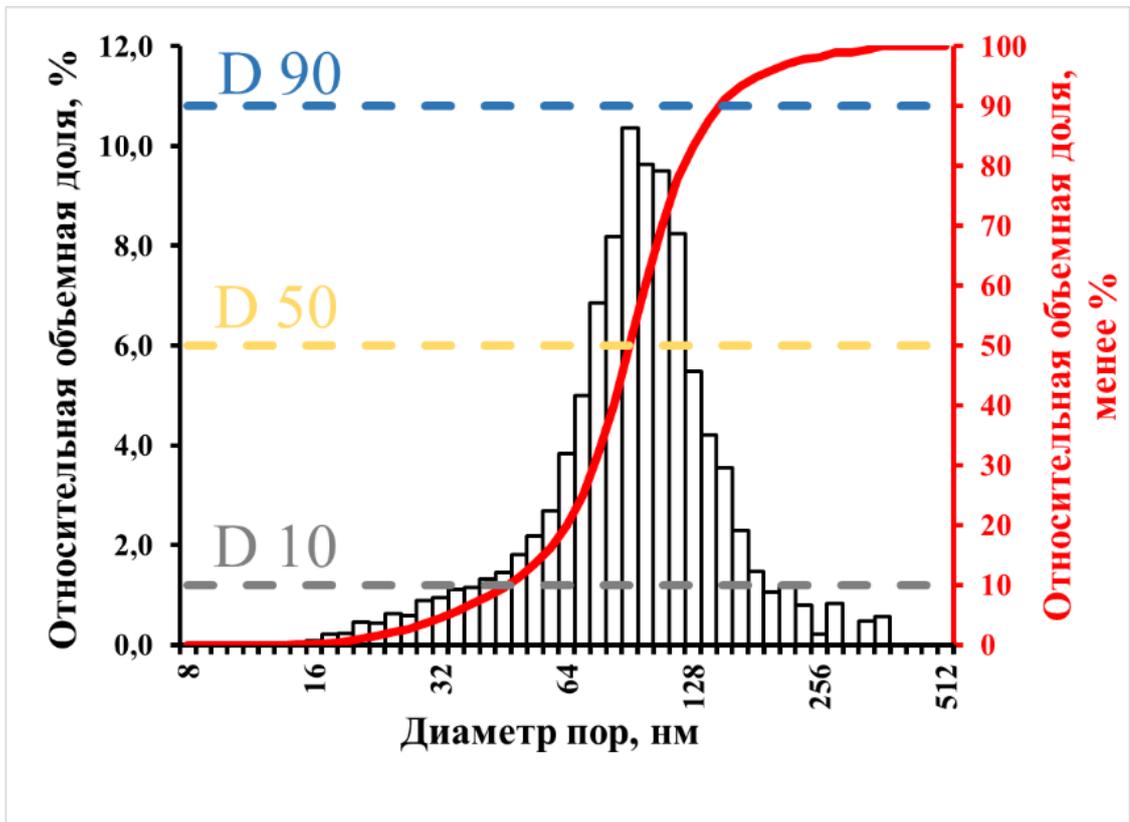
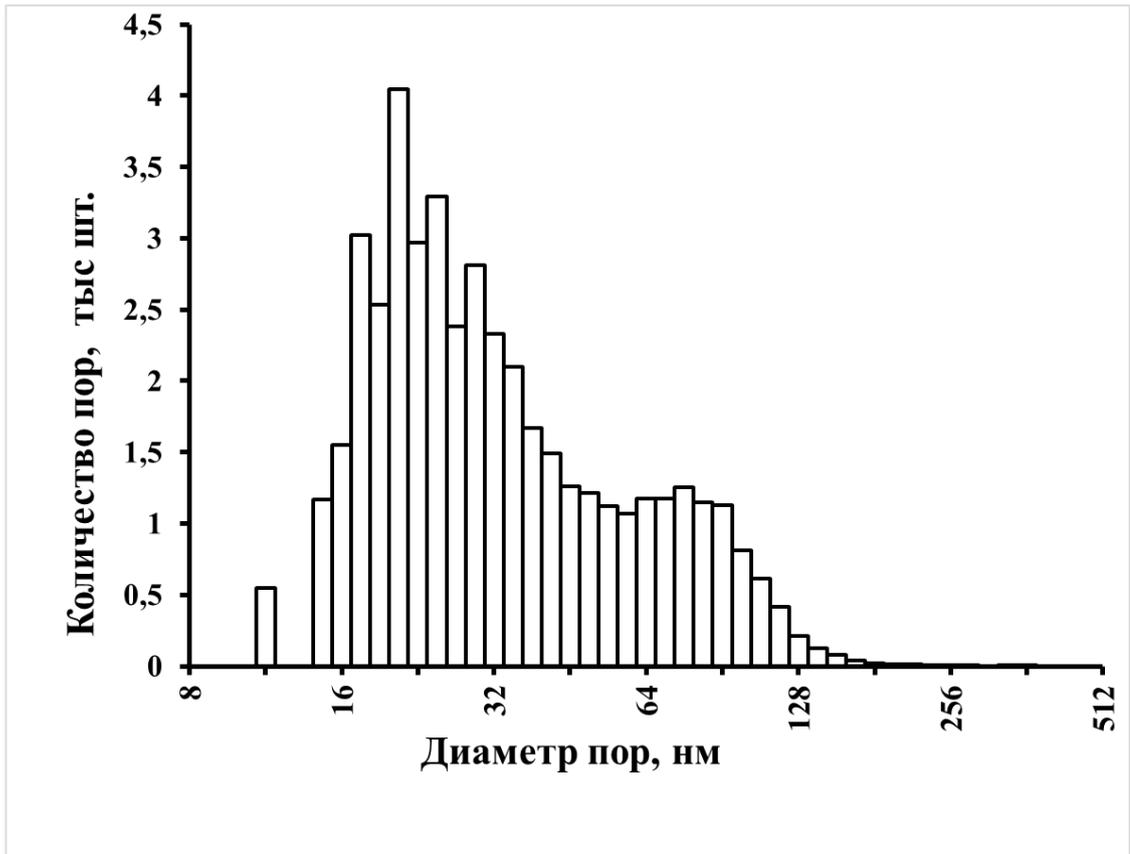


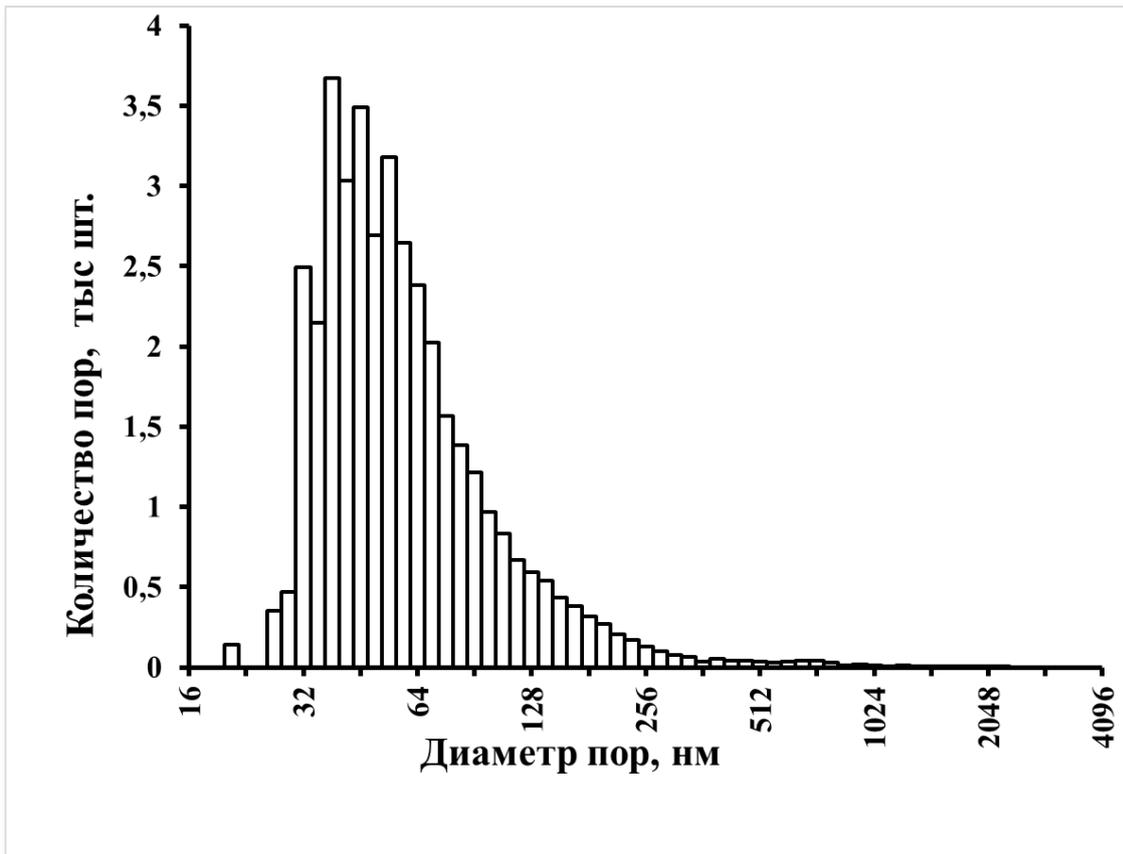
а)



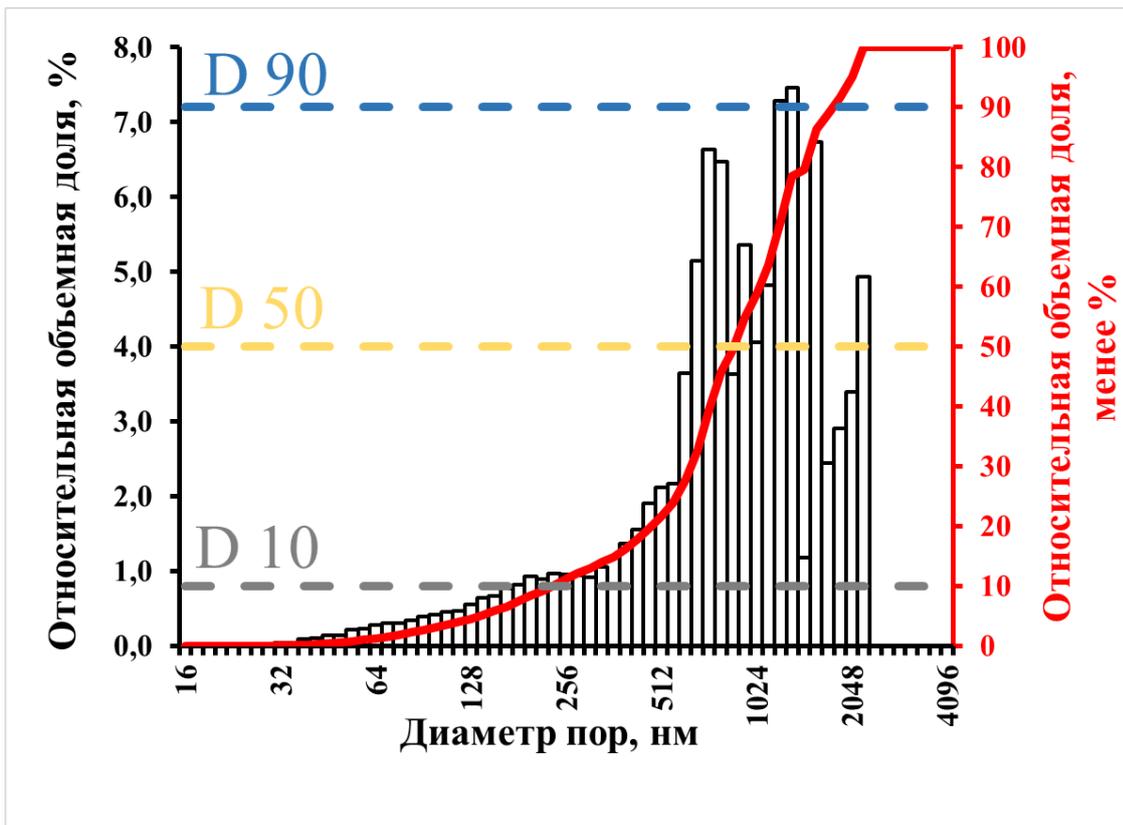
б)

Рисунок - 3.8 Распределение: а) количества и б) относительного объема пор по размерам в образце №44 (пласт НБ₀)





a)



б)

Рисунок - 3.10 Распределение: а) количества и б) относительного объема пор по размерам в образце № 295 (Пласт НБ₂).

Отметим, что изучение кремнистых пород в технологии ФИП/РЭМ проводилось и на порцеланитах формации Монтерей, Калифорния [120]. В этой работе также выявлено различие структуры пустотного пространства для пород с ОКТ-фазой кремнезёма и кварцсодержащих разновидностей, а также зависимость пористости порцеланитов от содержания биогенетического/диагенетического кремнезёма в порцеланите. Выявлены и количественно оценены существенные различия в размерах, форме и сложности пор между микрокристаллическими опаловыми и кварцевыми порцеланитами, а также между породами одной и той же кремнеземной фазы с отчетливой линзовидной или слоистой осадочной структурой. Форма пор и строение пор, вероятно, оказывают важное влияние на различия в проницаемости этих пород [120].

Учитывая такой малый размер пор в изучаемых коллекторах важной задачей является выяснение структуры пустотного пространства с целью определения доли тех полостей, по которым возможно движение флюидов и которые, следовательно, могут оказаться не только насыщенными газом, но и отдавать его при перепадах давлений, создаваемых в скважинах современными технологиями добычи углеводородов. Ниже рассматриваются результаты исследования этого вопроса путём моделирования структуры порового пространства с использованием данных ртутной порометрии и физической адсорбции в сопоставлении с оценками пористости традиционным методом Преображенского с керосинонасыщением стандартных образцов размером 30 на 30 мм.

3.5 Особенности капиллярметрии при изучении структуры пор нанометровой размерности

Пористые тела делятся на два основных типа: корпускулярные и губчатые системы [116]. Корпускулярные тела состоят из слипшихся неконсолидированных частиц (агрегатов) или сросшихся прочных частиц (агломератов) разной формы и размера. Порами являются промежутки между этими частицами. В губчатых телах нельзя выделить отдельные первичные частицы, а поры в них представляют сеть каналов и полостей различной формы и переменного сечения. Дополнительно выделяют смешанные корпускулярно-губчатые и губчато-корпускулярные тела. Поровое пространство губчатых тел, как правило, состоит из пор нанометровой размерности.

Для описания результатов анализа пористых сред с пора́ми нанометровой размерности в настоящее время используется количественная классификация их по размерам (диаметрам), принятая международным комитетом IUPAC [116] (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 - Классификация нанопор, принятая комитетом IUPAC [116]

Наименование класса пор	Диаметры пор, нм	
	от	до
Ультрамикропоры	0,3	0,6
Микропоры	0,6	2
Мезопоры	2	50
Макропоры	50	500

Как было показано выше, методы оптической микроскопии и рентгеновской томографии не позволяют решать задачи по изучению структуры порового пространства при нанометровом размере пор. Эти задачи являются предметом таких методов, как ртутная порометрия и адсорбционно-структурный анализ.

При проведении ртутной порометрии используется ртутный порометр AutoPore IV 9520, рассчитанный на измерения в диапазоне давлений в ртути от близкого атмосферному 0,003 МПа до 414 МПа, что соответствует диапазону измеряемых диаметров пор от 3 нм до 300000 нм, т. е. поровые каналы с диаметром менее 3 нм выпадают из анализа. Ниже будет показано, что в изучаемых породах доля микропор очень мала и составляет менее 2 %, поэтому потеря информации о них при ртутной порометрии не является существенным недостатком.

Эта информация не теряется в методе адсорбционно-структурного анализа по изотермам адсорбции-десорбции азота при температуре 77,4 К [116] с использованием объемно-статического вакуумного анализатора удельной поверхности и пористости ASAP-2020M. В этом приборе давление изменяется от 0,0 МПа до 0,13 МПа, что соответствует измерению диаметров микропор в диапазоне от 0,3 нм до 500 нм. В этом методе из детального анализа выпадают поры с повышенными диаметрами (крупнее 100 нм). Это связано с тем, что «Макропоры настолько широки, что для них невозможно детально изучить изотерму адсорбции из-за её близости к прямой $p/p_0=1$ » ([116], стр. 15).

В описанных выше методах изучения структуры порового пространства используются образцы существенно меньшего размера, чем стандартные (30 мм на 30 мм), применяемые при оценке пористости методом насыщения (керосином или моделью пластовой воды). В частности, в ртутной порометрии пенетрометр может заполняться измельченной породой с размерами фракции от 1 мм до 10 мм или использовать цилиндрический образец диаметром 14 мм. Для определения адсорбционно-структурных показателей изучаемых опок образцы дробились и для анализа выделялась фракция от 0,45 мм до 0,63 мм.

Очевидно, что при уменьшении размеров образцов будет теряться информация о наиболее крупных порах, таких как те, которые связаны с микро-, и особенно, с макротрещинами, с биокластами, которые будут разрушаться при дроблении породы. Другими словами, использование ртутной порометрии и адсорбционно-структурного метода позволяет моделировать только структуру порового пространства *матрицы* коллекторов, а для получения полного представления о структуре пустотного пространства пород-коллекторов необходимо проводить комплексный анализ результатов исследования различных микро- и макрометодов.

При этом надо понимать, что все эти методы являются косвенными (расчётными) и всегда упрощают действительность. Получаемые в ходе расчетов и моделирования параметры строения не соответствуют в точности истинным (реальным) геометрическим свойствам исследуемого объекта, поэтому абсолютные величины, полученные разными методами порометрии могут несколько отличаться друг от друга. Более того, даже в одном методе порометрии могут получаться разные результаты при различных способах подготовки проб.

Пример такого различия приведён на рисунке (Рисунок 3.11). На нём представлены результаты ртутной порометрии двух проб для одного и того же образца, проведённые по пробам с разной степенью дезинтеграции породы. В одном случае из образца выбуривался цилиндрический образец диаметром 14 мм, в другом – образец дробился и ситовым методом выделялась фракция от 1 мм до 10 мм. Видно, что дифференциальные кривые распределения гидравлических каналов несколько различаются. В частности, модальные значения различаются вдвое и составляют 0,13 мкм для цилиндрической пробы и 0,28 мкм – для фракции (Рисунок 3.11). Различие этих значений не велико – доли микрона, но для решения задачи «выяснение структуры пустотного пространства» имеет принципиальное значение, поскольку эти значения находятся по разные стороны от границы между субкапиллярами и капиллярами (0,2 мкм). Вследствие этого, опираясь на разные кривые, можно сделать радикально разные выводы о фильтрационных свойствах породы. Судя по распределению для цилиндрического образца, основная доля каналов относится к макропорам (диапазон от 50 до 200 нм выделен на рисунке малиновыми линиями), по которым, как отмечалось выше, движение флюидов, практически невозможно. Другими словами, по этим данным фильтрационные свойства у изучаемого образца породы практически отсутствуют. Если же судить по характеру кривой распределения каналов для фракции от 1 мм до 10 мм, то здесь основная доля каналов относится уже к капиллярным порам и, следовательно, относятся к каналам, по которым фильтрация флюидов теоретически возможна.

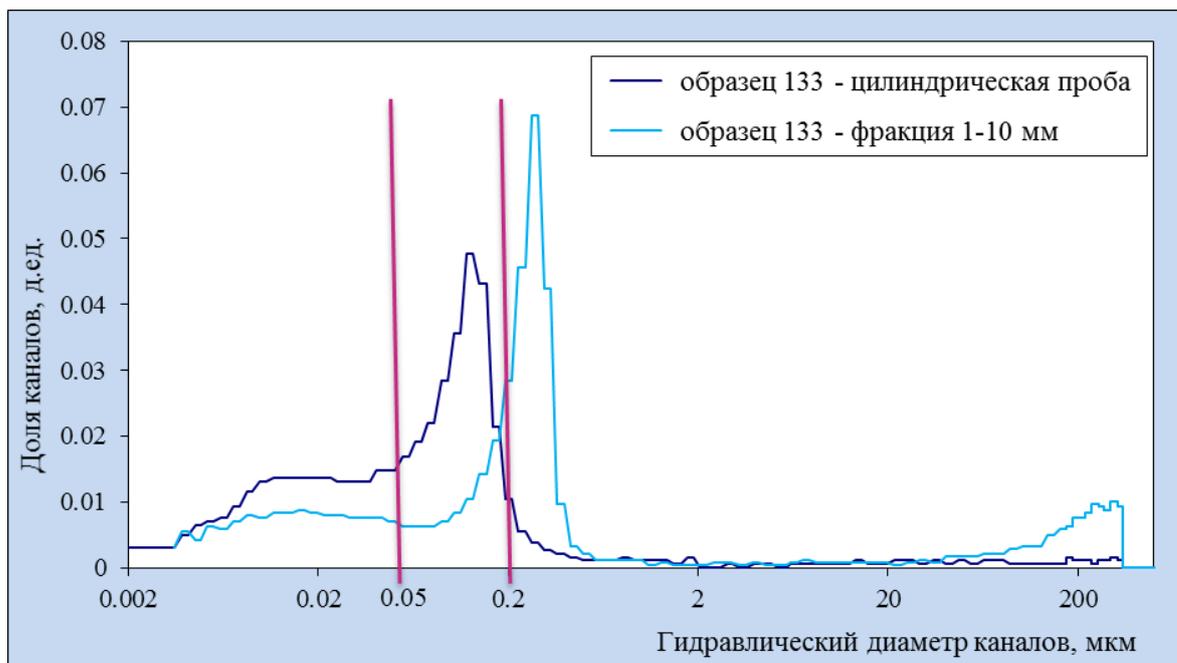


Рисунок - 3.11 Сопоставление кривых распределения диаметров каналов для проб с различным размером частиц дезинтегрированной породы

Одна из возможных причин такого расхождения величин основной доли пор может быть связана с тем, что в более мелкой фракции породы крупные поры становятся более доступными для ртути, так как ей нет необходимости проходить тонкие каналы для заполнения этих крупных пор. Для цилиндрического образца поры, которые находятся ближе к его центральной части, возможно, заполняются ртутью после проникновения её в них по более тонким каналам и будут поэтому отнесены к разряду более тонких пор, чем они являются на самом деле. Другой причиной может являться возникновение механогенных микротрещин при дроблении породы. О такой возможности говорит тот факт, что на распределении каналов для фракции появился локальный максимум в диапазоне от 170 до 250 мкм, чего нет на кривой для цилиндрической пробы.

Для оценки влияния размеров частиц породы на определение адсорбционно-структурных показателей нескольких образцов изучаемых пород в Аналитико-технологическом сертификационном испытательном центре ФГУП «ЦНИИГеолнеруд» были приготовлены две фракции породы: от 0,25 мм до 0,45 мм и от 0,45 мм до 0,63 мм.

Опыты показали, что удельные объёмы микро- и мезопор на фракциях от 0,45 до 0,63 мм и от 0,25 до 0,45 мм практически одинаковы – отличие составляет около 2 %, как, например, для образца 145Г (Таблица 3.2).

В связи с этим для дальнейших исследований была выбрана фракция от 0,45 до 0,63 мм, как менее пылящая при вакуумной температурной обработке проб. А вот оценки удельных объёмов макропор отличаются существенно – почти на 35 %. Это связано с тем, что, детальное

изучение изотермы адсорбции в диапазоне макропор затруднено, и поэтому этот объём оценивается вычислительным путём, погрешности которого могут предопределять указанные различия.

Таблица 3.2 - Адсорбционно-структурные показатели характеристики образца 145Г для различного фракционного состава пробы

Размер фракции, мм	Удельный объём пор, см ³ /г Относительная доля пор, %			
	суммарный	микро	мезо	макро
0,45-0,63	$\frac{0,183}{100}$	$\frac{0,001}{0,5}$	$\frac{0,150}{82,0}$	$\frac{0,032}{17,5}$
0,25-0,45	$\frac{0,175}{100}$	$\frac{0,001}{0,6}$	$\frac{0,153}{87,4}$	$\frac{0,021}{12,0}$

В целом, макропоры – это не объект изучения адсорбционно-структурным методом, поскольку этот метод не предназначен для определения текстуры макропор, а только для оценки их общего объёма. Это обстоятельство необходимо учитывать при изучении фильтрационных свойств пород, поскольку в диапазон макропор (от 50 до 500 нм) входит граничное между субкапиллярами и капиллярами значение (200 нм). Это означает, что часть макропор будет относиться к субкапиллярам и движение флюидов по ним затруднено, а часть (неизвестно какая) - к капиллярам, и эти поры будут входить в состав газонасыщенного объёма. Ниже будет показано (раздел 4.3), что макропоры можно считать потенциальными кандидатами в капилляры, поскольку их размеры близки к граничному значению между капиллярами и субкапиллярами, и могут получить разную оценку только из-за особенностей подготовки проб к эксперименту, как это было показано выше (Рисунок 3.11).

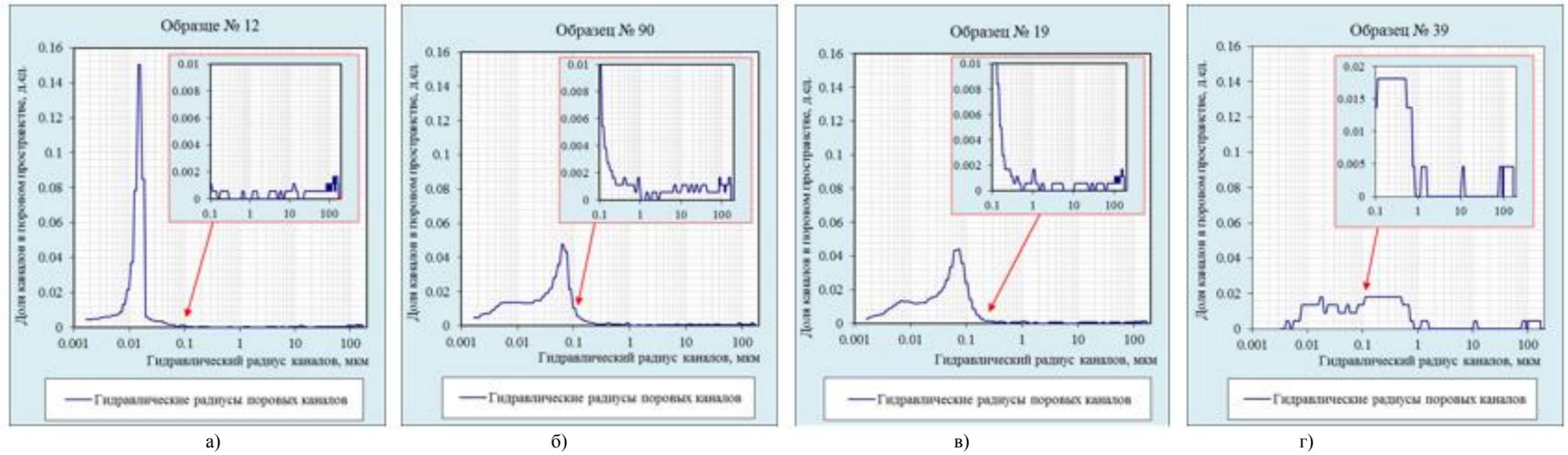
3.6 Данные ртутной порометрии

Данные ртутная порометрия используется для определения пористости, распределения объёма пор по характерным размерам, оценки удельной поверхности и ее распределения по размерам пор в керне. Из рисунков (Рисунок 3.12, Рисунок 3.13), на которых приведены распределения гидравлических радиусов поровых каналов для цилиндрических образцов изучаемых коллекторов из скважин №№ 4С и 3С, видно, что основная масса фильтрационных каналов пласта НБ₁ (Рисунок 3.12а, Рисунок 3.13 а, б, в) имеют размеры (радиусы) на порядок меньше, чем в пласте НБ₂ (Рисунок 3.12 б, в, Рисунок 3.13 г, д, е, ж, з). Отметим, что преобладающие радиусы имеют размеры не микрометров, а нанометров. В частности, для пласта НБ₁ наиболее часто встречающийся радиус равен 10 нм, в то время, как для пласта НБ₂ он

составляет 100 нм.

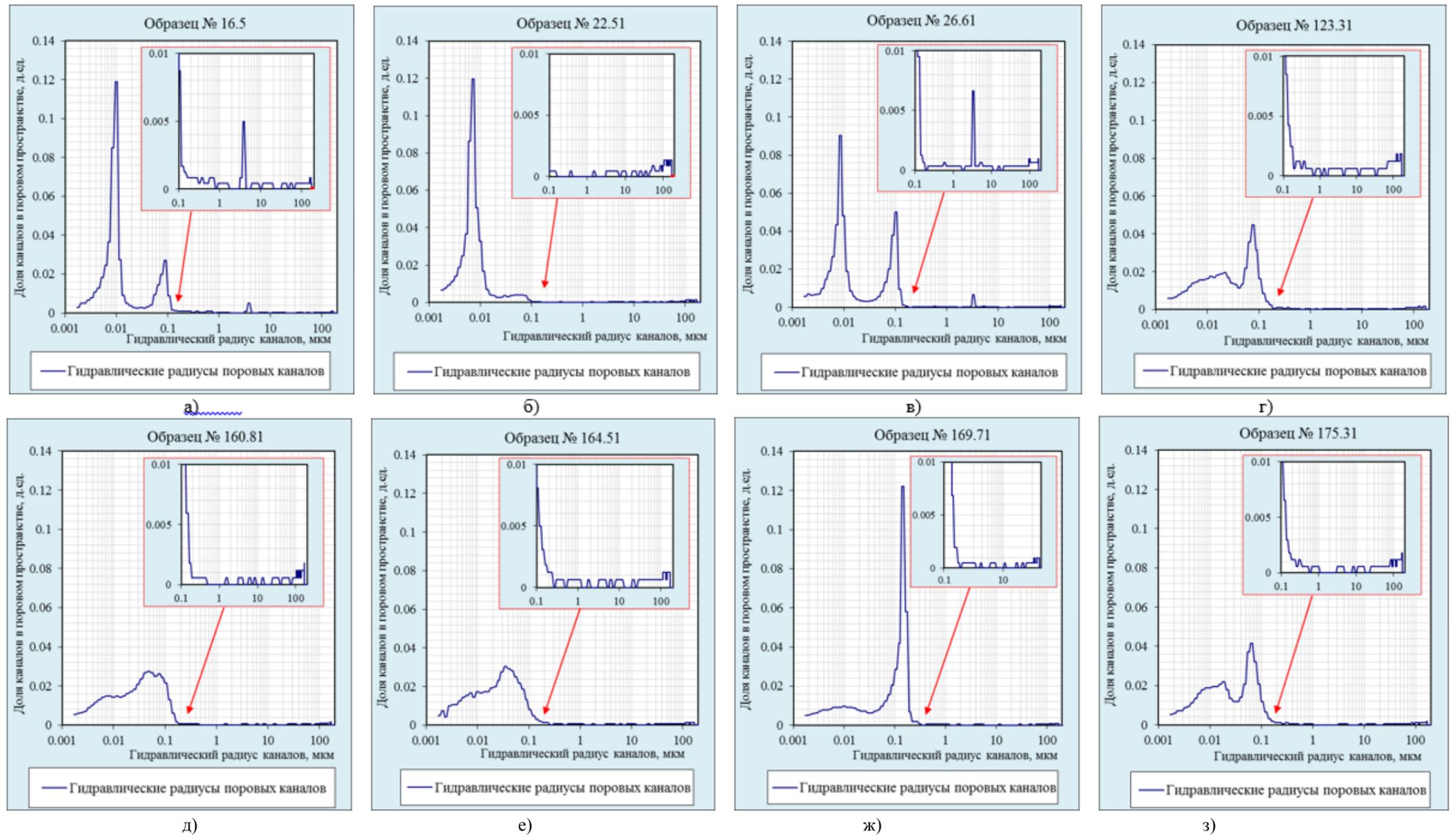
Интересно отметить, что гидравлические радиусы фильтрационных каналов в плотной карбонатной породе на порядок выше, чем в глинистых опоках. На рисунке (Рисунок 3.12 г) приведены данные по образцу, взятому из карбонатного прослоя глинистой кузнецовской свиты, подстилающей отложения изучаемой нижнеберёзовской подсвиты. Здесь фильтрационные радиусы могут иметь не только нанометровую размерность, но и достигают первых микрометров. Другими словами, фильтрационные возможности матрицы опок ниже, чем у плотных карбонатных пород.

Сравнительный анализ данных рентгеновской микротомографии и ртутной порометрии показывает, что структура порового пространства матрицы опок в диапазоне от 3 мкм до 10 нм ещё не изучена, в связи с этим не ясна и его роль в фильтрации флюидов. Это важно, поскольку результаты изучения структурно-геометрических характеристик пор изучаемых пород с использованием объемно-статического вакуумного анализатора удельной поверхности и пористости ASAP-2020M указывают на различия структуры порового пространства в пластах НБ₁ и НБ₂ на уровне пор нанометрового размера.



а) пласт НБ₁, образец 12 (глубина отбора 983,0 м); б, в) пласт НБ₂, образец 90 (глубина отбора 1000,8 м) и образец 19 (глубина отбора 1001,2 м); г) карбонатная порода, образец 39 (глубина отбора 1057,5 м)

Рисунок - 3.12 Результаты ртутной порометрии по керну скважины № 4С:



а), б), в) пласт НБ₁, образец 16,5 (глубина отбора 944,2 м), образец 22,51 (глубина отбора 946,4 м), образец 26,61 (глубина отбора 947,4 м); г), д), е), ж), з) пласт НБ₂, образец 123,31 (глубина отбора 992,3 м), образец 160,81 (глубина отбора 1009,9 м), образец 164,51 (глубина отбора 1011,7 м), образец 169,71 (глубина отбора 1013,9 м), образец 175,31 (глубина отбора 1016,5 м)

Рисунок - 3.13 Результаты ртутной порометрии по керну скважины № 3С:

3.7 Данные адсорбционно-структурного анализа

3.7.1 Методика исследования адсорбционно-структурных показателей

Исследования пород–коллекторов нижнеберёзовской подвиты проводились в Аналитико-технологическом сертификационном испытательном центре ФГУП «ЦНИИГеолнеруд». Институт имеет документы признания технической компетенции Федеральной службы по аккредитации Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии, ассоциации международных аналитических центров ИАС-APLAC, Роснано, Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Специалисты Центра принимали участие в проведении международных и российских межлабораторных сличительных экспериментах. В 2013 году Центр был признан лучшей аналитической лабораторией России и получил премию «Серебряный моль».

Сушка образцов осуществлялась в помещении лаборатории на стеллажах при комнатной температуре. После сушки образец распиливался на две части. Одна часть керна оставлена в качестве дубликата, вторая часть была подвергнута двухступенчатой пробоподготовке: дроблению и измельчению. Дробление керна проводилось на щековой дробилке Rocklabs Boyd Crusher Mk. III с выходом частиц размером более 50 мм. Дробленые пробы отквартовывались на делителе Rocklabs RSD 1A-BC и направлялись на стадию измельчения. Образцы измельчались до частиц требуемого размера на истирателе Herzog HSM100H, которые после усреднения и сокращения на делителе Rocklabs RSD 1A-BC направлялись для определения адсорбционно-структурных и физико-механических показателей.

Для исследования адсорбционно-структурных показателей образцов применяются методы физической адсорбции газов [7], [17]. Одним из наиболее эффективных из них является автоматизированная система анализа площади поверхности и пористости твердых материалов ASAP 2020 MP фирмы Micromeritics. Она сочетает многофункциональность и универсальность в одном удобном настольном приборе. С помощью газообразного азота, как стандартного газа для проведения адсорбционных измерений, система ASAP 2020 позволяет получать полные изотермы адсорбции и десорбции, проводить анализ одно- и многоточечной площади поверхности по методу БЭТ (ВЕТ), Ленгмюра, распределения микро-, мезопор по размерам (диаметр пор от 20 Å до 5000 Å) традиционными методами и с помощью функциональной теории плотности (DFT). Диапазон измерения удельной поверхности от 0,01 м²/г до более 3000 м²/г. Диапазон измерения диаметра микропор от 3,5 Ангстрем до 30 Å, мезо- и макропор от 30 Å до 5000 Å.

Для получения экспериментальных изотерм адсорбции-десорбции паров азота в диапазоне равновесных относительных давлений P/P₀ от 10⁻⁶ до 0,999 (так называемые изотермы

высокого разрешения) ASAP-2020M снабжен тремя высокочувствительными датчиками абсолютных давлений. Высокопроизводительный турбомолекулярный насос обеспечивает вакуум менее $1 \cdot 10^{-8}$ мм. рт. ст. для измерений, наряду с двухступенчатым механическим вакуумным насосом для предобработки образцов. Погрешность измерения величин давления датчиков составляет не более 0,15 %.

Определение адсорбционно-структурных показателей изучаемых образцов керна проводилось на анализаторе ASAP-2020M по изотермам адсорбции-десорбции азота при температуре 77,4 К. С применением современных методик расчета проводился полный текстурный анализ образцов, определялись:

- удельная поверхность в диапазоне от 0,01 м²/г до 3000 м²/г (относительная погрешность измерения $\pm 2,5$ %);
- общий удельный объем пор (удельный объем микропор, мезопор и частично макропор) в диапазоне от 0,001 до 3 см³/г (относительная погрешность измерения $\pm 4,3$ %);
- среднее значение размера пор, в т. ч. мезопор и микропор (относительная погрешность измерения $\pm 3,3$ %);
- распределение микропор по размерам в диапазоне от 0,5 нм до 2,0 нм;
- распределение мезопор по размерам в диапазоне от 2 нм до 500 нм.

Удельная поверхность образцов измерена двумя методами: по анализу изотерм адсорбции-десорбции и по методике «Определение удельной поверхности методом адсорбции толуола из раствора его в изооктане», разработанной и аттестованной в ФГУП ЦНИИгеолнеруд.

3.7.2 Результаты исследования адсорбционно-структурных показателей глинистых опок нижеберёзовской подсвиты

На рисунках (Рисунок 3.14 – Рисунок 3.17), где приведены диаграммы изменчивости содержания (по объёму) пор различного размера, видно, что в пласте НБ₁ объём пор с диаметром от 2 нм до 50 нм (мезопоры) существенно больше, чем в пласте НБ₀ и НБ₂ [35], [44], составляя в среднем 0,07 см³/г, и 0,14 см³/г, соответственно. Доля микропор для всех пластов одинаково мала и не превышает 0,005 см³/г.

Что касается макропор, то данные об этих порах на графике не представлены, так, как было показано выше, их объём методом адсорбционно-структурного анализа (АСА) оценивается не корректно. Поскольку результат зависит от того, какая степень раздробленности породы используется в анализируемых пробах. По фракции от 0,45 до 0,63 мм она на 50 % больше, чем по фракции от 0,25 до 0,45 мм (Таблица 3.2).

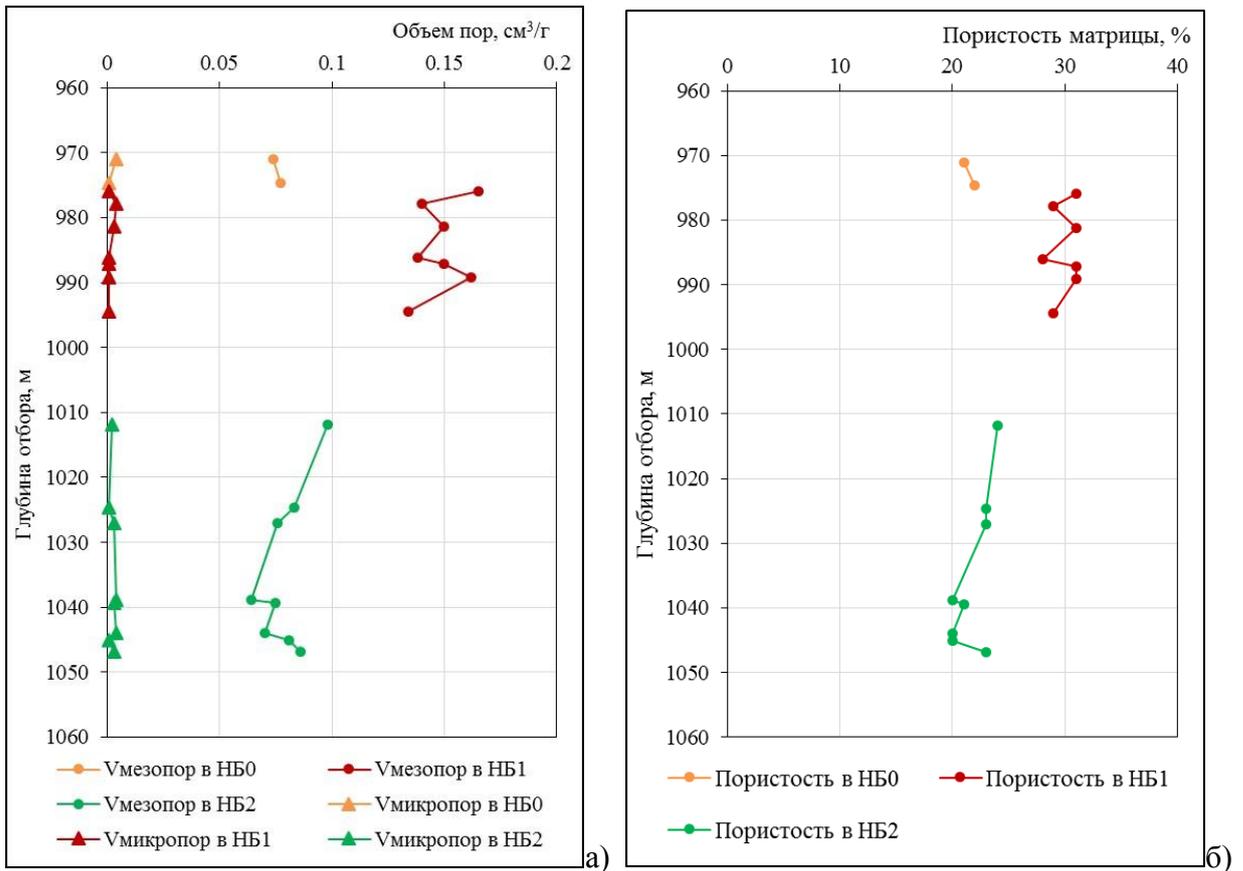


Рисунок - 3.14 Изменчивость объёмов субкапиллярных пор (мезопор и микропор) и пористости матрицы пород нижеберёзовской подсвиты в скважине №4С

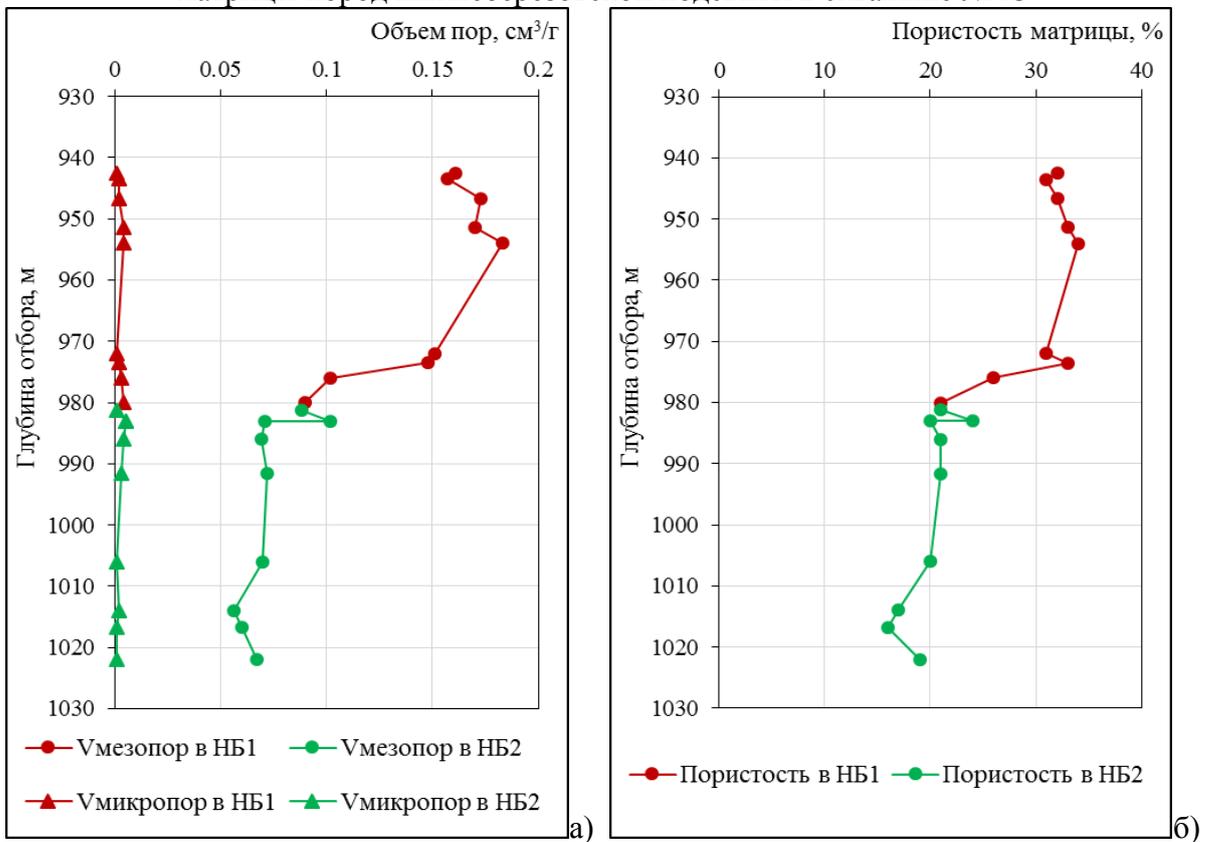


Рисунок - 3.15 Изменчивость объёмов субкапиллярных пор (мезопор и микропор) и пористости матрицы пород нижеберёзовской подсвиты в скважине №3С

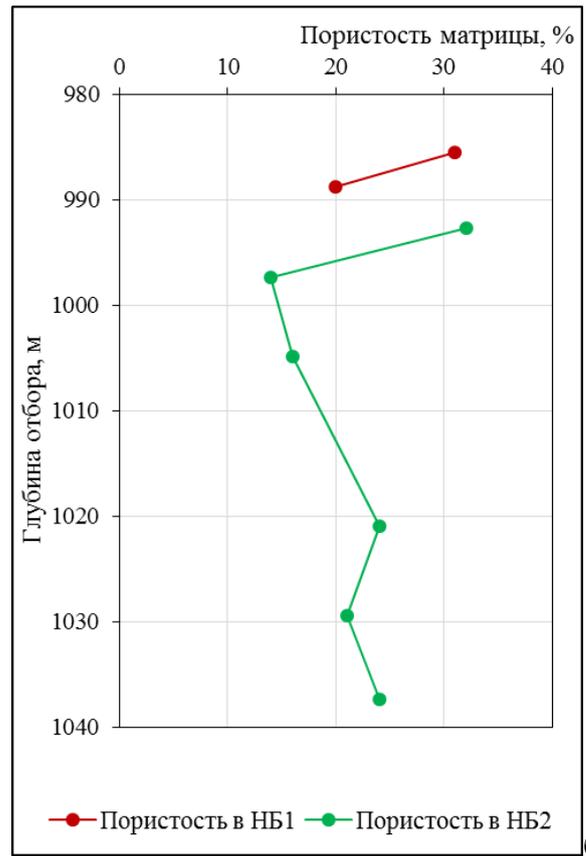
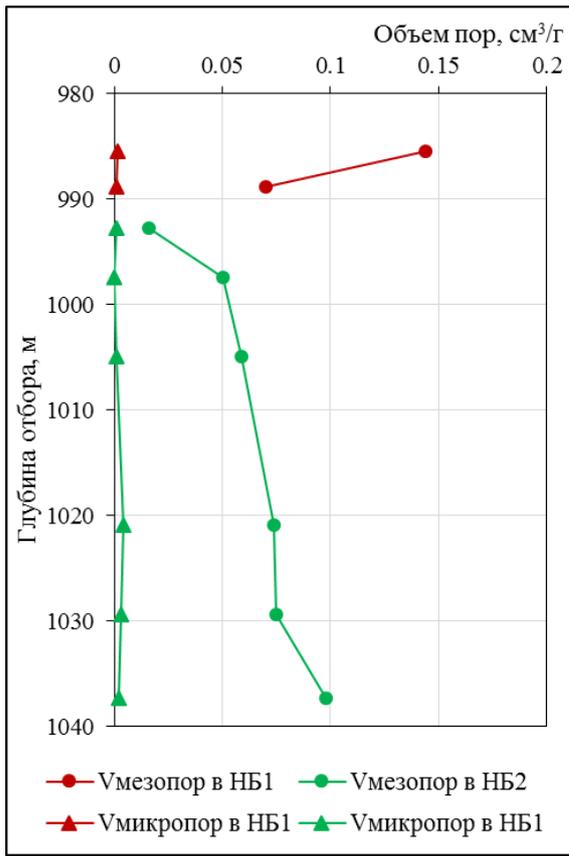


Рисунок - 3.16 Изменчивость объёмов субкапиллярных пор (мезопор и микропор) и пористости матрицы пород нижнеберёзовской подсвиты в скважине №1С

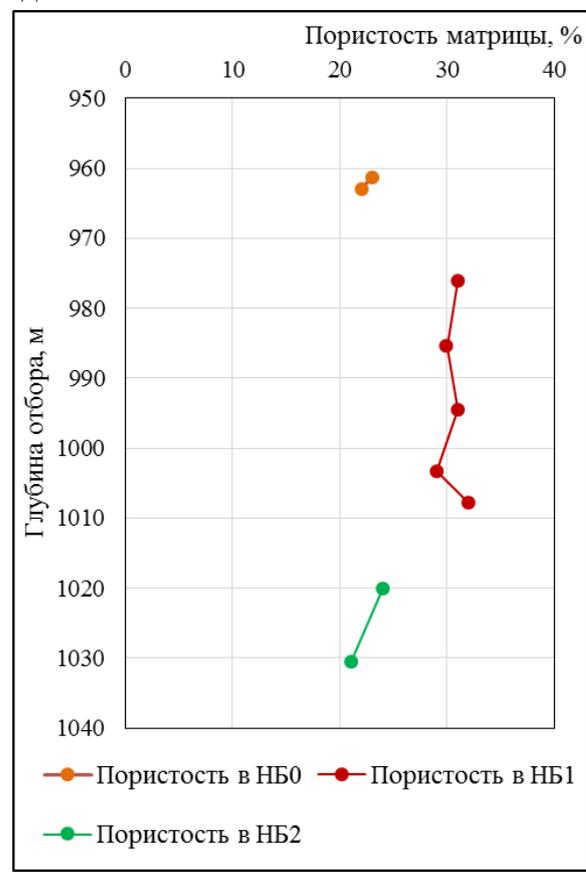
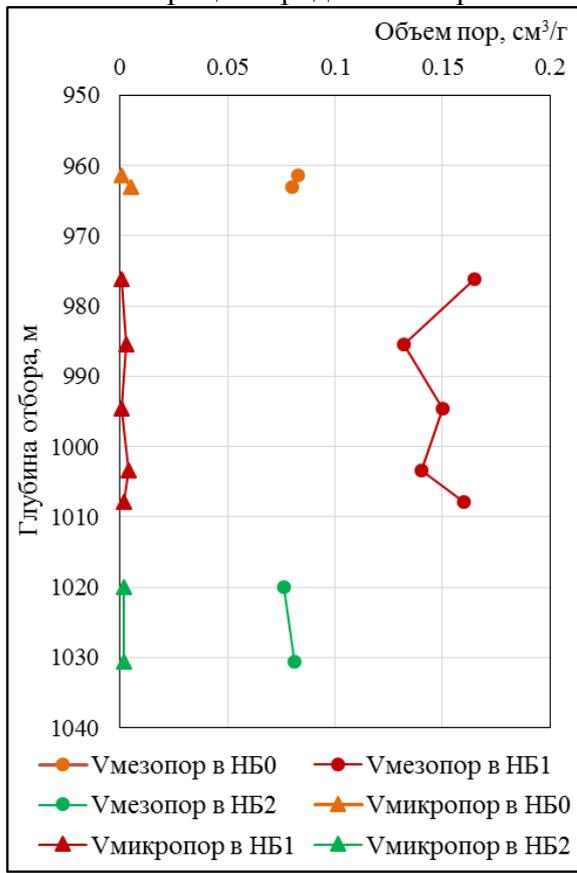


Рисунок - 3.17 Изменчивость объёмов субкапиллярных пор (мезопор и микропор) и пористости матрицы пород нижнеберёзовской подсвиты в скважине №2С

Рассмотрим подробнее особенности изменения доли мезопор в зависимости от минерального состава породы:

Во-первых, удельный объём мезопор резко снижается в тех интервалах разреза, в которых кремнистая составляющая породы представлена в основном кварцем. В разрезе скважины № 4С содержание кварца в интервале глубин от 975 м до 1000 м снижено до 40 % при повышенном содержании ОКТ-фазы до 35 % (Рисунок 2.1а) и именно в этом интервале удельный объём мезопор достигает максимума (Рисунок 3.14 а). И наоборот, в тех интервалах, где ОКТ-фаза кремнезёма практически отсутствует, а это интервалы развития пластов НБ₀ и НБ₂, доля мезопор вдвое снижается с 0,14 см³/г до 0,07 см³/г. Эта особенность распределения мезопор по разрезу отмечается для всех пробуренных на сенонские отложения скважин.

Во-вторых, удельный объём мезопор в пробах не изменяется при изменении глинистости изучаемых пород. Так в скважине № 4С глинистость пласта НБ₀ почти на 20 % выше, чем в пласте НБ₂ (Рисунок 2.1в, Таблица 2.1), а удельный объём мезопор в них одинаков и составляет около 0,07 см³/г (Рисунок 3.14 а). Ещё больше различается глинистость пластов по скважинам, а удельный объём мезопор в пробах также не изменяется. Например, глинистость пласта НБ₂ в скважине № 2С на 50 % больше, чем в скважине № 4С, составляя 30 % и 45 %, соответственно (Рисунок 2.19а), а удельный объём мезопор в них также одинаков, как и между пластами НБ₂ и НБ₀ в одной скважине, и составляет около 0,07 см³/г (Рисунок 3.14 а). Такая же картина отмечается и для пласта НБ₁. Здесь глинистость пород немного ниже чем в НБ₂, но различие между скважинами № 4С и № 2С также составляет 50 % (Рисунок 2.20а), а удельный объём мезопор в них одинаков и составляет около 0,14 см³/г (Рисунок 3.14 а и Рисунок 3.17 а).

Из сказанного следует важный вывод: адсорбционно-структурный анализ глинистых опок (по фракции от 0,45 до 0,63 мм и мельче) даёт оценку пор только *кремнистой матрицы* породы, и его результаты не отражают влияние глинистой составляющей на структуру их пустотного пространства.

Это утверждение, согласуется с результатами определений пористости по изотермам адсорбции-десорбции азота (Рисунок 3.14 б – Рисунок 3.17 б). Видно, что полученные здесь оценки по скважинам по пластам практически не различаются. Например, в скважинах №№ 4С и 2С для пластов НБ₀ и НБ₂ пористость матрицы для обеих скважин составляет в среднем 22 %, а для пласта НБ₁ – 29 %, глинистость пород в этих скважинах различается в полтора раза (Рисунок 2.20). Это обстоятельство косвенно подтверждает, что эта пористость относится к кремнистой матрице породы.

Интересно отметить, что оценки пористости кремнистой матрицы (по АСА) и открытой пористости (по методу Преображенского керосинонасыщением) для пласта НБ₂ различаются больше, чем для пласта НБ₁. Так для скважины № 4С пористость НБ₂ по АСА составляет 22 %

(Рисунок 3.14 б), а открытая пористость – 30 % (Рисунок 3.18), т. е. разница составляет 8 %. Для скважины № 2С эта разница составляет 6 %.

Совсем по-другому это соотношение выглядит для пласта НБ₁. Здесь эти оценки отличаются намного меньше. Так в скважине № 2С они одинаковые и составляют 29 % (Рисунок 3.17 б, Рисунок 3.18), а в скважине № 4С разница составляет всего 3 % (29 % - по АСА и 32 % - по Преображенскому).

Причина этих различий состоит в том, что в оценках по АСА из рассмотрения выпадают наиболее крупные поры капиллярной размерности (более 500 нм), поскольку они не являются объектом изучения адсорбционно-структурного метода. Кроме того, при подготовке проб (дробление до фракции от 0,45 до 0,63 мм) утрачиваются пустоты, связанные с биокластами и с трещинами.

Так, на рисунке (Рисунок 3.18) видно, что общая пористость, которая определялась на цилиндрических образцах (30 мм) керосинонасыщением больше, чем пористость, определяемая адсорбционно-структурным анализом.

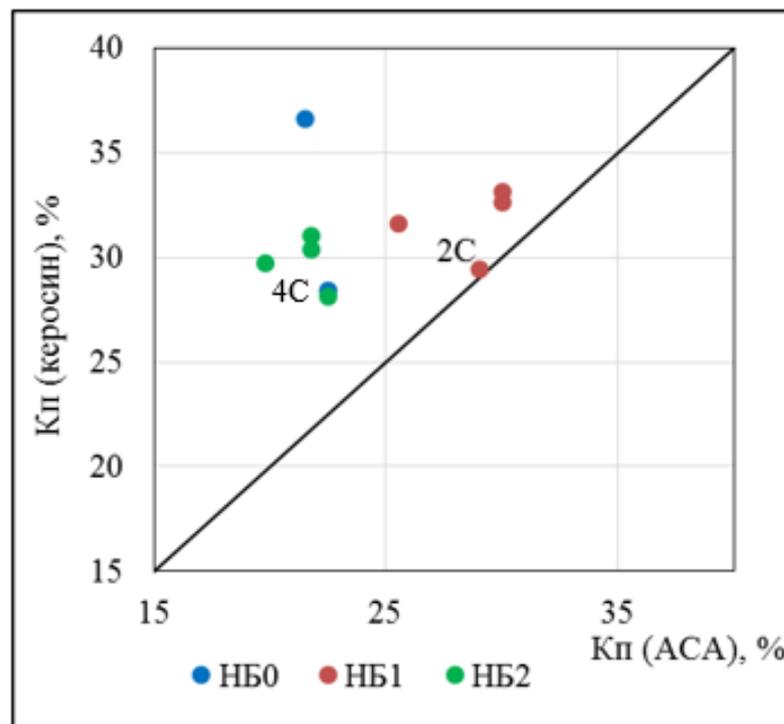


Рисунок - 3.18 Сопоставление средних значений открытой пористости по керосину и по АСА

Из этого следует вывод: чем больше величина различия между оценками пористости по АСА и по методу Преображенского, тем больше в породе пустот капиллярного размера, по которым возможен приток газа в скважину без использования специальных технологий, таких как гидроразрыв пласта.

3.8 Оценка трещинной ёмкости пустотного пространства глинистых опок

Приведённые в разделе 2.2 данные свидетельствуют о несомненном наличии микротрещиноватости изучаемых породах. В связи с этим возникает необходимость оценки их трещинной емкости. Одним из методов, решающих эту задачу, является метод капиллярного насыщения кубиков горных пород люминесцирующими жидкостями.

Метод капиллярного насыщения горных пород люминесцирующими жидкостями был разработан и использован для оценки особенностей строения сложного пустотного пространства карбонатных коллекторов. Метод включает ряд операций:

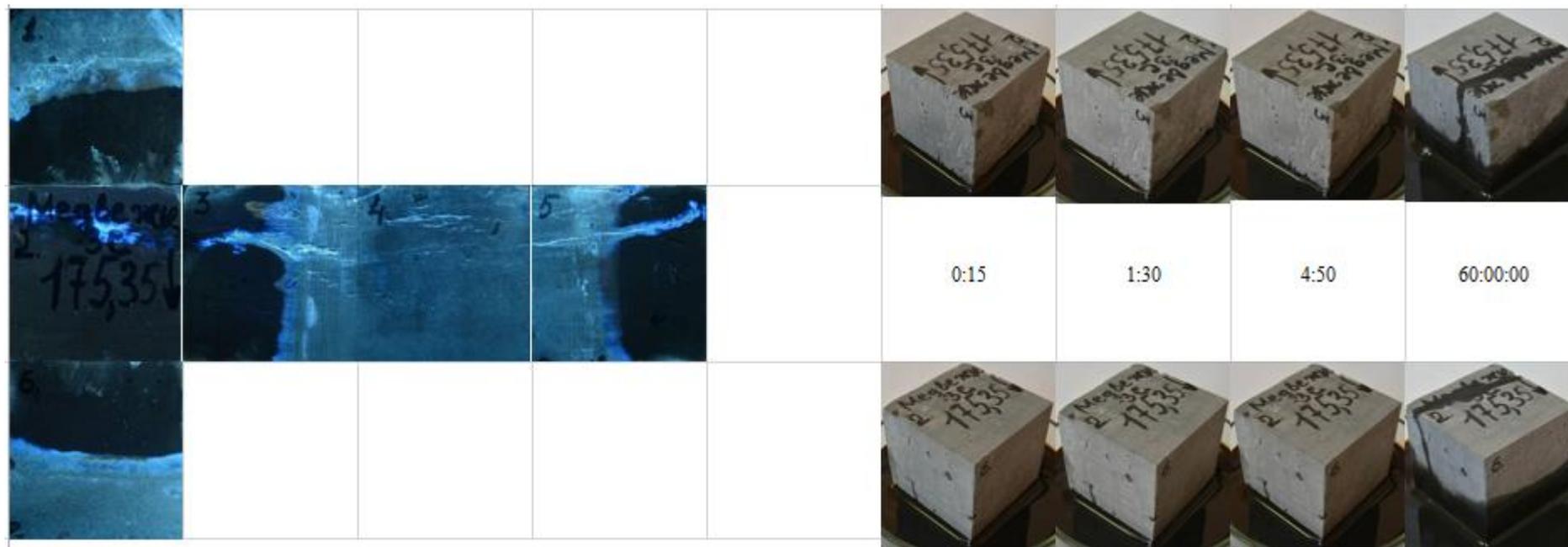
- насыщение под вакуумом образца люминофором и определение емкости пустот;
- последовательное фотографирование каждой грани образца и его общего вида в источнике ультрафиолетового света;
- монтаж фотоснимков отдельных граней;
- определение количественных параметров: длины, ориентировки, раскрытости трещин и расчет поверхностной плотности трещин по фотоснимкам, полученным в источнике ультрафиолетового света.

Фотографии граней насыщенного образца, полученные в источнике ультрафиолетового света, дают представление о геометрии пустотного пространства пород. Использование образцов в виде кубиков позволяет выявить пространственную изменчивость параметров в объеме. С помощью этого метода выявляются трещины и пустоты, имеющие внутреннюю емкость, и они тем сильнее проявляются на поверхности образца, чем больший объем люминофора входит в образец. Трещины выделяются в виде светящихся полос на общем темном фоне образца, видны длина, раскрытость, ориентировка, морфология трещин и их взаимосвязь. При наличии в породах поровых каналов радиусом более 1 мкм, доступных для люминофора, они также насыщаются и светятся в виде точек на поверхности образца. По свечению легко подразделить трещины на зияющие и заполненные. Трещины, отчетливо видимые на поверхности керна при микроскопическом осмотре, но не имеющие внутреннего объема, недоступны для люминофора и после пропитки не обнаруживают свечения. Соотношение трещин и пор, заполненных светящейся жидкостью, или наличие только трещин позволяет оценить пустотное пространство пород: выделить разности, в которых преимущественно развиты поровые каналы, и выявить разности со сложным строением (одновременным развитием пор, каверн и/или трещин), а также образцы, в которых присутствуют лишь трещины. Характер и морфология пустот, выявленных с помощью люминофоров, весьма разнообразны, что дает возможность выделить в разрезе

продуктивных нефтегазонасыщенных отложений коллекторы различных типов и оценить долевое участие их в емкости в фильтрации.

Этот метод был разработан и использован для оценки особенностей строения сложного пустотного пространства карбонатных коллекторов, однако, в применении к глинистым опокам на образцах из скважины № 3С (Рисунок 3.19 – Рисунок 3.20) этот метод не дал объективной оценки трещинной емкости. Это связано с тем, что в связи с высокой пористостью опок люминофор активно насыщает не только трещины, но и окружающую их матрицу породы. Например, на рисунке (Рисунок 3.19) видно, что люминофор, быстро поднявшись вверх по техногенной трещине, начинает пропитывать и окружающее поровое пространство, не давая тем самым возможности оценить раскрытость самой трещины. Хотя на качественном уровне этот подход подтверждает наличие микротрещиноватости.

Количественная оценка ёмкости трещин осуществлялась путём изучения кубиков под оптическим микроскопом с замерами длины и раскрытости трещин на каждой из шести граней. Результаты изучения трещинной емкости изучаемых глинистых опок по кубикам размером 5 на 5 см приведены в таблице (Таблица 3.3). Из таблицы видно, что раскрытость их, в среднем, равна 336 мкм, а ёмкость изменяется от 0 % до 6,3 %, составляя в среднем 1,1 %. Учитывая, что среднее значение коэффициента открытой пористости для изучаемых пород составляет 33 % (подраздел 3.1), можно сделать вывод, что вклад трещин в общий объём пустотного пространства здесь не велик и составляет одну тридцатую часть. Однако, как видно по данным подразделов 3.2-3.6, раскрытость их существенно выше среднего диаметра пор. Отсюда следует, что микротрещины играли важную роль при формировании залежей, являясь путями миграции поступающего газа.



а)

б)

Рисунок - 3.19 Образец 175,35 (Глубина отбора 1016,6 м): а) фото образца в развернутом виде после обработки люминофором; б) пропитка образца люминофором в атмосферных условиях через разные интервалы времени



а)

б)

Рисунок - 3.20 Образец 26,65 (Глубина отбора 941.1 м): а) фото образца в развернутом виде после обработки люминофором; б) пропитка образца люминофором в атмосферных условиях через разные интервалы времени

Таблица 3.3 - Характеристика емкости микротрещин глинистых опок в скважине № 3С

№ обр.	Глубина отбора, м	Средняя поверхностная плотность трещин по 6 граням кубика, см/см ²	Раскрытость трещин, мкм			Ёмкость трещин, %
			min	max	среднее	
1	941,1	0,57	3	200	90	6,30
2	944,2	0,08	1	100	440	0,18
3	946,6	0,11	1	300	130	0,15
4	951,1	Трещины не обнаружены				
5	951,1	0,08	3	200	90	0,23
6	957,2	0,42	2	100	510	0,82
7	962,7	0,29	10	200	90	3,30
8	963,9	0,31	1	500	160	1,94
9	973,6	0,63	50	1800	840	0,75
10	982,1	0,11	5	1100	430	0,26
11	992,3	0,11	100	1500	770	0,14
12	995,0	0,11	10	200	90	1,30
13	996,1	0,09	3	200	90	1,00
14	1004,6	0,03	5	800	300	0,10
15	1008,3	Трещины не обнаружены				
16	1009,1	Трещины не обнаружены				
17	1010,7	Трещины не обнаружены				
18	1013,9	0,15	2	300	150	1,00
19	1016,6	0,21	100	2000	900	0,23
20	1017,8	0,16	20	1000	300	0,53

3.9 Модель пустотного пространства газонасыщенных опок сена Медвежьего месторождения

При изучении структуры пустотного пространства коллекторов несколькими методами обычно возникают различия в оценке его объёма. В нашем случае это наблюдается при оценке коэффициента открытой пористости. Ниже на рисунке (Рисунок 3.21) приведены оценки коэффициента пористости (K_p) двух образцов из разных пластов НБ₁ и НБ₂, полученные разными методами: методом физической адсорбции (по азоту, $K_p(\text{ад})$), методом насыщения (по керосину, $K_p(\text{к})$) и методом порометрии (по ртути, $K_p(\text{рт})$).

Видно, что коэффициент пористости для обоих образцов различны по разным методам - при этом они всегда растут от оценки по азоту к оценке по ртути. Так для образца 22.51 величина коэффициента пористости увеличилась почти на 10,0 % (от 31,9 % до 35,0 %), а для образца 123.31 и того больше – на 40,0 % (от 21,0 % до 29,6 %). Такое увеличение значений является нормальным явлением, так как адсорбционная оценка выполняется на самых мелких (порошковых) фракциях породы и крупные поры здесь выпадают из рассмотрения, поскольку они разрушаются при дезинтеграции породы, а оценка по ртути увеличивается за счёт использования высоких давлений (до 400 МПа) при проведении опытов. Оценки коэффициента пористости методом насыщения керосином стандартных образцов (30 мм на 30 мм) имеют промежуточные значения между $K_p(\text{ад})$ и $K_p(\text{рт})$. Поскольку $K_p(\text{к})$ обычно используются при определении подсчётных параметров, то при изучении структуры пустотного пространства будем принимать его за эталон и все другие оценки приводить к нему.

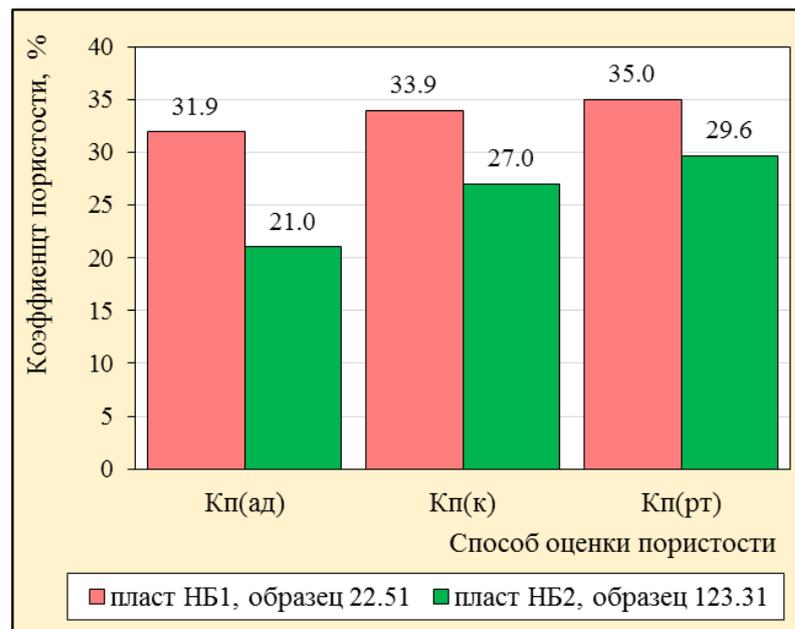


Рисунок - 3.21 Оценки коэффициента пористости на отдельных образцах разными методами

В результате изучения структуры пустотного пространства этих образцов на основе оценок объёмов отдельных его составляющих: микро-, мезо-, макро- и капиллярных пор по данным ртутной порометрии (Рисунок 3.22) видно, что общим для обоих образцов является то, что основную долю пустотного пространства в них составляют поры субкапиллярного размера. Однако существенно то, что для образца из пласта НБ₁ они представлены мезопорами, а для пласта НБ₂ – макропорами с локальным максимумом их количества вблизи к граничному значению с капиллярными порами. Поры капиллярной размерности составляют очень малую часть пустотного пространства.

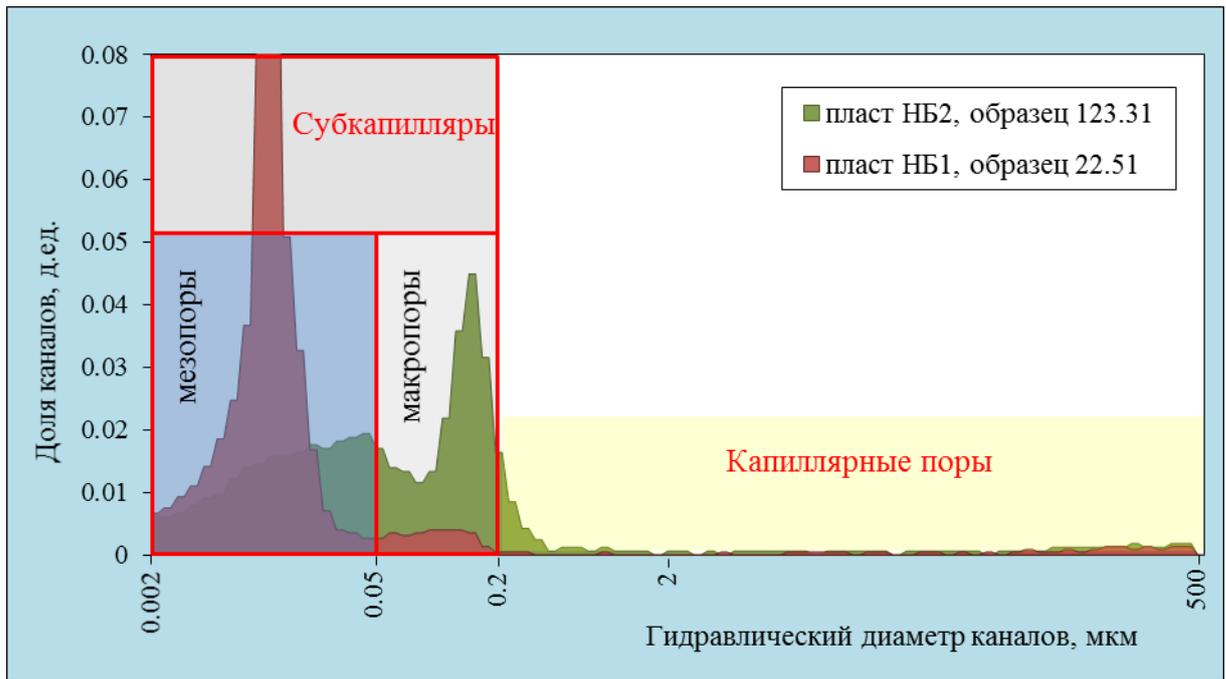


Рисунок - 3.22 Результаты порометрии по образцам разных пластов

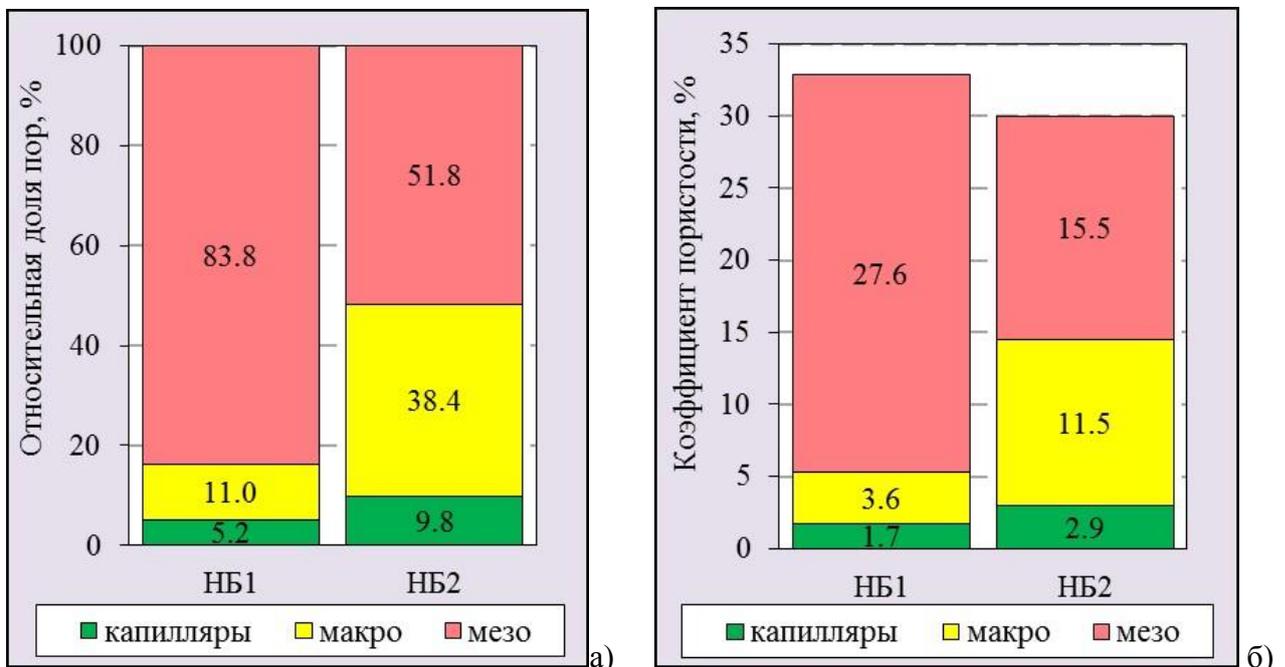
Количественная оценка доли каждого типа пор, которая выражается в процентах к общему объёму пустот, будем называть емкостной моделью структуры пустотного пространства (Таблица 3.4). Отметим, что для сравнения результатов изучения структуры порового пространства различными методами, емкостную модель удобно представлять не только процентным отношением к объёму пустот, но и к объёму породы в целом, т.е. в формате коэффициента пористости. Для этого в качестве основного значения коэффициента пористости будем использовать его оценку методом керосинонасыщения ($K_p(k)$), которая используется для подсчёта запасов и при интерпретации данных и ГИС. Величину $K_p(k)$ будем делить на составляющие $K_{п_микро}$, $K_{п_мезо}$, $K_{п_макро}$, $K_{п_кап}$ пропорционально долям пор (микро, мезо, макро и капиллярных) в структуре пустотного пространства (Таблица 3.4).

Таблица 3.4 - Емкостная модель структуры пустотного пространства двух образцов

Образец	Относительная доля пор, % Пересчёт на Кп(к), %			
	сумма пор Кп(к)	мезо Кп_мезо	макро Кп_макро	капилляры Кп_кап
22.51 из пласта НБ ₁	$\frac{100,0}{33,9}$	$\frac{91,2}{30,9}$	$\frac{5,9}{2,0}$	$\frac{2,9}{1,0}$
123.31 из пласта НБ ₂	$\frac{100,0}{27,0}$	$\frac{46,8}{12,6}$	$\frac{40,0}{10,8}$	$\frac{13,2}{3,6}$

Из этой таблицы видно, что в абсолютных процентах капиллярные поры, интересующие нас с позиций анализа фильтрационно-емкостных свойств изучаемых глинистых опок, составляют для пласта НБ₁ 1,0 % из 33,9 % общей пористости, а для пласта НБ₂ – 3,6 % из 27 %. В относительных единицах доля мезопор для пласта НБ₁ превышает 90,0 %, а для НБ₂ – она менее 50,0 %. Доля макропор в НБ₂ достигает 40,0 %, а для НБ₁ их доля меньше 6,0%, доля же капилляров составляет всего 2,9 % для пласта НБ₁ и 13,2 % - для пласта НБ₂.

Осредняя данные порометрии по образцам отдельных пластов, будем говорить о литолого-емкостной модели пустотного пространства, поскольку пласты отличаются друг от друга по литологии. На рисунке (Рисунок 3.23) представлена такая модель, которая получена путём осреднения данных девяти образцов по скважине № 3С.



а) – относительные проценты, б) – абсолютные проценты, пересчитанные на Кп(к)

Рисунок - 3.23 – Литолого-емкостная модель коллекторов нижеберёзовской подсвиты (по данным ртутной порометрии)

Видно, что по значениям эта модель согласуется с моделью для отдельных образцов (Таблица 3.3), поэтому детального анализа сопоставимости их между собою здесь не приводится.

Ниже показано, как сопоставляются литолого-емкостные модели, построенные разными методами порометрии – ртутной и адсорбционной.

На рисунке (Рисунок 3.24) и в таблице (Таблица 3.4) приведены литолого-емкостные модели по четырём скважинам, в которых проводились исследования керна методом структурно-адсорбционного анализа. Сходство и различие литолого-емкостных моделей, которые были построены на основе различных методов порометрии (ртутной и сорбционной), рассмотрены на примере скважины № 3С (Рисунок 3.23а и Рисунок 3.24б). Данные методы одинаково оценивают суммарную долю наиболее тонких пор (мезо- и микропор). Для пласта НБ₂ эти оценки почти одинаковы – 51,8 % (Рисунок 3.23а) и 52,0 % (Рисунок 3.24б), а для пласта НБ₁ они различаются на 8,0 %, составляя 83,8 % и 77,8 %, соответственно. Оценки долей капиллярных пор и макропор здесь значительно отличаются. При этом наибольшие различия отмечаются для пласта НБ₁, здесь сумма долей капиллярных пор и макропор для сорбционного метода (Рисунок 3.24б) составляет 22,2 %, а для ртутной порометрии (Рисунок 3.23а) – 16,2 %, что почти на треть меньше, чем в сорбционном методе.

Таблица 3.4 - Характеристика структуры пустотного пространства *

	4С						3С					
	абс., д.ед.			отн., %			абс., д.ед.			отн., %		
	НБ ₀	НБ ₁	НБ ₂	НБ ₀	НБ ₁	НБ ₂	НБ ₀	НБ ₁	НБ ₂	НБ ₀	НБ ₁	НБ ₂
Кпо	0,314	0,332	0,313	100,0	100,0	100,0	-	0,330	0,300	-	100,0	100,0
Кпм	0,215	0,300	0,218	68,5	90,4	69,6	-	0,303	0,198	-	91,8	66,0
Кпэф_г	0,099	0,032	0,095	31,5	9,6	30,4	-	0,027	0,102	-	8,2	34,0
Кп_макро	0,054	0,051	0,050	17,2	15,4	16,0	-	0,046	0,042	-	14,0	14,0
Кп_мезо	0,155	0,248	0,162	49,4	74,7	51,8	-	0,253	0,151	-	76,6	50,3
Кп_микро	0,006	0,001	0,006	1,9	0,3	1,9	-	0,004	0,005	-	1,3	1,7
	2С						1С					
	абс., д.ед.			отн., %			абс., д.ед.			отн., %		
	НБ ₀	НБ ₁	НБ ₂	НБ ₀	НБ ₁	НБ ₂	НБ ₀	НБ ₁	НБ ₂	НБ ₀	НБ ₁	НБ ₂
Кпо	0,280	0,294	0,281	100,0	100,0	100,0	-	0,316	0,310	-	100,0	100,0
Кпм	0,225	0,294	0,225	80,4	100,0	80,1	-	0,255	0,218	-	80,7	70,3
Кпэф_г	0,055	0,000	0,056	19,6	0,0	19,9	-	0,061	0,092	-	19,3	29,7
Кп_макро	0,057	0,031	0,063	20,3	14,8	22,4	-	0,049	0,057	-	15,6	18,0
Кп_мезо	0,162	0,259	0,158	57,9	88,0	56,3	-	0,203	0,158	-	64,3	50,8
Кп_микро	0,006	0,004	0,004	2,2	1,3	1,4	-	0,002	0,005	-	0,7	1,5

*- значения $K_{пэф_г} = K_{п} \cdot (1 - K_{г})$ определены по данным ГИС Д.Б. Родивиловым с использованием разработанной им методики [78].

Для пласта НБ₂ такое различие почти отсутствует. Здесь по сорбционному методу капиллярные поры и макропоры составляют 48,0 %, по ртутной порометрии – 48,2 %.

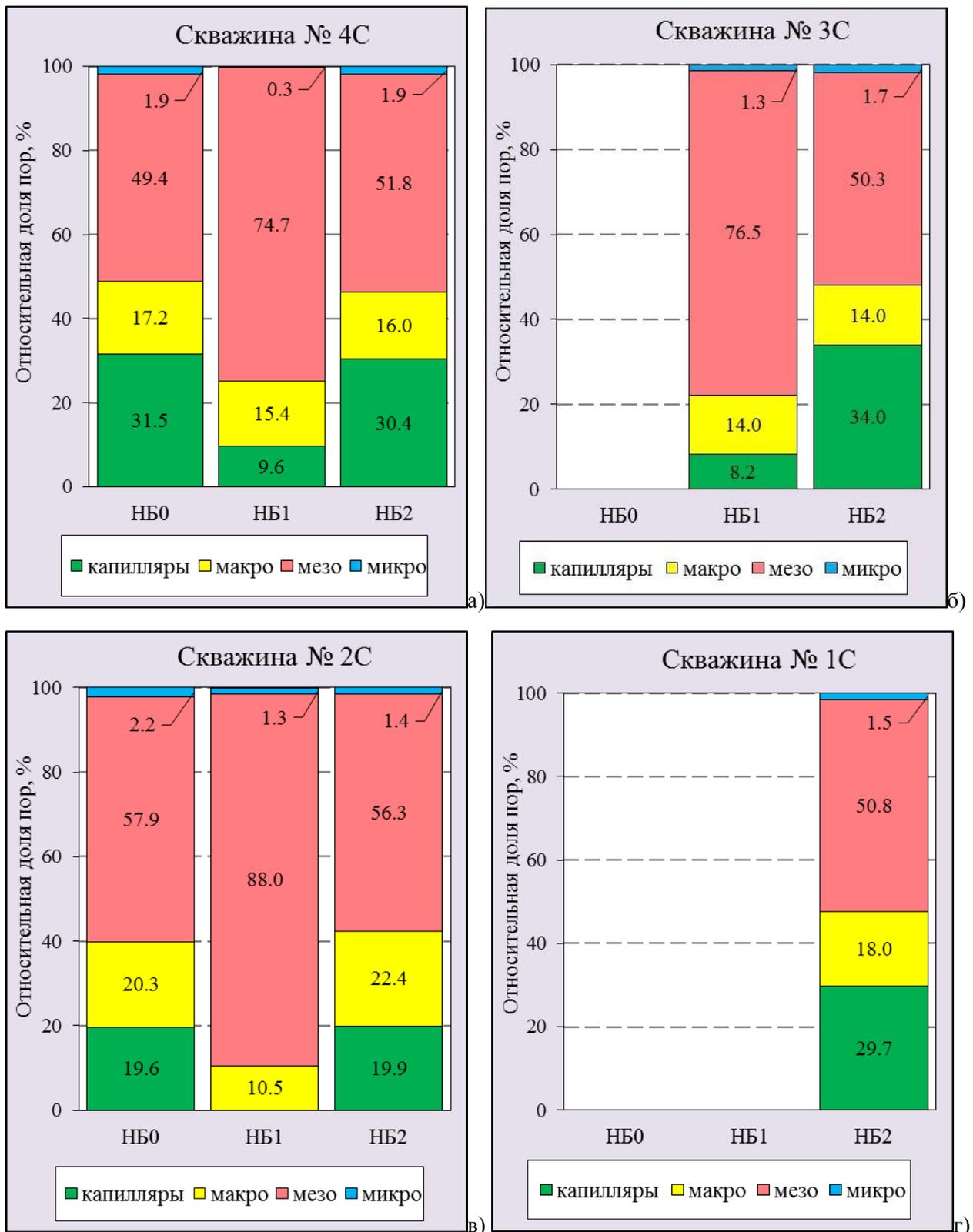


Рисунок - 3.24 Литолого-емкостная модель коллекторов нижеберёзовской подсвиты в относительных долях пор разного типа (по данным АСА)

Однако здесь резко (более чем в три раза) различаются оценки доли капиллярных пор – 34,0 % (Рисунок 3.24б) и 9,8 % (Рисунок 3.23а). Эти различия объясняются отмеченной выше особенностью ртутной порометрии, которая состоит в том, что часть пор здесь относится к более

мелким, чем они являются на самом деле. Это и приводит к занижению долей макропор и капилляров.

Таким образом, можно утверждать, что литолого-емкостные модели, построенные с использованием результатов ртутной порометрии и адсорбционно-структурного анализа, в целом не противоречат друг другу, различаясь в некоторых деталях в оценке долей капилляров и макропор.

Проанализировав построенные литолого-емкостные модели пустотного пространства глинистых опок нижнеберёзовской подсвиты (Рисунок 3.24) можно сделать важный вывод: газонасыщенность пласта НБ₁ может иметь не более 25 %, так как в поровом пространстве коллекторов этого пласта мезопор более чем 75 %, а газонасыщенность пласта НБ₂ может достигать 50 %. То есть, из модели следует, что газонасыщенность пласта НБ₁ будет вдвое меньше газонасыщенности пласта НБ₂. Если исходить из среднего значения коэффициента пористости 32 %, и перевести относительные проценты в абсолютные, то получим, что эффективная газонасыщенная пористость пласта НБ₁ будет составлять 8,0 % (абсолютных), а пласта НБ₂ – 16,0 %.

Рассмотрим более удобный вариант представления литолого-емкостных моделей. Для этого перейдём от моделей, построенных в относительных процентах к моделям в абсолютных значениях коэффициентов пористости для различных типов пор. Выше было отмечено (Рисунок 3.21), что оценка K_p методом АСА оказывается всегда ниже, чем оценка, получаемая методом керосинонасыщения, поскольку в сорбционном методе из рассмотрения выпадают поры капиллярной размерности. В связи с этим оценка доли этих пор ($K_{p_кап}$) осуществляется расчётным путём, то есть, путём вычитания $K_p(ад)$ из $K_p(к)$. После этого оценки относительных процентов для $K_{p_кап}$ и для $K_{p_микро}$, $K_{p_мезо}$, $K_{p_макро}$, полученных ранее пересчётом на $K_p(ад)$, определяются путём пересчета их на $K_p(к)$, принимая его за 100 %. В результате такого пересчёта литолого-емкостная модель переводится в формат коэффициента пористости (Рисунок 3.25), величину которого можно сопоставлять с оценками коэффициента пористости, полученными другими отличными от порометрии способами. Интересны такие сопоставления с коэффициентом газонасыщенной пористости, оценка которого получена на основе определения природной водонасыщенности образцов (K_v) по образцам изолированного керна (см. раздел 4.3).

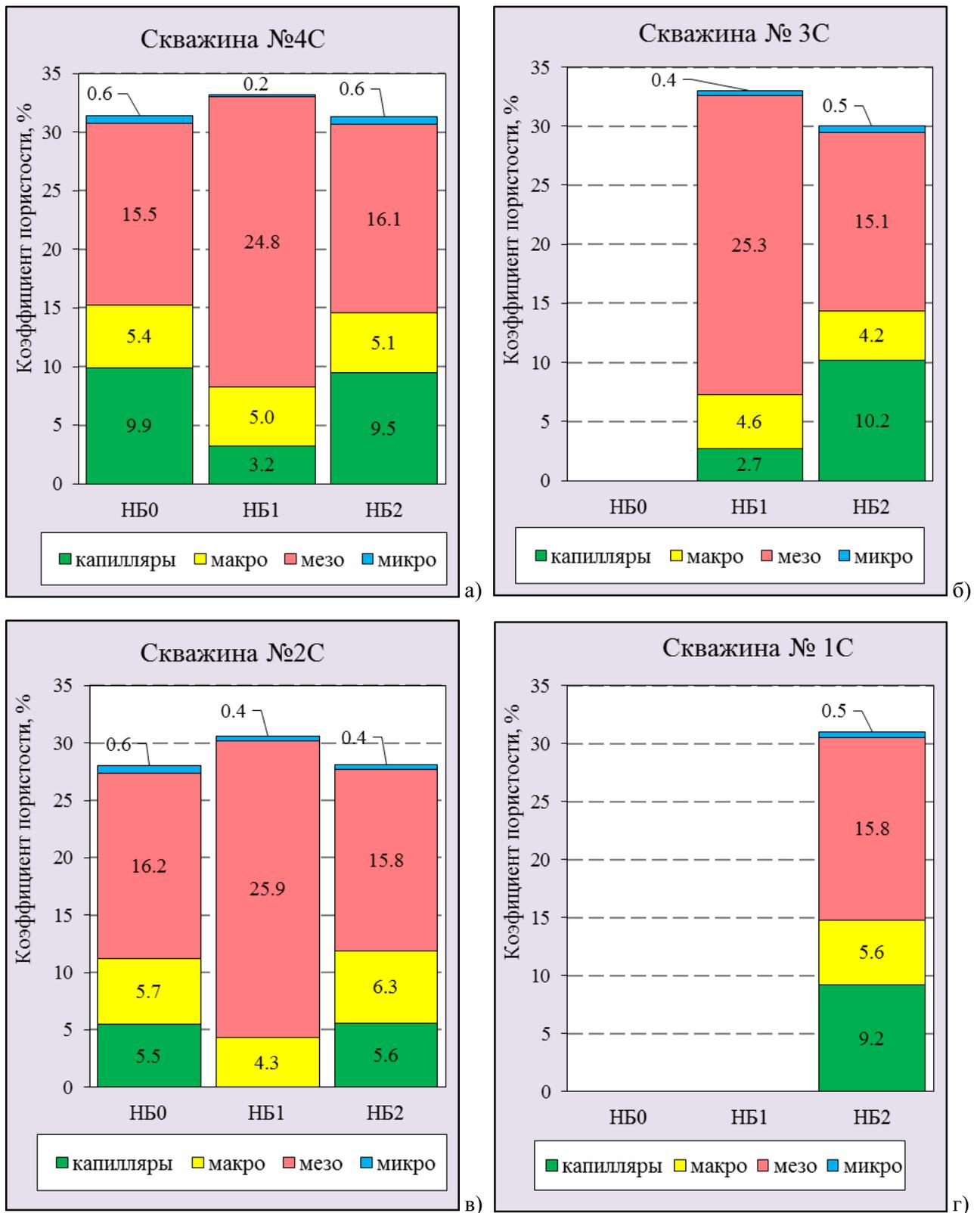


Рисунок - 3.25 – Литолого-емкостная модель коллекторов нижеберёзовской подсвиты в абсолютных значениях коэффициента пористости (по данным АСА)

Остановимся подробнее на взаимосвязи доли капиллярных- и макропор с содержанием кварца и глинистых минералов в породе (Рисунок 3.26).

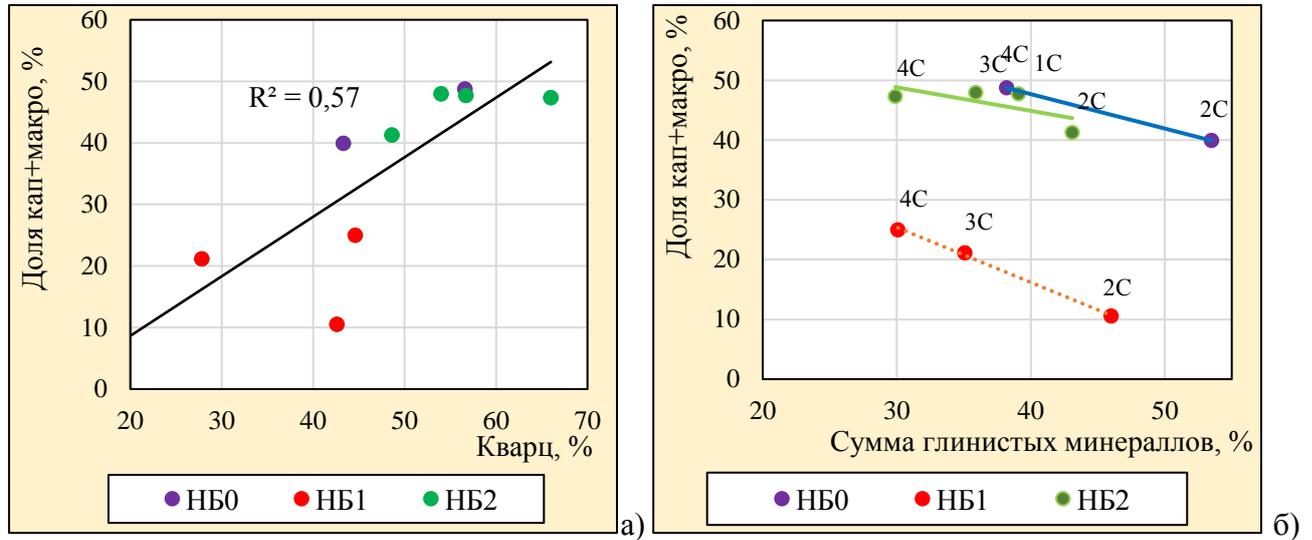


Рисунок - 3.26 Взаимосвязь содержания кварца и глинистых минералов с долей капилляров и макропор в пустотном пространстве глинистых опок

На графиках видно, что при увеличении содержания кварца в породе закономерно увеличивается доля крупных пор в пустотном пространстве (Рисунок 3.26а). Эта закономерность объясняет вероятный процесс появления этих пор. В результате кристаллизации первоначального губчатого геля кремниевой кислоты (кремнистого осадка) до состояния кварца молекулы кремнезёма перераспределяются к центрам кристаллизации с образованием по перифериям зон кристаллизации пустот более крупных размеров, чем в исходном кремнистом осадке. Чем больше вновь образованных кристаллов кварца в породе, тем больше размеры образующихся пустот. Из этого следует, что в пласте НБ₁, где кристаллизация кремнезёма не достигла перехода в фазовое состояние кварца, размеры пор должны быть меньше, чем в пластах НБ₂ и НБ₀. Таким образом, доля мезопор в пласте НБ₁ намного больше, чем в других пластах, поскольку сохранена исходная пористость губчатой среды кремнезёма. Такой процесс образования пустотного пространства подтверждается данными растровой электронной микроскопии по технологии ФИП/РЭМ, описанными выше (Рисунок 3.6). Отметим, что с повышением глинистости изучаемых пород доля капилляров и макропор в их пустотном пространстве снижается как для НБ₁, так и для НБ₂ (Рисунок 3.26б).

Выявленные различия в структуре порового пространства глинистых опок являются определяющими с точки зрения их газонасыщенности. Поскольку движение флюидов происходит по капиллярам и по макропорам и общий объём пор этих двух видов в пластах НБ₂

и $НБ_0$ в два раза больше, чем в пласте $НБ_1$ (Таблица 3.4), то и газонасыщенность пластов $НБ_2$ и $НБ_0$ будет в два раза выше, чем газонасыщенность пласта $НБ_1$.

Такое соотношение газонасыщенности пластов подтверждается и прямыми определениями коэффициента газонасыщенности по керну при лабораторных исследованиях. Этот вопрос обсуждается в разделе 4.2 настоящей работы.

3.10 Определение проницаемости матрицы породы

Нетрадиционные коллекторы сенона характеризуются очень низкой проницаемостью.

Уникальные особенности данных систем пор требуют понимания и характеристики их размеров, связей и извилистости в количественном отношении. Традиционные методики, используемые для обычных пористых пород (песчаник или известняк), недостаточны, чтобы характеризовать эту систему микропористости. Однако исследования методом растровой электронной микроскопии (РЭМ) совместно со сфокусированным ионным пучком (ФИП) позволили изобразить и количественно характеризовать особенности субмикронного (нанометрового) масштаба.

Взаимосвязь пористости и проницаемости на схожих с сенонскими коллекторами породах изучал Tesfalidet G. Kassa [120]. В своей работе он отмечал следующее: более высокую проницаемость имеют кварцевые порцеланиты, несмотря на уменьшение матричной пористости во время заключительного фазового перехода микрокристаллического опала в кварц. Это исследование показало проницаемость на порядок ниже в порцеланитах с микрокристаллическим опалом в сравнении с кварцевыми порцеланитами. Данные результаты критически важны для понимания и разработки нефтяных коллекторов. Открытие этой неожиданной обратной связи между пористостью и проницаемостью в породах с микрокристаллическим опалом и кварцевыми порцеланитами было основной мотивацией для этого исследования.

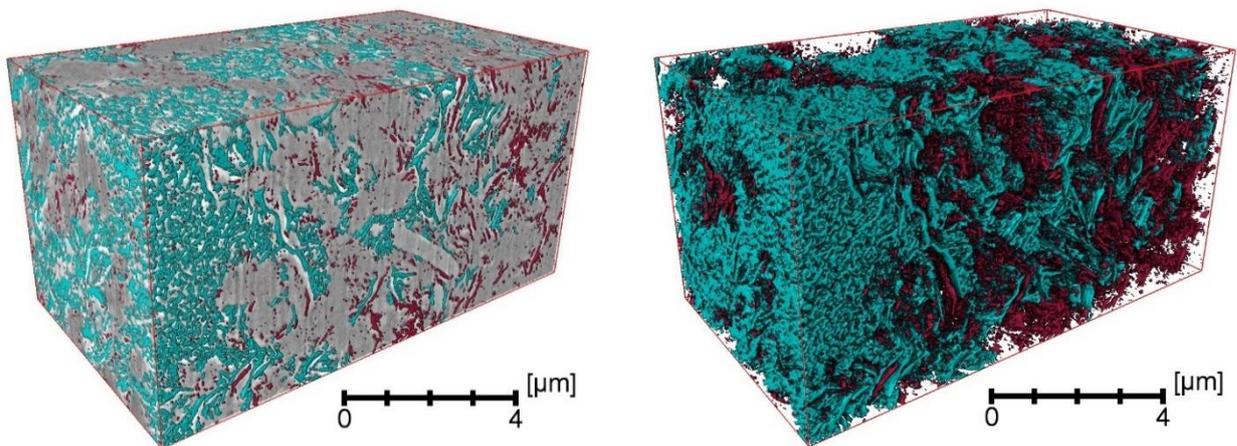
Tesfalidet G. Kassa высказал предположение, что более высокая проницаемость в кварцевых порцеланитах может быть обусловлена размером поровых каналов, с размером пор в диапазоне от 0,01 до 0,10 мкм для микрокристаллического опалового порцеланита и от 0,1 до 1,0 мкм для кварцевого порцеланита. По мнению этих исследователей, увеличение диаметра порового канала существенно повышает капиллярные свойства породы, что приводит к гораздо более высокому насыщению углеводородами кварцевых пород, чем микрокристаллических опаловых пород.

Расчет проницаемости на исследуемых коллекторах строился в ООО «Системы для микроскопии и анализа» (г. Москва, Сколково). К модели образца добавлялось по одной

плоскости, соответствующей твердой фазе, на каждую грань, не являющуюся перпендикулярной направлению основного потока. Таким образом, система становилась изолированной, позволяя потоку флюида течь в заданном направлении. Настройки эксперимента применяются к поверхностям, перпендикулярным направлению одного потока. Поверхности сформированы таким образом, чтобы создать стабилизационную зону с квазистатическим давлением, что позволяет флюиду распределиться по всей поверхности входа флюида. Пользователем выбиралось два из трех следующих условий: входное давление, выходное давление, скорость потока. Третье условие определялось на основании двух выбранных.

На рисунках (Рисунок 3.28 – 3.30) представлена визуализация течения флюида через открытое поровое пространство образцов, взятых из пласта НБ₀ (Рисунок 3.28), НБ₁ (Рисунок 3.29) и из пласта НБ₂ (Рисунок 3.30). Видно, что в образцах из пластов НБ₀ и НБ₂, которые представлены в основном кварцем, флюид проходит практически через весь образец. Это означает, что поры здесь связаны между собой. Доля их здесь составляет более 75 %. Это хорошо видно на рисунках (Рисунок 3.27, Рисунок 3.31). Красным цветом закрашены изолированные поры, голубым цветом закрашены связанные поры. Видно, что связанных пор в образцах больше, чем закрытых.

В образце из пласта НБ₁, который представлен опал-кристобалит-тридимитовой фазой кремнезема, флюид практически не проходит через образец. Доля связанных пор в образце составляет менее 75 % (Рисунок 3.29). На рисунке (Рисунок 3.29) видно, что в образце преобладают закрытые поры (красный цвет), а связанных между собой пор (голубой цвет) очень мало.



слева – с визуализированной объемной структурой образца,
справа – без визуализированной объемной структуры образца

Рисунок - 3.27 – 3D-модель связанных (голубой цвет) и закрытых (красный цвет) пор в образце №44 (пласт НБ₀).

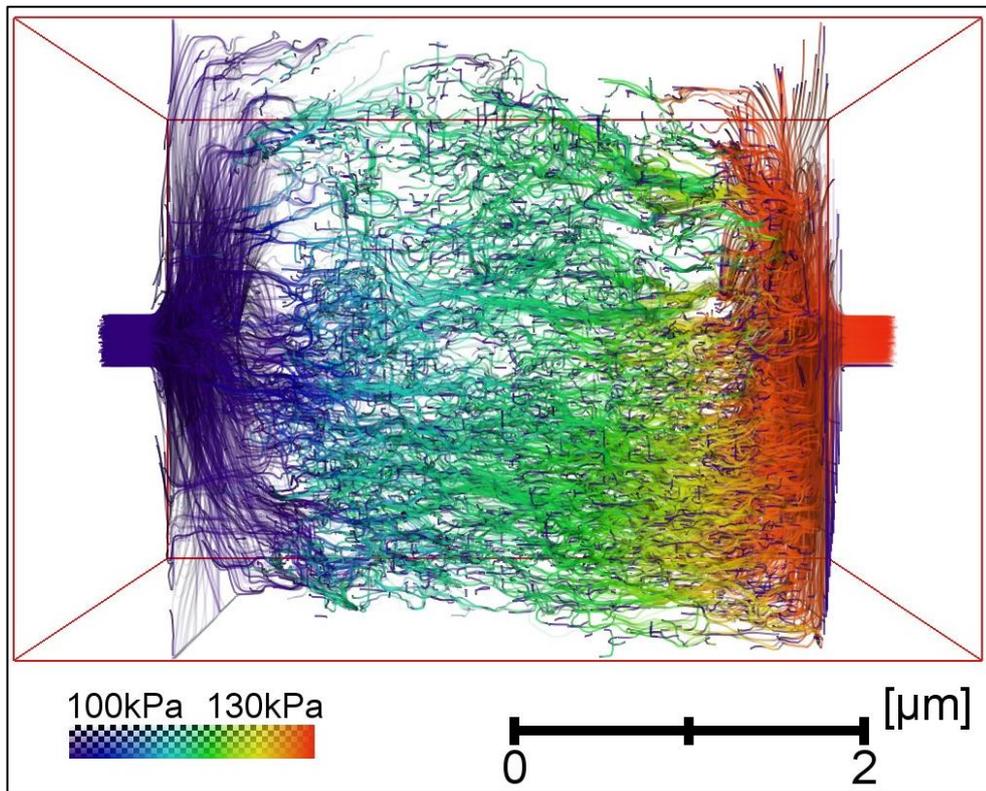
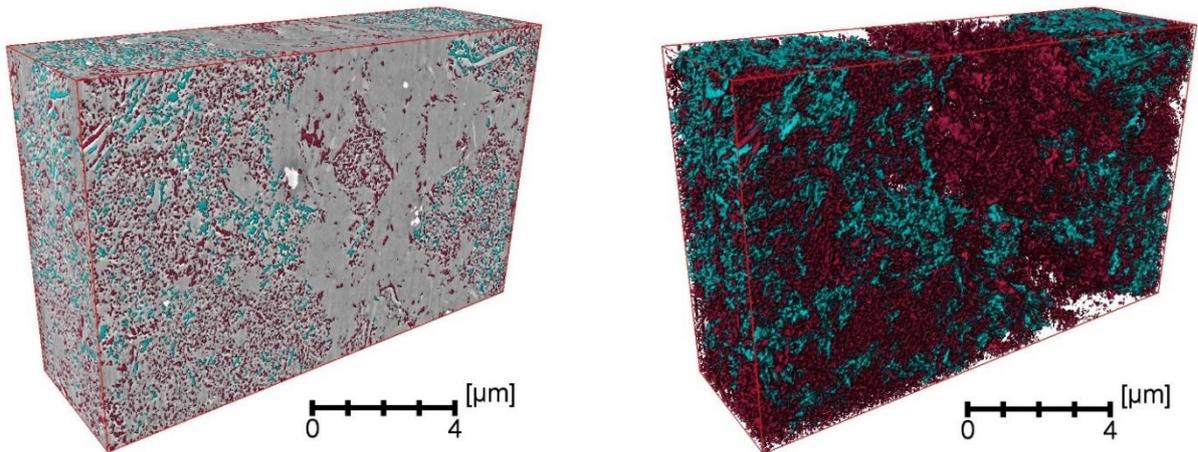


Рисунок 3.28 – Визуализация течения флюида через открытое поровое пространство образца №44 (пласт НБ₀)



слева – с визуализированной объемной структурой образца,
справа – без визуализированной объемной структуры образца

Рисунок - 3.29 3D-модель связанных (голубой цвет) и закрытых (красный цвет) пор в образце № 67 (пласт НБ₁),

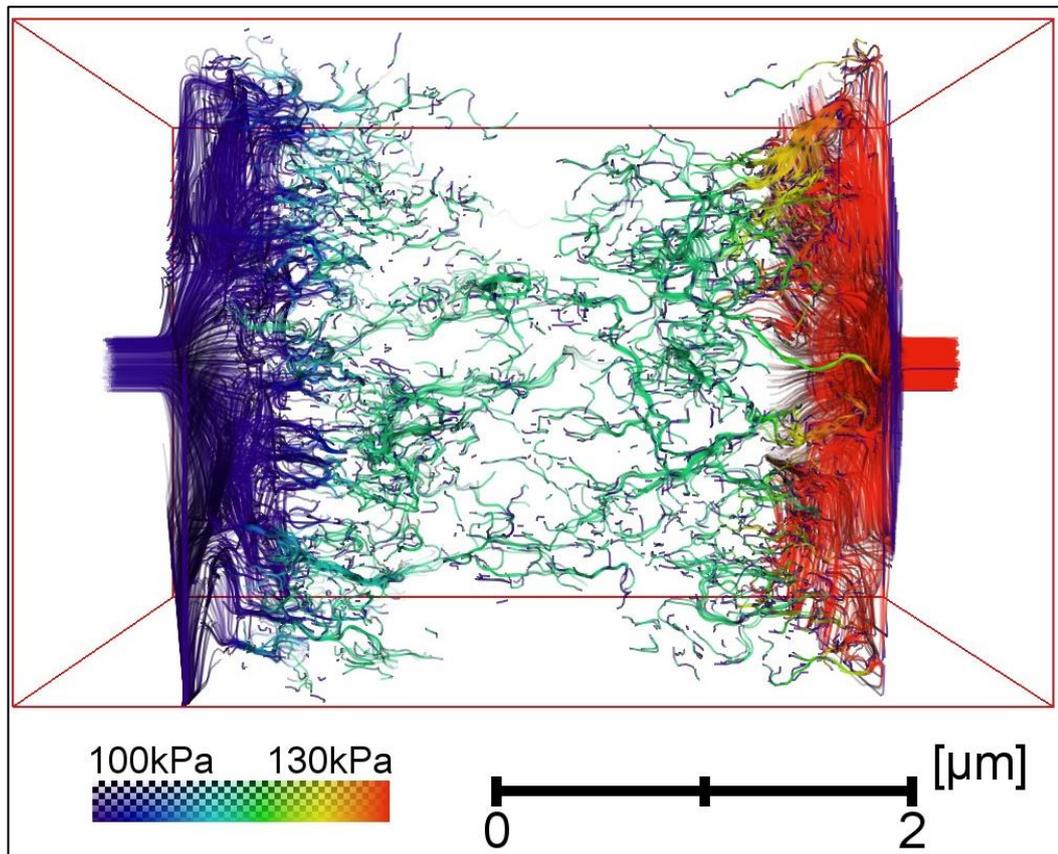
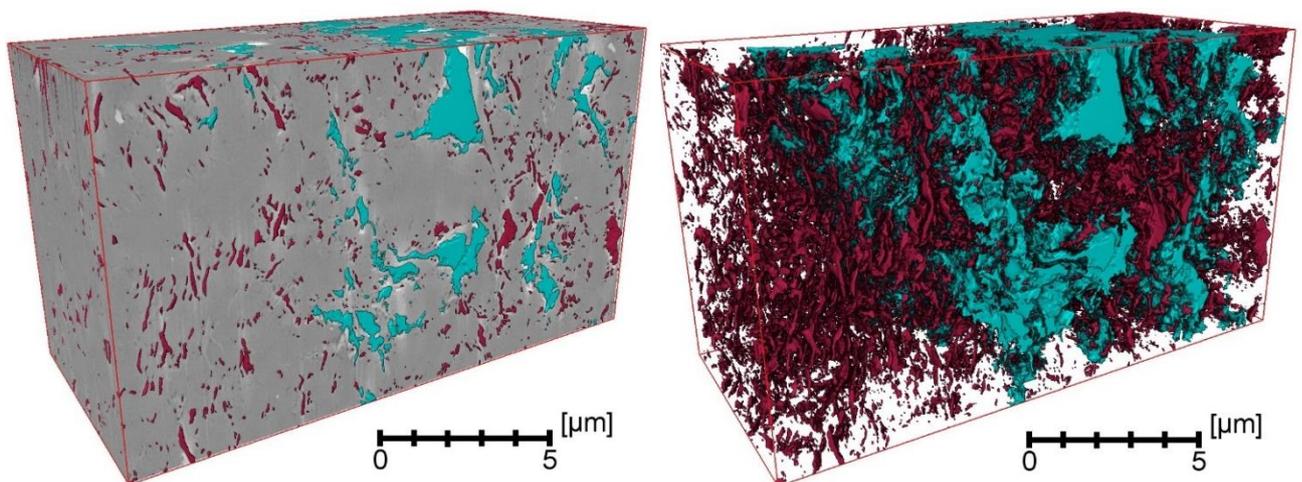


Рисунок - 3.30 Визуализация течения флюида через открытое поровое пространство образца №67 (пласт НБ₁)



слева – с визуализированной объемной структурой образца,
справа – без визуализированной объемной структуры образца.
Рисунок - 3.31 – 3D-модель связанных и закрытых пор в образце №14 (№295),
визуализированная с использованием псевдоповерхности.

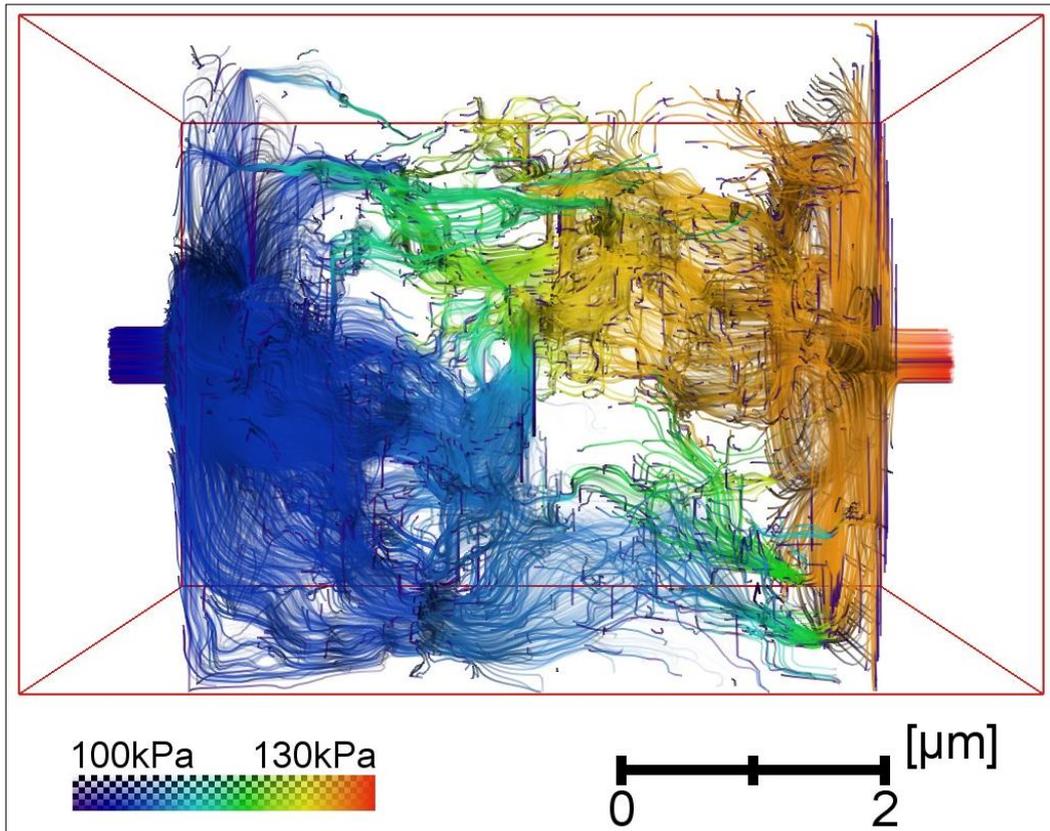


Рисунок - 3.32 Визуализация течения флюида через открытое поровое пространство образца №295 пласт НБ₂)

На рисунке (Рисунок 3.33) представлена зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости матрицы породы. Видно, что связь между проницаемостью и пористостью породы тесная. Коэффициент корреляции здесь составляет 0,77.

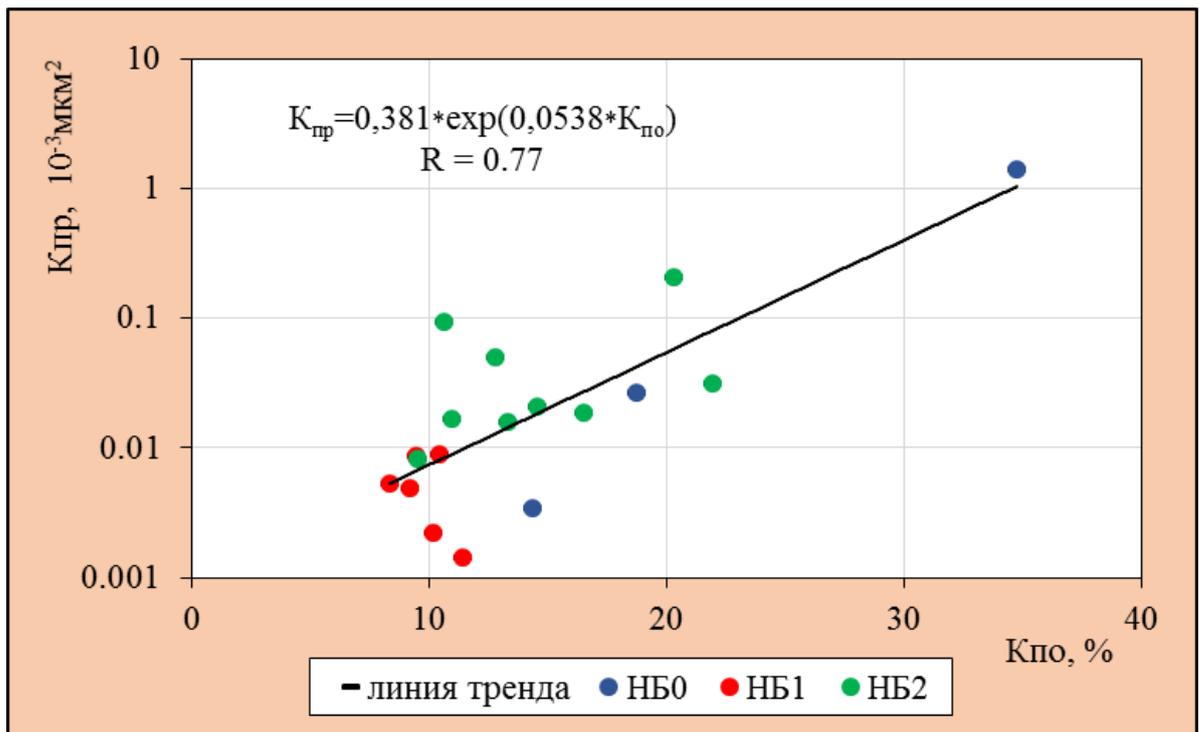


Рисунок - 3.33 Взаимосвязь $K_{по}$ и $K_{пр}$ матрицы породы

Самая низкая проницаемость у пород из пласта НБ₁, в котором кремнезём представлен, в основном, опал-кристоболит-тридимитовой фазой (см. подраздел 2.1). Проницаемость здесь не превышает $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² (Рисунок 3.33). Проницаемость у пластов НБ₀ и НБ₂, в которых кремнезём представлен кварцем, изменяется в диапазоне от 0,01 до $1,4 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Таким образом, проницаемость матрицы породы напрямую зависит от пористости породы. А пористость, в свою очередь, зависит от содержания различных фаз кремнезема в породе (см. подраздел. 3.4).

3.11 Идентификация пластов НБ₀, НБ₁, НБ₂ по данным ГИС

Как было показано выше (подраздел 2.1), по особенностям изменения минерального состава пород толща нижеберёзовской подсвиты (горизонт НБ) делится на три пласта: НБ₀, НБ₁ и НБ₂.

По данным каротажа (Рисунок 3.34) горизонт НБ отделяется от верхнеберёзовской подсвиты по резкому спаду показаний методов ГГК-П и ГК, предопределённым тем, что верхнеберёзовская подсвита сложена аргиллитоподобными глинами, а нижеберёзовская - опоками в различной степени глинистыми. Следует отметить, что маркирующий горизонт, разделяющий верхнюю и нижнюю подсвиты (хэяхинская пачка), прослеживающийся по всей Западной Сибири [52], здесь входит в состав пласта НБ₁ составляет (по керну) от 10 до 20 метров и на каротажных диаграммах проявляет себя по самым низким значениям ГГК-П. Нижняя граница горизонта НБ, связана с границей между берёзовской и кузнецовской свитами и ярко проявляется на показаниях методов ГГК-П и ГК резким повышением их значений (Рисунок 3.34).

Как показано в подразделе 2.1, в нижеберёзовских отложениях по особенностям минерального состава пород выделяется три пласта НБ₀, НБ₁ и НБ₂. Эти пласты идентифицируются и по данным ГИС. А именно, пласт НБ₀, отличается от НБ₁, в первую очередь, резким повышением показаний ГГК-П, что связано повышением глинизации опок вверх по разрезу в этой части горизонта НБ. Во-вторых, пласт НБ₀ характеризуется повышенными значениями времени пробега продольной волны. Границы пласта НБ₁ тоже чётко выделяются по данным ГИС. А именно, пласт НБ₁ характеризуется пониженными значениями времени пробега продольной волны, высокими значениями К_{по} по ЯМК. Именно по этим признакам проводится граница его с пластом НБ₂, который схож по своим характеристикам с пластом НБ₀. Он характеризуется повышенными значениями времени пробега продольной волны, повышенными показаниями ГГК-П и ГК и низкими значениями К_{по} по ЯМК. (Рисунок 3.34).

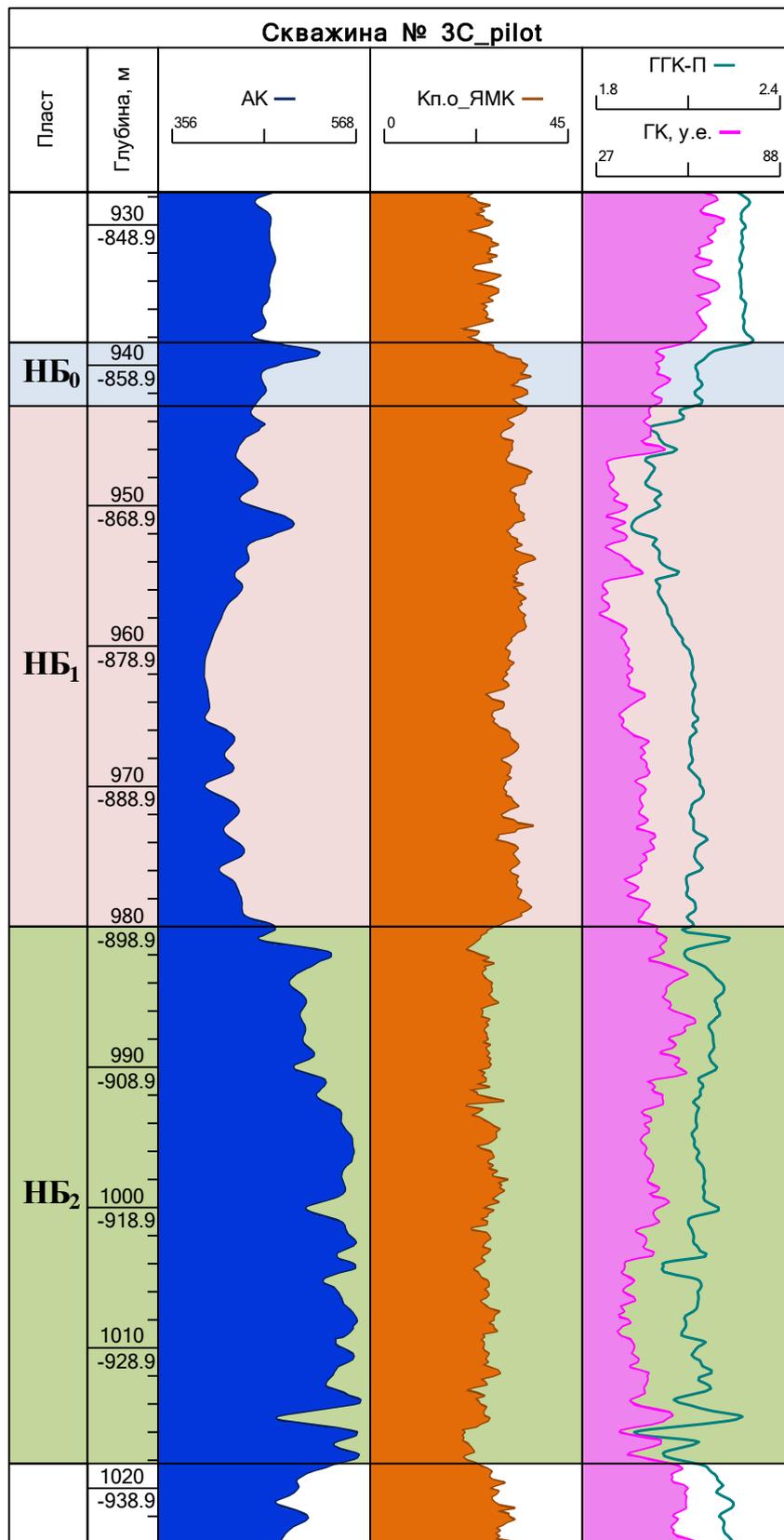


Рисунок - 3.34 Выделение пластов по данным ГИС

Выводы к разделу 3

✓ Проведенные исследования показали, что значения коэффициента пористости сильно зависят от способа его определения. Распределения пористости, полученные по керосину, воде и гелию сильно различаются. Это связано с очень мелким размером поровых каналов. При насыщении образцов пород водой или нагнетании в них гелия происходит недонасыщение порового пространства. В результате появляются низкие значения пористости. Однако самой достоверной является пористость по керосину. Открытая пористость по всей толще НБ достигает 40 % и несколько различается по пластам. Так в пласте НБ₁ открытая пористость немногим выше, чем в пласте НБ₂.

✓ По результатам лабораторных исследований значения коэффициента проницаемости изменяются в основном в диапазоне от 0,01 до 0,2 мкм²10⁻³. При этом проницаемость матрицы в пласте НБ₀, который представлен опал-кристобалит-тридимитовой фазой кремнезема, на порядок ниже, чем в пластах НБ₀ и НБ₂, которые представлены в основном кварцем. Проницаемость матрицы породы напрямую зависит от пористости породы. А пористость, в свою очередь, зависит от содержания различных фаз кремнезема в породе

✓ Основной объём пустотного пространства коллекторов, представленных глинистыми опоками, связан с порами, а ёмкость микротрещин носит подчинённый характер, составляя одну тридцатую часть от общей пористости, т.е. коллектор относится к порово-трещинному типу.

✓ Высокая пористость рассматриваемых пород связана не с порами капиллярной размерности, которые можно изучать методами оптической микроскопии, а с субкапиллярами, а также с преобладанием пор нанометрового размера (от 10 нм до 100 нм).

✓ По данным рентгеновской микротомографии установлено, что преобладающими (по количеству и по объёму) являются поры от 10 мкм и меньше.

✓ Данные растровой электронной микроскопии по технологии ФИМ/РЭМ показали, что пористость глинистых опок имеет прямую зависимость от содержания в них различных фаз кремнезема. Действительно, в пласте НБ₁, где кремнезём представлен в основном ОКТ-фазой, основной объём пор связан с порами субкапиллярного размера (от 65 нм до 128 нм), для пласта НБ₂, где кремнезём представлен в основном кварцем, основной объём связан уже с порами капиллярного размера (от 1024 до 2048 нм), т.е. с порами на порядок более крупными, чем в пласте НБ₁. В пласте НБ₀, где кремнезём, как и пласте НБ₂ представлен кварцем, основной объём связан с более мелкими порами (от 128 нм до 256 нм) за счёт его глинистости.

✓ Данные ртутной порометрии указывают на то, что проводящие каналы в большинстве своём связаны с порами, радиусы которых меньше 0,1 мкм (т.е. 100 нм) (Рисунок 3.15). При этом для пласта НБ₁ преобладающий размер радиуса проводящих каналов составляет 0,01 мкм

(10 нм), а для пласта НБ₂ – 0,1 мкм (100 нм). Другими словами, радиусы проводящих каналов пласта НБ₂ на порядок больше, чем для пласта НБ₁. Более того, диаметры проводящих каналов пласта НБ₂, составляя 0,2 мкм, соответствуют нижней границе капиллярной размерности пор и, следовательно, по ним возможно движение флюидов, в то время как пласт НБ₁, у которого эти каналы на порядок мельче, т.е. находятся далеко за границей капиллярной размерности и, следовательно, чисто теоретически, движение флюидов по ним невозможно.

✓ Такой мелкий размер пор пласта НБ₁ подтверждается и данными адсорбционно-структурного анализа, согласно которому основные объёмы порового пространства в этом пласте связаны с порами от 2 нм до 50 нм (по диаметру), что полностью соответствует данным ртутной порометрии о диаметрах преобладающих каналов размером 20 нм, т.е. укладываются в диапазон от 2 нм до 50 нм.

✓ В пласте НБ₁ доля пор, насыщенных газом, будет очень мала (вплоть до нуля), а значит, коэффициент газонасыщенности здесь будет мал. Этот пласт не перспективен с точки зрения газодобычи. Породы пласта НБ₂, в которых доля пор капиллярной размерности составляет до 20 % (абсолютных), являются коллекторами, хотя и с трудноизвлекаемыми, но значительными запасами. Учитывая, что преобладающая доля фильтрационных каналов в этих коллекторах имеет наноразмерность, то и сами коллектора можно называть «нанокolleкторами», подчёркивая тем самым их главную особенность – очень мелкие фильтрационные каналы.

✓ Трещинная ёмкость изучаемых пород составляет около 1,1 % (абсолютных), что составляет одну тридцатую часть общей ёмкости этих пород. Следовательно, роль трещин состоит не в повышении ёмкостных характеристик глинистых опок, а в том, что они обеспечивают связь между наполненными газом порами и могут служить проводящими каналами к прискважинным зонам при извлечении газа с использованием ГРП.

✓ Данные по выделению пластов по РСА отлично согласуются с данными ГИС.

4 ОЦЕНКА ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ СЕНОНСКОГО ГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

4.1 Оценка природной водонасыщенности (K_v), коэффициента газонасыщенности (K_g) и эффективной газонасыщенной пористости ($K_{пэф}$) по изолированным образцам керна

Микрон-сантиметровая текстурная неоднородность изученных пород, описанных выше, влияет на результаты исследования пустого пространства с использованием стандартных цилиндрических образцов размером 30×30 мм. Так как глины представлены в основном минералами монтмориллонитового ряда, то все лабораторные исследования, связанные с водонасыщением образцов, становятся невозможными из-за набухания и последующего разрушения образцов. Становятся невозможными и оценки эффективной пористости и коэффициента газонасыщенности. Единственный способ оценки газонасыщенности изучаемых пород – это отбор изолированного керна и определение природной водонасыщенности (K_v) образцов экстракционно-дистилляционным методом (ЭДМ). На этой основе, в лаборатории ООО «ТюменНИИГипрогаз» определялся коэффициент газонасыщенности (K_g) и коэффициент эффективной газонасыщенной пористости ($K_{пэф_г}$) пород-коллекторов сенона по формулам:

$$K_g = 1 - K_v, \quad (4.1)$$

$$K_{пэф_г} = K_p \cdot (1 - K_v) = K_p \cdot K_g \quad (4.2)$$

Определение природной водонасыщенности образцов (K_v) выполнялось согласно СТЛ 223.13.17.111/2013 [84] в лаборатории ООО «ТюменНИИГипрогаз». Изолированный керн извлекался из тубусов. Перед самым исследованием из него высверливался цилиндрический образец длиной 3 см и диаметром 3 см. Отбор велся из срединной части куска керна. Высверленный образец герметизировался путем упаковки в полиэтиленовую пленку и доставлялся в лабораторию на исследование. В лаборатории распакованный образец взвешивался и помещался в аппарат Закаса, где происходило определение содержания в нем воды.

В скважине № 5С впервые была изучена представительная коллекция образцов с сохранённой водонасыщенностью. Для этого использовались образцы керна, которые изолировались на скважине с использованием пищевой плёнкой и доставлялись в лабораторию в изолированном состоянии. Отбор этих образцов производился равномерно по разрезу с плотностью 4 образца на метр (Рисунок 4.1).

Из рисунка (Рисунок 4.1) видно, что водонасыщенность исследуемых образцов пласта НБ₂ заметно ниже водонасыщенности образцов из пластов НБ₁, НБ₀ и из кузнецовской свиты. Среднее её значение в пласте НБ₂ составляет 0,673 д. ед. против 0,824 д. ед. в пласте НБ₁ и 0,885 д. ед. - в пласте НБ₀ (Таблица 4.2).

Следует отметить, что почти все образцы из пласта НБ₁ (кроме двух образцов на границе с НБ₂) характеризуются повышенными (более 0,6 д. ед.) значениями Кв, а в пласте НБ₂ почти четверть образцов имеют Кв меньше этого значения (Рисунок 4.1).

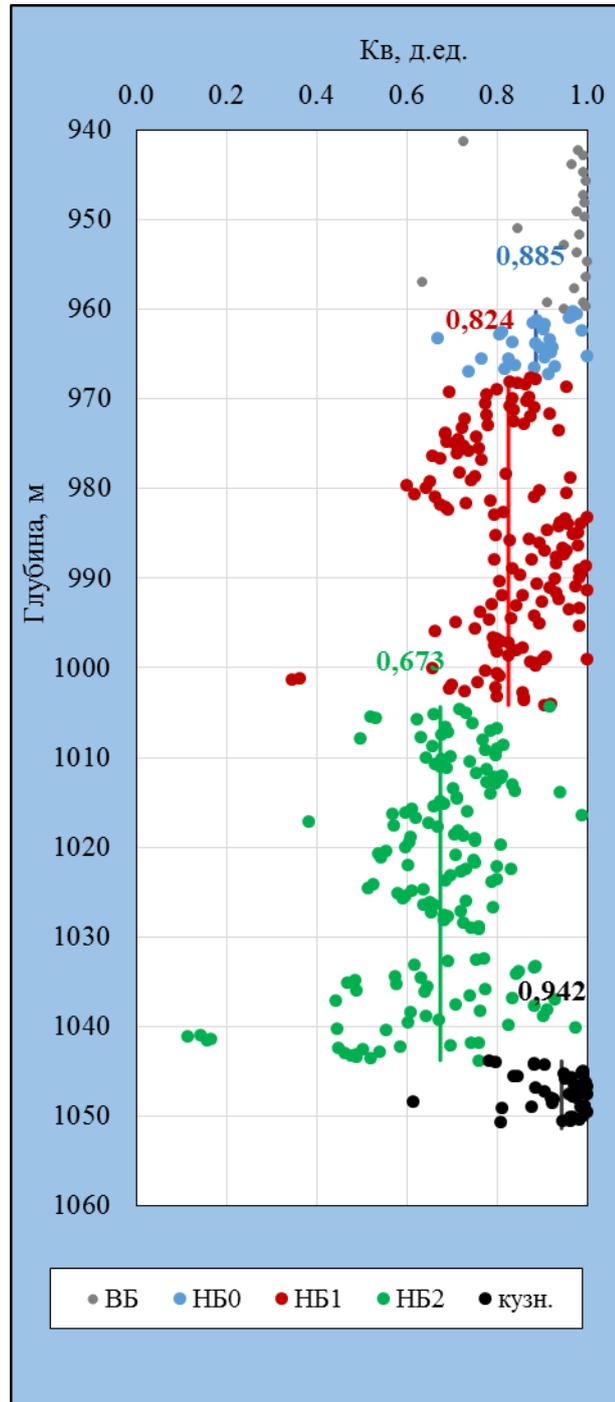


Рисунок - 4.1 Изменение природной водонасыщенности с глубиной в скважине № 5С

При исследовании образцов изолированного керна было установлено, что значения коэффициента эффективной газонасыщенной пористости по всей толще изменяется от 0,03 до 0,347 д.ед. (Рисунок 4.2). Эффективная газонасыщенная пористость в пласте НБ₀ изменяется от

0,03 д.ед. до 0,14 д.ед. В пласте НБ₁ значения эффективной газонасыщенной пористости достигают 0,24 д.ед., а в пласте НБ₂ - 0,36 д.ед.

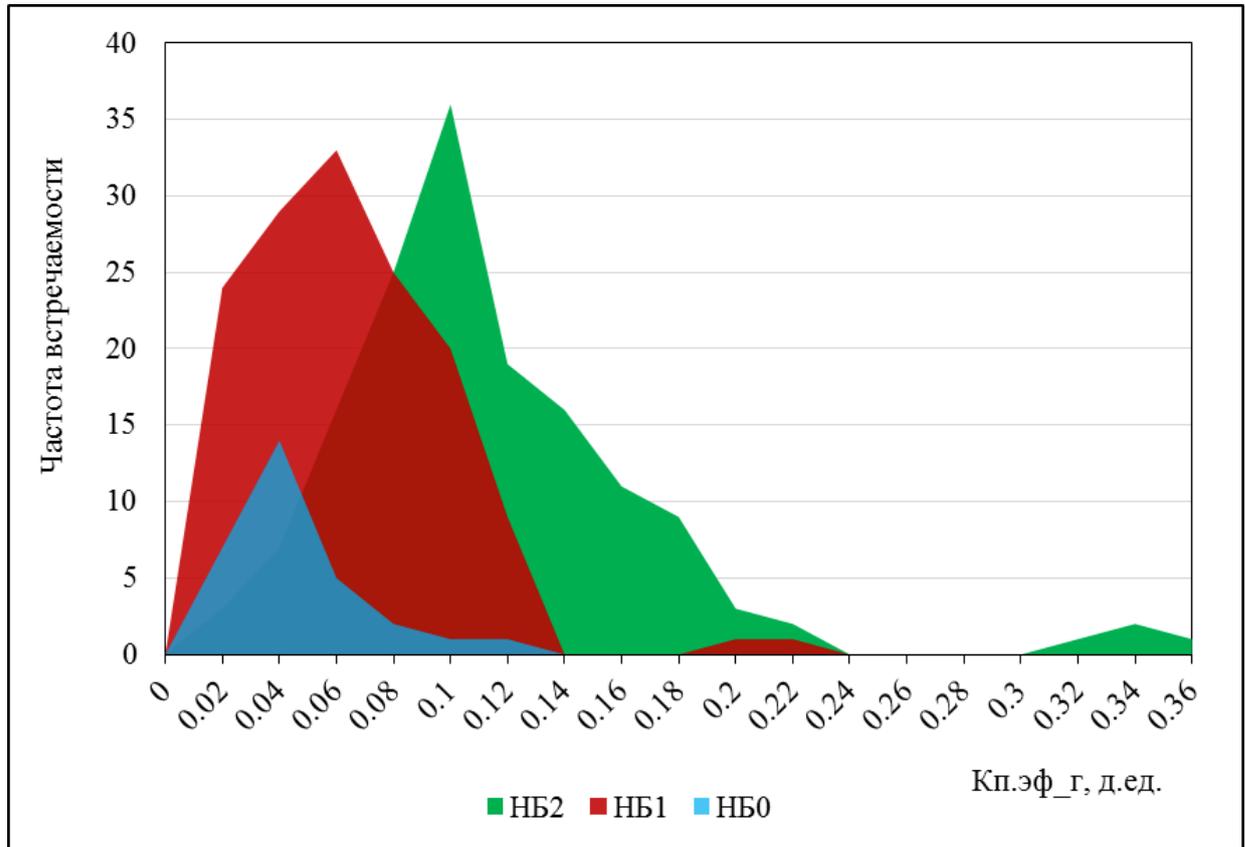
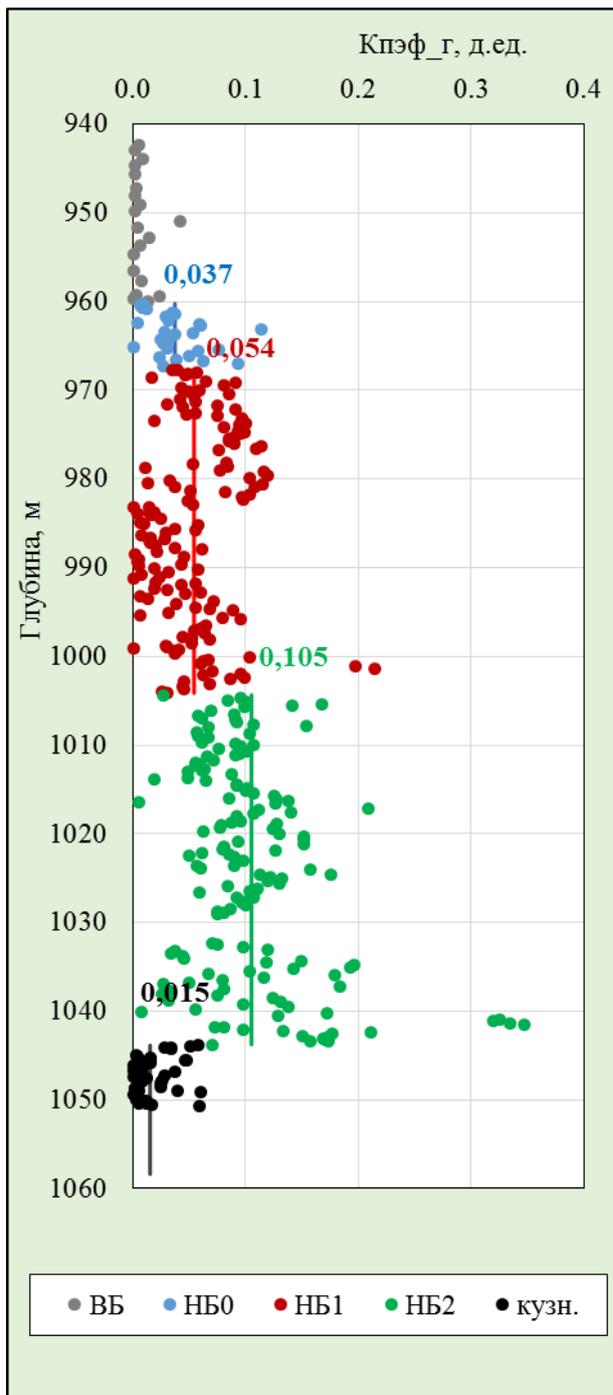
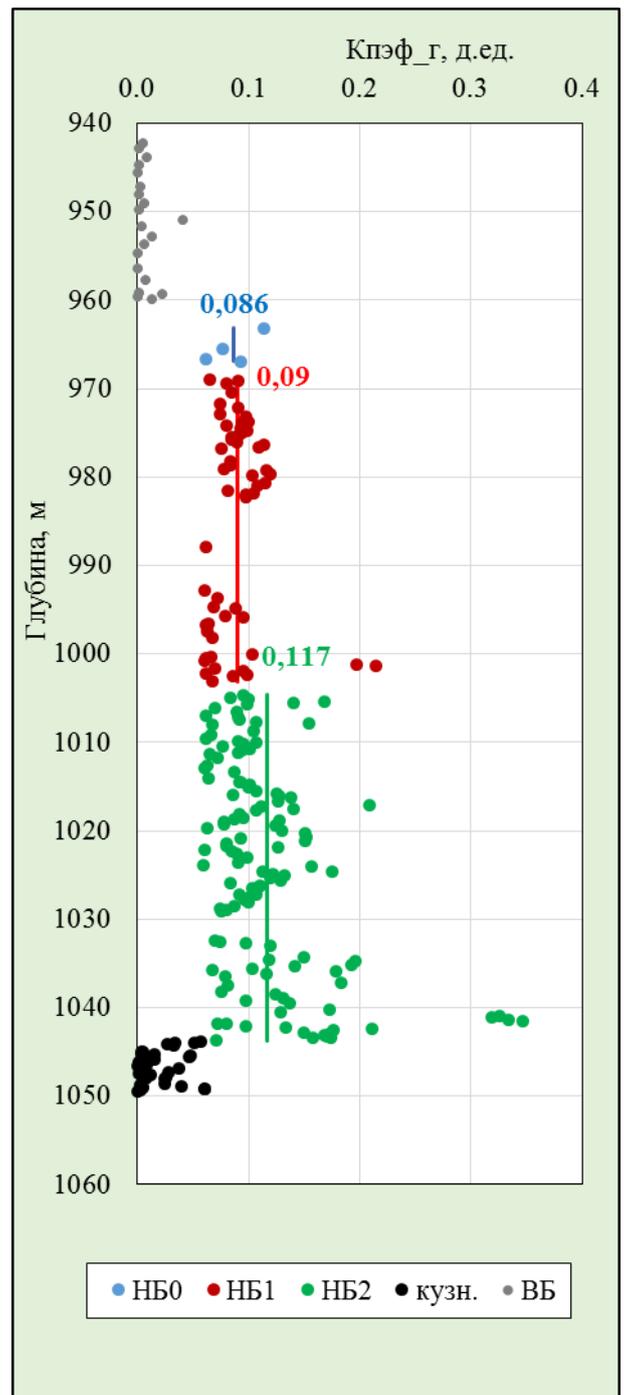


Рисунок - 4.2 Распределения эффективной газонасыщенной пористости по пластам в скважине № 5С

Примечательно, что неколлекторы кузнецовской свиты и верхнеберёзовской подсвиты характеризуются очень низкими величинами коэффициенты эффективной газонасыщенной пористости со значениями менее 0,06 д. ед. (Рисунок 4.3 а). Исходя из этого образцы из пластов НБ₀, НБ₁, НБ₂ со значениями Кпэф_г меньше 0,06 д. ед. тоже следует относить к неколлекторам. Из рисунка (Рисунок 4.3б) видно, что по результатам исследования керна в интервале нижнеберёзовской подсвиты выделяются интервалы неколлекторов на глубинах от 983,0 м до 992,0 м.



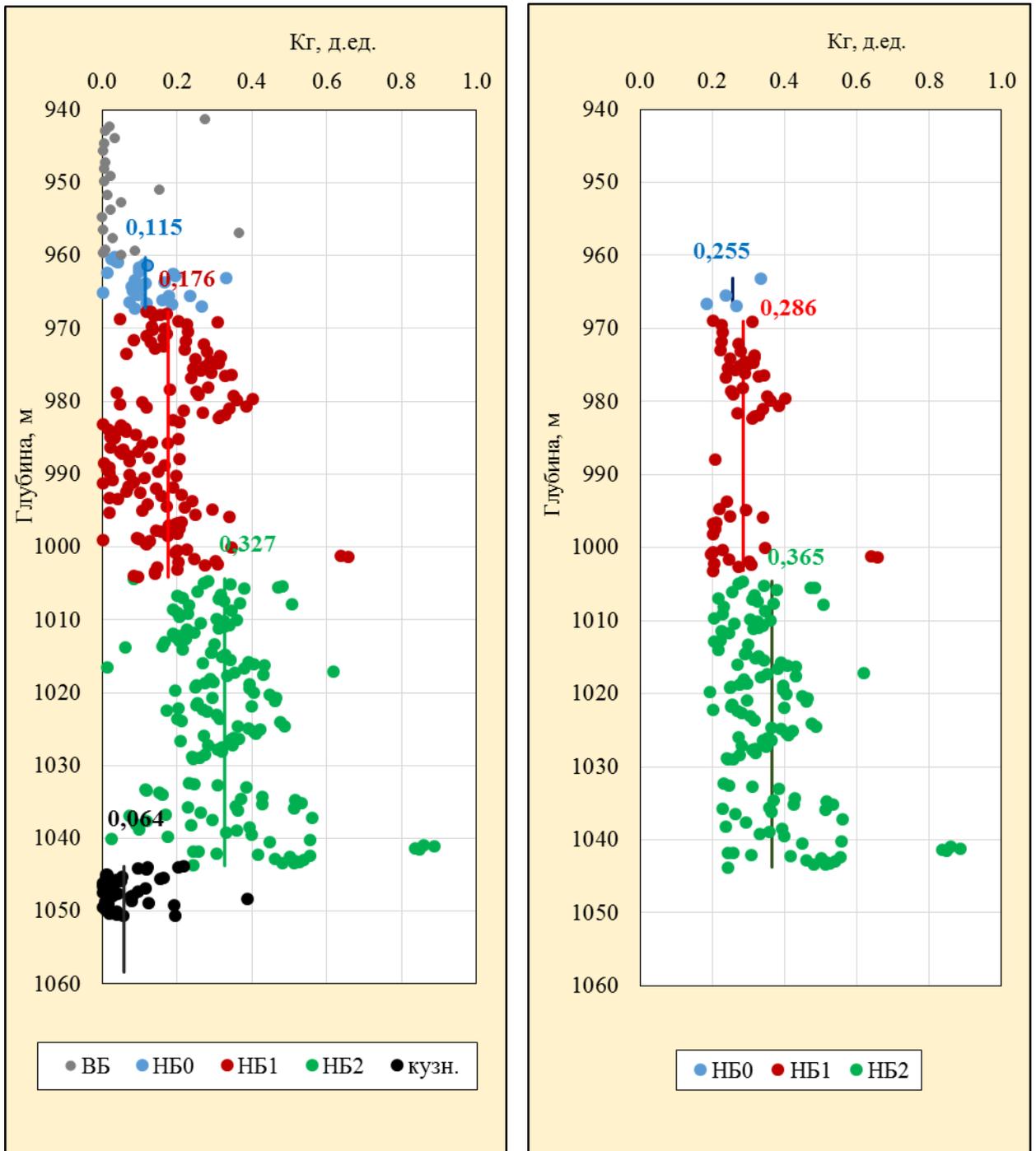
а) все образцы



б) образцы коллекторов

Рисунок - 4.3 Изменение значений $K_{пэф,г}$ по разрезу скважины № 5С по результатам исследования изолированных образцов керна

Газонасыщенности пород закономерно уменьшается от подошвы пласта НБ₂ к его кровле и даже выше (Рисунок 4.4). Среднее значение K_g с коллекторами и неколлекторами в пласте НБ₀ составляет 0,115 д.ед. В пласте НБ₁ среднее значение K_g составляет 0,176 д.ед., а в пласте НБ₂ – 0,327 д.ед. (Рисунок 4.4 а).



а) все образцы

б) образцы коллекторов

Рисунок - 4.4 Изменение значений K_g по разрезу скважины № 5С по результатам исследования изолированных образцов керна

Среднее значение K_g в пласте ЛБ₀ без неколлекторов составляет уже 0,255 д.ед, в пласте ЛБ₁ – 0,286 д.ед, а в пласте ЛБ₂ среднее значение K_g составляет 0,365 д.ед. (Рисунок 4.4б, Таблица 4.1). Таким образом, K_g в коллекторах выше, чем в пластах, где присутствуют коллектора и неколлектора.

Таблица 4.1 - Обобщённая характеристика водо – и газонасыщенности пластов
нижнеберёзовской подсвиты по образцам изолированного керна скважины № 5С

Пласт	Пачка	Коэффициенты, доли ед.			
		Кв	Кг	Кп.эф_г по коллекторам	Кг по коллекторам
НБ ₀	Пласт в целом	0,885	0,115	0,086	0,255
НБ ₁	Пласт в целом	0,824	0,176	0,090	0,286
НБ ₂	Интервал (м) от 1040,2 до 1041,5 (шесть образцов)	0,262	0,738	0,271	0,741
	Пласт в целом	0,673	0,327	0,117	0,365
Кузн.	Верхняя часть	0,936	0,064	0,016	Не коллектор

Также особо следует отметить, что в пласте НБ₂ имеются четыре образца, коэффициент газонасыщенности которых превышает 0,8 д. ед. (Рисунок 4.4). Эти отклонения не случайные. Указанные высокие значения Кг относятся к образцам из интервала от 1040,2 м до 1041,5 м, который по данным опробования пластоиспытателем характеризуется как проницаемый. По данным ГИС эти интервалы характеризуются повышенными сопротивления пласта, и при оценке Кг по методике ООО «Газпром геологоразведка» в интервале от 1040,2 м до 1042,2 м получено значение в 0,738 д. ед. Другими словами, в нижней части пласта действительно имеется интервал, который характеризуется повышенными значениями коэффициента газонасыщенности, более чем в двое превышающий среднее по пласту значение Кг.

И это естественно, поэтому что коэффициент газонасыщенности для пласта НБ₂ почти в полтора раза больше, чем в пласте НБ₁ и составляет 0,365 и 0,286 д.ед. (Рисунок 4.4а, Таблица 4.1). Среднее значение коэффициента газонасыщенности в пласте НБ₂ практически не изменяется по разрезу (за исключением узкого интервала повышенных его значений на глубинах от 1040,2 м, до 1041,5 м). Интересно отметить, что в пласте НБ₀ практически нет значений Кг выше 0,4 д.ед., в отличии от пласта НБ₂. В пласте НБ₂ значений Кг свыше 0,4 д.ед. много.

В таблице 4.2 приведены общие и эффективные толщины скважины № 5С. Так эффективная толщина пласта НБ₀ в скважине № 5С составляет 3,2 м – это 42,1 % от общей толщины. Эффективная толщина пласта НБ₁ составляет 26 м (71,0 % от общей толщины), по пласту НБ₂ - 27 м (68,2 % от общей толщины).

Таблица 4.2 - Общие и эффективные толщины скважины № 5С

Пласт	Кровля, м	Подошва, м	Толщины, м		
			Но, м	Нэф, м	Нэф, %
НБ ₀	960,0	967,6	7,6	3,2	48,1
НБ ₁	967,6	1004,2	36,6	26,0	71,0
НБ ₂	1004,2	1043,8	39,6	37,0	93,2
Кузн.	1043,8	1070,0	26,2		

Выявленные по керновым данным особенности изменения K_g по разрезу нижеберёзовской подсвиты хорошо согласуются и с данными ГИС, газового каротажа и ГДК (Рисунок 4.5). Так по данным опробования пластоиспытателем RES фирмы Везерфорд пласт НБ₀ характеризуется как низкопроницаемый (по результатам одной тестовой точки на глубине 963,2 м). Пласт НБ₁ характеризуется как непроницаемый пласт, однако в самой верхней части пласта две тестовых точки (968,0 м и 971,9 м) показали низкопроницаемые интервалы. Пласт НБ₂ характеризуется как низкопроницаемый. Однако в нижней части пласта, в интервале глубин от 1039,0 до 1041,4 м был достигнут стабильный приток газа. Получены две проницаемые точки (Рисунок 4.5). Эти результаты хорошо коррелируются с результатами исследования изолированного керна, так как в нижней части пласта действительно имеется интервал, который характеризуется повышенными значениями коэффициента газонасыщенности, которые более чем в двое превышают среднее по пласту значение K_g и составляет в среднем 0,738 д.ед (Рисунок 4.3).

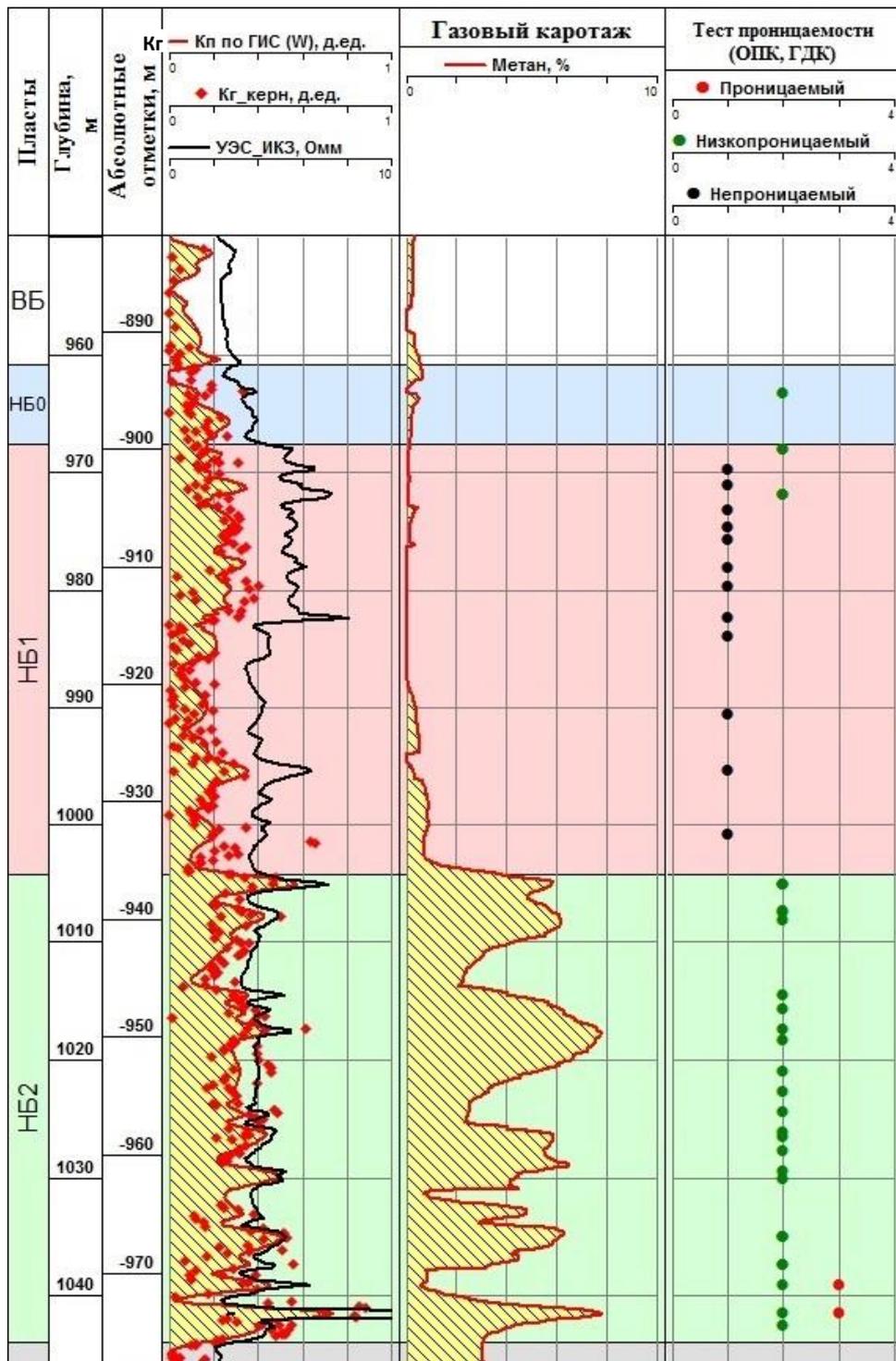


Рисунок - 4.5 Характеристика газонасыщенности пород нижеберёзовской подсвиты по данным ГИС, ГТИ и ГДК (совместно с Д.Б. Родивиловым)

Такое соотношение является физически оправданным, так как из теории известно [32], что в порах субкапиллярного размера (с диаметром менее 0,2 мкм, т.е. менее 200 нм) движение флюидов практически невозможно за счёт того, что они полностью заполнены связными водами. По данным А.А. Карцева ([32] стр. 13): «Связные воды удерживаются на поверхности минеральных частиц породы силами молекулярного сцепления, образуя слой, толщина которого может достигать несколько сот диаметров молекулы воды». Поскольку диаметр молекулы воды составляет 0,3 нм, то этот слой может составлять более 30 нм с каждой стороны поры или трещины и, следовательно, пустоты с размером менее 50 нм гарантированно будут заполнены связной водой. При этом нижний слой, толщиной в несколько молекул, удерживается на поверхности породы очень высокими (до 1000 МПа) давлениями ([32] стр. 13).

Отмеченный по керну факт пониженной газонасыщенности пласта НБ₁ подтверждается и данными испытания скважин. Так при совместном испытании пластов НБ₂ и НБ₁ основной приток газа наблюдается из пласта НБ₂.

Стоит также отметить, что связь газонасыщенности с содержанием кварца в породе имеет только характер тенденции (Рисунок 4.7). Это объясняется тем, что доля капиллярных и макропор в породе предопределяется не только содержанием кварца (Рисунок 3.26 а), но и глинистыми минералами (Рисунок 3.26 б). Из последнего рисунка видно, взаимосвязь доли капиллярных- и макропор с содержанием глинистых минералов различна для пластов НБ₂, НБ₁, НБ₀.

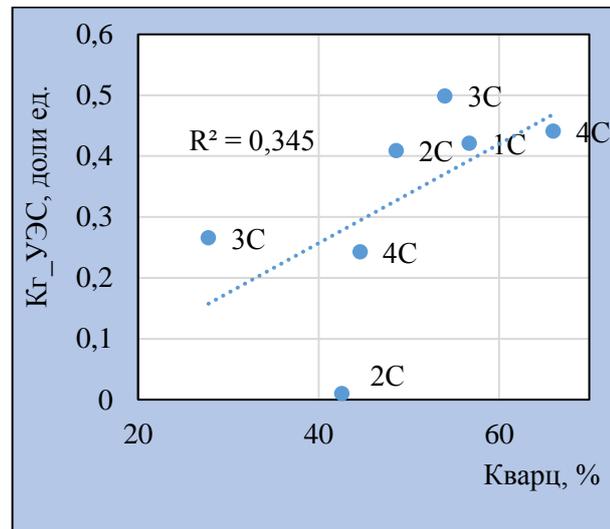


Рисунок - 4.7 Взаимосвязь содержания кварца и глинистых минералов с долей капилляров и макропор в пустотном пространстве глинистых опок и их газонасыщенностью

4.3 Критерии выделения улучшенных коллекторов

Как было показано ранее (подраздел 2.1, подраздел 3.11), в толще нижеберезовской подсвиты по особенностям минерального состава выделяется три пласта: НБ₀, НБ₁ и НБ₂.

Эти пласты различаются и по своим емкостным свойствам. Так по данным анализа изолированного керна скважины № 5С среднее значение коэффициента эффективной пористости для НБ₂ составляет 11,7 %, для пласта НБ₁ – 9,0 %, а для пласта НБ₀ – 8,6 %.

Общая толщина горизонта НБ в рассматриваемых скважинах изменяется от 79,8 м до 103,0 м; общие толщины пласта НБ₀ изменяются в пределах от 5,7 м до 10,6 м, пласта НБ₁ – от 23,8 м до 42,8 м, а пласта НБ₂ – от 39,6 м до 57,0 м (Таблица 4.3, Рисунок 4.8).

Таблица 4.3 - Характеристика толщин пластов горизонта НБ

№ скв.	Толщины, м			Суммарная толщина, м
	Пласт НБ ₀	Пласт НБ ₁	Пласт НБ ₂	
1С	8,3	37,7	57,0	103,0
2С	8,7	42,8	50,4	101,9
3С	10,6	41,3	43,9	95,8
4С	5,7	23,8	50,3	79,8
5С	7,6	36,4	39,6	83,6

В пределах разреза горизонта НБ объёмная плотность менее 1,75 г/см³ фиксируется в нижней части пласта НБ₁ в интервалах глубин от 963,0м до 981,0 м. Именно в этом же интервале возрастает механическая скорость проходки при бурении керна (с учётом одинакового типа долота и нагрузки) (Рисунок 4.9).

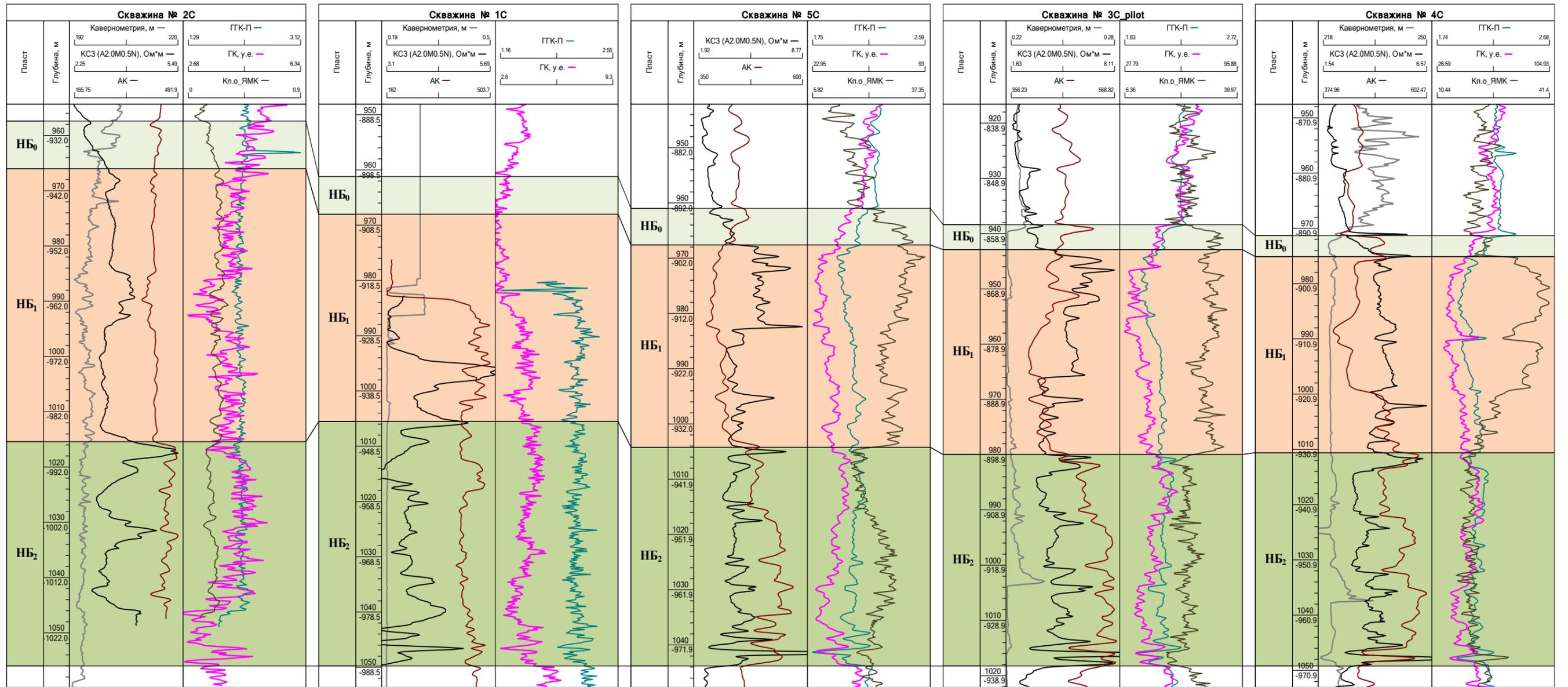


Рисунок - 4.8 Схема корреляции пластов НБ₀, НБ₁, НБ₂ по линии скважин №№ 1С, 2С, 3С, 4С, 5С

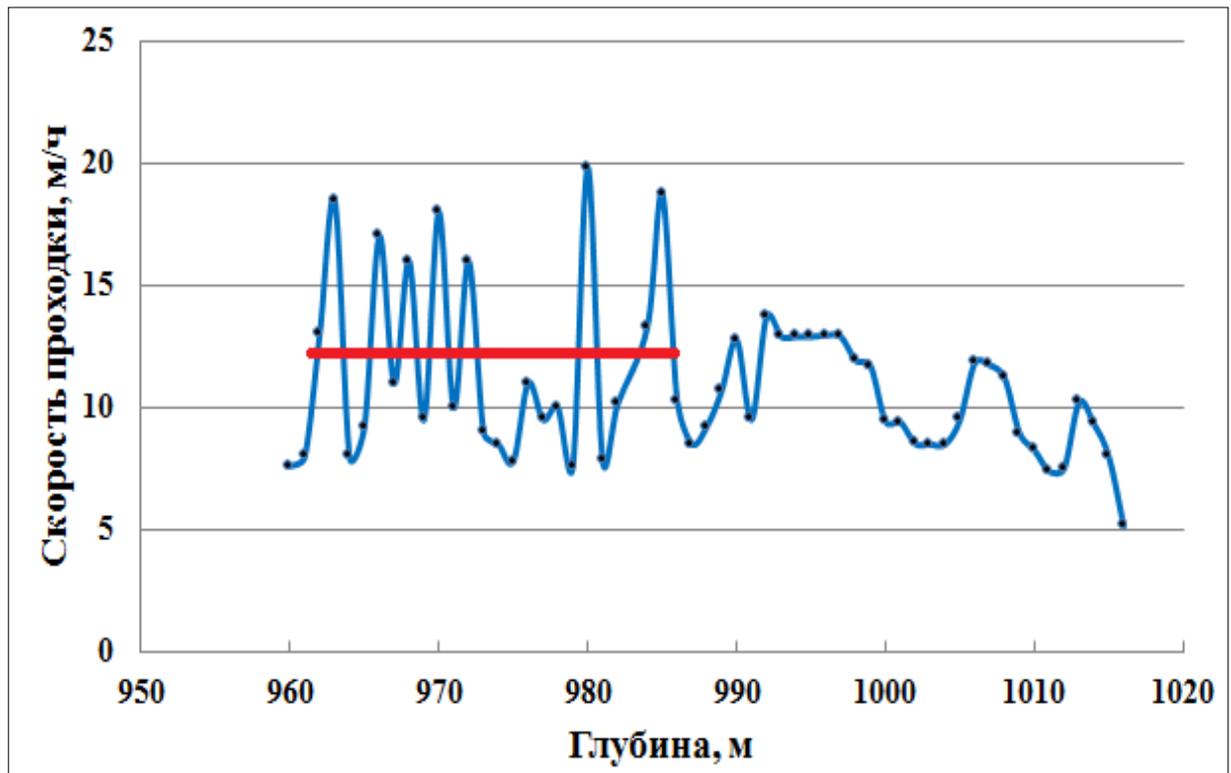


Рисунок - 4.9. График изменения скорости проходки по глубине (скв. № 3С)

Средняя скорость проходки здесь составила 12 м/ч, но отмечаются и значительные колебания её в пределах от 7 м/ч до 17 м/ч, что указывает на значительную неоднородность пород по плотности за счёт частого чередования опок и глинистых прослоев. В пласте НБ₂ таких резких скачков скорости проходки уже не отмечается, при этом наблюдается явная тенденция уменьшения её с глубиной до уровня 7 м/ч, что предопределяется повышением глинизации и повышенным содержанием слабосцементированного алевритового материала.

В толще нижеберёзовской подсвиты Медвежьего месторождения пласты с различной степенью газонасыщенности разграничиваются как по минеральному составу, так и по данным ГИС.

По минеральному составу (Рисунок 2.1, 2.3, 2.4, 4.4):

- пласт с повышенными значениями газонасыщенности (НБ₂) содержит повышенную долю кварца и пониженную долю ОКТ-фазы кремнезёма;
- пласт с пониженными значениями газонасыщенности характеризуется либо повышенной глинизацией (НБ₀), либо повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезёма (НБ₁).

По данным ГИС (Рис. 3.34, 4.8):

- пласт с повышенными значениями газонасыщенности (НБ₂) выделяется по повышенным значениям времени пробега продольной волны (DT) и по низким значениям общей пористости по результатам интерпретации ядерно-магнитного каротажа ($K_{\text{по_ЯМК}}$);

- пласт с пониженными значениями газонасыщенности ($НБ_1$) выделяется по высоким значениям общей пористости $K_{по_ямк}$ и по низким значениям DT ;
- пласт со средними значениями газонасыщенности ($НБ_0$) имеет промежуточные между $НБ_1$ и $НБ_2$ характеристики.

4.4 Рациональный комплекс методов лабораторных изучения глинистых опок в связи с их газоносностью

Главная особенность сенонских коллекторов состоит в том, что они представлены глинистыми опоками, общая пористость которых достигает 40%, а проницаемость не превышает $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². В связи с этим традиционные методики, используемые для обычных пористых пород (песчаники, алевролиты, известняки) недостаточны, чтобы охарактеризовать структуру пустотного пространства этих коллекторов и осмыслить подходы для получения из них промышленно значимых дебитов.

Автором обобщён опыт изучения керна скважин, специально пробуренных на сенонские отложения Медвежьего месторождения. Установлено, что некоторые методы просто неприемлемы для этих пород (например, ситовой анализ грансостава, оценка пористости водонасыщением). С другой стороны, проведены исследования по созданию новых методик. Так установлено, что использование фокусированного ионного пучка (ФИП) аргона позволяет подготовить хорошо отполированные поверхности, подходящие для высокоразрешающей растровой электронной микроскопии (РЭМ).

Все методики (старые и новые) условно разделены нами на четыре блока, каждый из которых обеспечивает решение некоторого круга геологических задач, улучшая качество решения задач по оценке запасов газа в этих нетрадиционных коллекторах (Рисунок 4.9, Таблица 4.5).

Для первого блока методик важнейшим является то, что оценку коэффициента газонасыщенности можно выполнить только с использованием изолированного керна скважин, пробуренных на растворах на углеродной основе (РУО).

Методики второго блока позволяют разграничить всю продуктивную толщу на пласты с различающимися фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), поскольку они полностью определяются минеральным составом пород.

Ключевыми для понимания проницаемостной неоднородности являются методики третьего блока.

Методики четвёртого блока обеспечивают информацию для понимания неоднородности коллекторов по разрезу и по латерали.

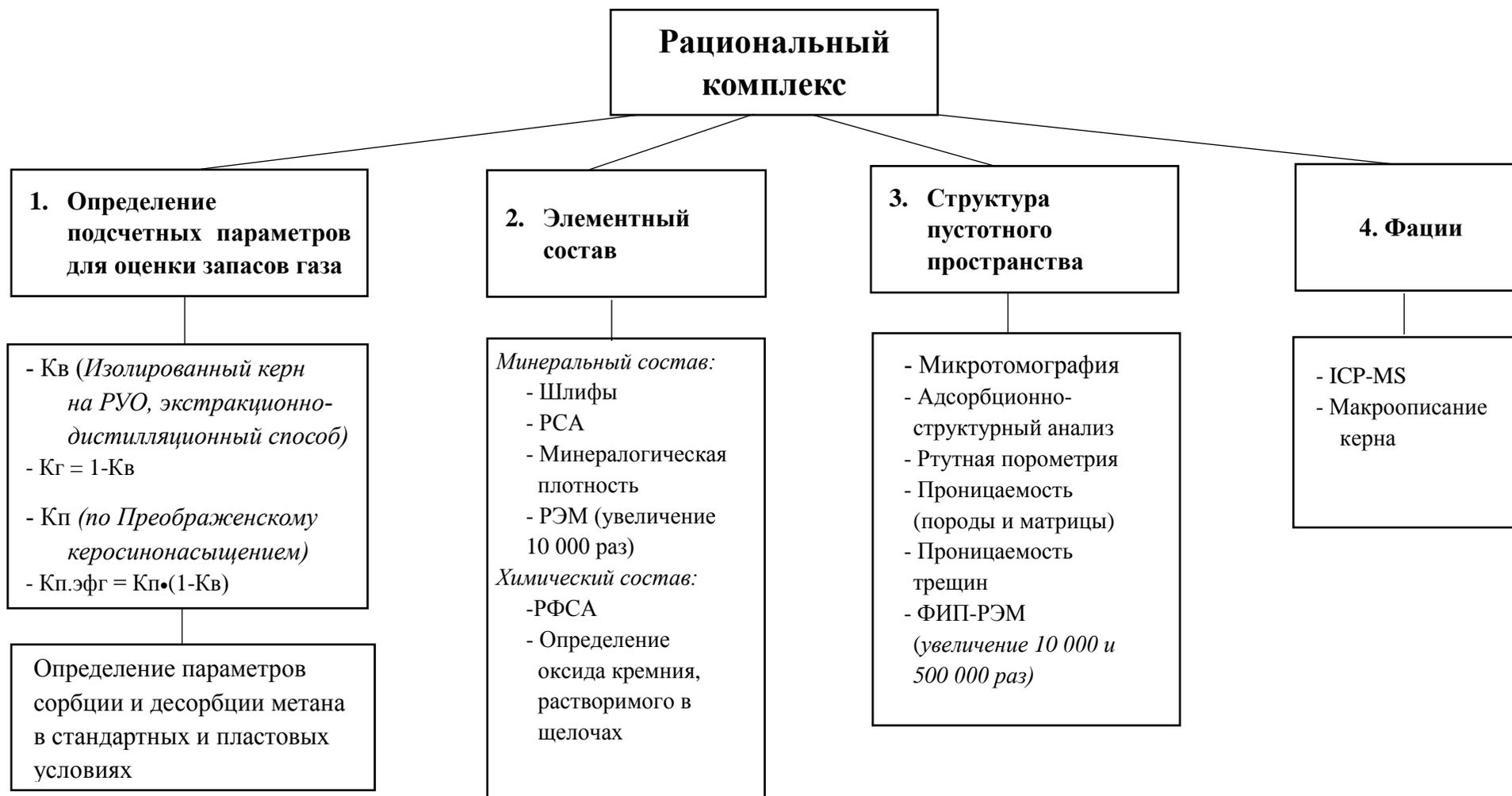


Рисунок - 4.10 Схема рационального комплекса исследования керна сенонских отложений

Таблица 4.5 - Комплекс лабораторных исследований керна для оценки подсчётных параметров в нетрадиционных коллекторах сенона

	Наименование исследования	Описание метода	Количество образцов	Цель исследования
1	Оценка общей пористости образцов керосинонасыщением по методу Преображенского	Получение данных о пористости пород, необходимых для дальнейших исследований	4 обр./1 м	Определение подсчётных параметров: Кп, Кг по данным керна
2	Определение природной водонасыщенности пород по образцам изолированного керна	Получение данных о коэффициенте газонасыщенности коллекторов	4 обр./1 м	
3	Рентгеноструктурный анализ (РСА)	Рентгеновская дифракция, рентгенографический фазовый анализ - основан на дифракции рентгеновского монохроматизированного излучения на кристаллической структуре	1 обр./1 м	Уточнение минерального состава пород. Выделение литотипов, использующихся при оценке подсчётных параметров Кп, Кг по данным ГИС (по петрофизическим зависимостям «кern-ГИС» или на основе построения объёмно-компонентной модели коллектора)
4	Определение оксида кремния, растворимого в щелочах	Химический фазовый анализ - основан на селективной растворимости ОКТ-фазы в щелочах (в отличии от кварца)	1 обр./1 м	
5	Определение минеральной плотности породы	Газовольюметрический метод	1 обр./1 м	
6	Изучение элементного состава пород (основные породобразующие элементы) полный химический анализ	Полный химический анализ - получение результатов по совокупности нескольких методов (атомно-эмиссионная спектрометрия, гравиметрия, титрометрия, фотометрия)	1 обр./1 м	
7	Адсорбционно-структурный анализ (АСА)	Измерение изотерм адсорбции в области капиллярно-конденсационного гистерезиса. Изотермы адсорбции используются для расчета удельной поверхности материалов, среднего размера пор	1 обр./2 м	Количественное изучение структуры пустотного пространства. Подготовка информационной основы для методики интерпретации ГИС

Таблица 4.6 - Комплекс лабораторных исследований керна для обоснования генезиса пород и детализации текстуры пустотного пространства

	Наименование исследования	Описание метода	Количество образцов	Цель исследования
<i>Комплекс лабораторных исследований для обоснования генезиса пород и детализации текстуры пустотного пространства</i>				
1	Макроописание керна			
2	Описание шлифов	Оптическая микроскопия	1 обр./2 м	Полуколичественное изучение мин. состава пород, структуры и текстуры пустотного пространства и микротрещиноватости (вкрест слоистости и параллельно слоистости)
3	Набухаемость пород обуславливает низкую достоверность оценок пористости изучаемых пород, которая достигает очень высоких значений.		1 обр./10 м	
5	Проницаемость, обусловленная микротрещиноватостью породы			
6	Определение параметров сорбции и десорбции, построение изотерм для метана в стандартных и пластовых условиях	Измерение изотерм адсорбции в области капиллярно-конденсационного гистерезиса для метана при температурах 20, 30, 40°C и при изменении давления от 0,1 до 10 МПа.		Создание информационной основы методики подсчёта запасов УВ с учетом объёмов сорбированного метана в глинистых опоках в пластовых условиях
7	Растровая электронная микроскопия	РЭМ (из Сколково) с кратностью увеличения 10000 до 50000		
8	Ртутная порометрия	Гистограмма распределения пор образца по размерам		
9	Микротомография керна	Построение мультимасштабной 3D модели внутреннего строения образца керна диаметром 30 мм	нет	Получение наиболее достоверной информации о внутреннем строении и структуре порового пространства пород, не нарушая их целостности
10	ICP-MS	Основа метода-использование аргоновой индуктивно-связанной плазмы в качестве источника ионов и масс-спектрометра для разделения и последующего детектирования этих ионов		Уточнение общего минерального состава

Выводы к разделу 4

✓ Единственный способ определения газонасыщенности глинистых опок – это отбор изолированного керна и определение природной водонасыщенности (K_v) образцов экстракционно-дистилляционным методом с оценкой коэффициента газонасыщенности (K_g) пород-коллекторов по формуле $K_g = 1 - K_v$.

✓ Пласт НБ₂ характеризуется самыми низкими (по сравнению с пластами НБ₀ и НБ₁) значениями природной водонасыщенности изучаемых пород.

✓ Повышенная природная водонасыщенность пластов НБ₀ и НБ₁ пород предопределяет более низкую их газонасыщенность. В пластах НБ₀ и НБ₁ коэффициент газонасыщенности составляет около 0,23 д. ед., а в пласте НБ₂ его значения достигают 0,50 д. ед.

✓ Все методики изучения керна скважин условно можно разделить на четыре блока, каждый из которых обеспечивает решение некоторого круга геологических задач, улучшая качество решения задач по оценке запасов газа в этих нетрадиционных коллекторах.

✓ Для первого блока методик важнейшим является то, что оценку коэффициента газонасыщенности можно выполнить только с использованием изолированного керна скважин, пробуренных на растворах на углеводородной основе.

✓ Методики второго блока позволяют разграничить всю продуктивную толщу на пласты с различающимися фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), поскольку они полностью определяются элементным составом пород. Тем самым повышается качество решения задачи по оценке запасов газа в этих коллекторах.

✓ Ключевыми для понимания проницаемостной неоднородности являются методики третьего блока, особенно, методика ФИП-РЭМ.

✓ Методики четвертого блока обеспечивают информацию для понимания неоднородности коллекторов по разрезу и по латерали.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы над диссертацией была детально изучена структура порового пространства газонасыщенных глинистых опок сенонских отложений Медвежьего месторождения.

Породы нижнеберёзовской толщи Медвежьего месторождения представлены опоками различной степени глинистости (от глинистых опок до глин опокovidных) умеренно-серого цвета, с вкраплениями (от низких до высоких концентраций) раковин радиолярий, рассеянных в кремнисто-глинистой матрице.

Исследуемые породы характеризуются высокой текстурной неоднородностью как на метровом, так и на миллиметровом и даже на микронном уровне.

По результатам описания шлифов установлено, что терригенная примесь алевритовой и песчаной размерности (кварц, полевые шпаты, слюда и др.) здесь составляет, как правило, от 5% до 10 % и редко – до 15%.

По данным РСА, по разрезу породы подразделяются на три пласта: НБ₂, НБ₁, НБ₀ (снизу – вверх). Пласт НБ₂ характеризуется высоким содержанием кварца (в среднем 66 %) и малым содержанием ОКТ-фазы кремнезёма (менее 1 %), пласт же НБ₁, напротив, характеризуется повышенной долей ОКТ-фазы (до 30 %) и пониженной – кварца (до 44 % в среднем). Содержание глинистых минералов в этих двух пластах, примерно, одинаковое (около 30 %). А вот пласт НБ₀ отличается от них повышенным содержанием глинистых минералов (до 50 %). Кроме того, от НБ₁ он отличается отсутствием ОКТ-фазы кремнезёма, а от НБ₂ – пониженным содержанием кварцевой составляющей, которая компенсируется повышенным содержанием глинистых минералов. Такое резкое разграничение нижнеберёзовской подсвиты на пласты НБ₂, НБ₁, НБ₀ предопределено различием условий осадконакопления, которые в работе установлены по содержанию редкоземельных элементов.

По результатам лабораторных исследований значения коэффициента проницаемости изменяются в основном в диапазоне от 0,01 до 0,2 мкм² · 10⁻³. При этом проницаемость матрицы в пласте НБ₁, который представлен опал-кристобалит-тридимитовой фазой кремнезема, на порядок ниже, чем в пластах НБ₀ и НБ₂, которые представлены в основном кварцем. Проницаемость породы напрямую зависит от пористости породы. А пористость, в свою очередь, зависит от содержания различных фаз кремнезема в породе.

Проведенные исследования показали, что значения коэффициента пористости сильно зависят от способа его определения. Распределения пористости, полученные по керосину, воде и гелию сильно различаются. Это связано с очень мелким размером поровых каналов. При насыщении образцов пород водой или нагнетании в них гелия происходит недонасыщение порового пространства. В результате появляются низкие значения пористости. Открытая

пористость по всей толще НБ достигает 40 % и несколько различается по пластам. Так в пласте НБ₁ открытая пористость немногим выше, чем в пласте НБ₂.

Основной объём пустотного пространства коллекторов, представленных глинистыми опоками, связан с порами, а ёмкость микротрещин носит подчинённый характер, составляя одну тридцатую часть от общей пористости, т.е. коллектор относится к порово-трещинному типу.

Данные растровой электронной микроскопии по технологии ФИМ/РЭМ показали, что пористость глинистых опок имеет прямую зависимость от содержания в них различных фаз кремнезема. Действительно, в пласте НБ₁, где кремнезём представлен, в основном, ОКТ-фазой основной объём пор связан с порами субкапиллярного размера (от 65 нм до 128 нм), для пласта же НБ₂, где кремнезём представлен, в основном, кварцем основной объём связан уже с порами капиллярного размера (от 1024 до 2048 нм) т.е. с порами на порядок более крупными, чем в НБ₁. В пласте НБ₀, где кремнезём, как и пласте НБ₂ представлен кварцем, основной объём связан с более мелкими порами (от 128 нм до 256 нм) за счёт его глинистости.

Структура порового пространства зависит от степени кристаллизации исходного кремнистого вещества. Чем больше кварцевая составляющая в коллекторе, тем меньше доля мезопор в нём и тем выше его газонасыщенность.

Поровое пространство нетрадиционных коллекторов нижеберёзовской подсвиты более чем на 50 % представлено мезопорами (диаметры от 2 нм до 50 нм), которые заполнены связанной водой. При этом в пласте НБ₁ доля мезопор превышает 75 %, а это значит, что в этом пласте только четверть пор может содержать газ. Для пласта НБ₂ эта величина вдвое выше и составляет 50 %.

Степень газонасыщенности коллекторов меняется от пласта к пласту, что предопределяется структурой порового пространства пород. Увеличение доли мезопор в пустотном пространстве приводит к уменьшению коэффициента газонасыщенности.

В отложениях нижеберёзовской подсвиты Медвежьего месторождения пласты с различной степенью газонасыщенности чётко разграничиваются как по минералогии, так и по данным ГИС.

По минеральному составу (Рисунок 2.1, 2.3, 2.4, 4.4):

- пласт с повышенными значениями газонасыщенности (НБ₂) содержит повышенную долю кварца и пониженную долю ОКТ-фазы кремнезёма;
- пласт с пониженными значениями газонасыщенности характеризуется либо повышенной глинизацией (НБ₀), либо повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезёма (НБ₁).

По данным ГИС (Рис. 3.34, 4.8):

- пласт с повышенными значениями газонасыщенности ($НБ_2$) выделяется по повышенным значениям времени пробега продольной волны (DT) и по низким значениям общей пористости по результатам интерпретации ядерно-магнитного каротажа ($K_{по_ямк}$);

- пласт с пониженными значениями газонасыщенности ($НБ_1$) выделяется по высоким значениям общей пористости $K_{по_ямк}$ и по низким значениям DT ;

- пласт со средними значениями газонасыщенности ($НБ_0$) имеет промежуточные между $НБ_1$ и $НБ_2$ характеристики.

Прямые определения природной водонасыщенности по изолированным образцам по керну скважины № 5С, пробуренной с применением раствора на углеводородной основе, позволили установить, что значения коэффициента водонасыщенности пласта $НБ_2$ изменяются в пределах от 0,4 до 0,6 д. ед., а в пластах $НБ_0$ и $НБ_1$ они выше 0,6 д. ед. вплоть до 0,8 д. ед., т. е. достигают уровня водонасыщенности кузнецовских глин. Такая высокая водонасыщенность пород пласта $НБ_1$ объясняется тем, что они в значительной степени представлены опалом, который характеризуется тонкопоровой структурой пустотного пространства. Повышенная же водонасыщенность пласта $НБ_0$, в котором опал отсутствует, связана с его повышенной глинистостью.

Коэффициент эффективной газонасыщенной пористости, определённый на основе оценок природной водонасыщенности по изолированным образцам керна для пласта $НБ_2$, почти вдвое превышает этот показатель для пластов $НБ_1$ и, как следствие этого обстоятельства, коэффициент газонасыщенности пласта $НБ_2$ почти вдвое превышает этот показатель для пласта $НБ_1$. Пласт $НБ_0$ по насыщенности газом занимает промежуточное положение между $НБ_2$ и $НБ_1$.

Оценки природной водонасыщенности и эффективной газонасыщенной пористости по изолированному керну легли в основу интерпретационных моделей для оценки подсчётных параметров по данным ГИС. А именно, разделение толщи нижнеберезовской подсвиты на пласты позволило разработать подход для построения интерпретационных моделей по оценке коэффициентов пористости и газонасыщенности по данным ГИС на основе разделения пород на литотипы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агалаков, С.Е. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири / С.Е. Агалаков, О.В. Бакуев // Геология нефти и газа. – 1992. – № 11. – С. 25-28.
2. Агалаков, С.Е. Оценка ресурсов газа в опоках березовской свиты на севере Западной Сибири / Агалаков С.Е, Стариков В.А // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 6. – С. 511–516.
3. Агалаков, С.Е. Проблема корреляции верхнемеловых (без сеномана) отложений севера Западной Сибири / С.Е. Агалаков, Ю.В. Брадучан // Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2003. – 158 с.
4. Агалаков, С.Е. Соотношение турон-коньяк-сантонских стратиграфических подразделений севера Западной Сибири / С.Е. Агалаков, Ю.В. Брадучан // Горные ведомости. – Тюмень. – 2004. – № 6. – С. 30-38.
5. Агалаков, С.Е. Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления в коньяк-сантонский отложениях верхнего мела в Западной Сибири / С.Е. Агалаков, А.И. Кудаманов, В.А. Маринов // Геология и геолого - разведочные работы. – 2018. - № 1. – С. 101-105.
6. Агалаков, С.Е. Фациальная модель верхнего мела западной сибире / С.Е. Агалаков, А.И. Кудаманов, В.А. Маринов // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2017. Т. 2. - № 1. – С. 101-105.
7. Адамова Л.В., Сафонов А.П. Сорбционный метод исследования пористой структуры наноматериалов и удельной поверхности наноразмерных систем / Л.В. Адамова, А.П. Сафонов / Учебное пособие. – Уральский государственный университет: Екатеринбург, 2008. – 65 с.
8. Багринцева, К.И. Трещиноватость осадочных пород / К.И. Багринцева.- М.: Недра, 1982.- 256 с
9. Бакуев, О.В. Перспективы нефтегазоносности березовской свиты на территории ХМАО и сопредельных районов / О.В. Бакуев // Вестник недропользователя ХМАО. – 2002. – № 11. – С. 30-37.
10. Балашов, Ю.А. Геохимия редкоземельных элементов / Ю.А. Балашов. - М.: Наука, 1976. – 265 с.
11. Бочков, Е.П. К истории развития диатомовой флоры Западной Сибири // Материалы по стратиграфии и палеонтологии Сибири. – Новосибирск, 1969. – С. 131-133. – (Труды СНИИГИМС, вып. 84).
12. Булатова, З.И. О находках фораминифер в сенонских отложениях р. Северной Сосьвы // Геология и геофизика. – 1967. – №2. – С. 86-91.
13. Генералов, П.П. Геологические аспекты изучения опалового сырья Западной Сибири // Основные проблемы геологии Западной Сибири: Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1985. –

Вып. 200. – С.163–173.

14. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. - М., Недра, 1975, 680 с.

15. Глезер, З.И. Диатомовые водоросли мезокайнозоя и их роль в образовании кремнистых пород // Сырьевая база кремнистых пород СССР. – М., 1974. – С. 30–34.

16. Гмид, Л.Г. Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов / Л.П. Гмид, Л.Г. Белоновская, Т.Д. Шибина, Н.С. Окнова, А.В. Ивановская. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. – 160 с.

17. Грег, С. Адсорбция, удельная поверхность, пористость / С. Грег, К. Синг. – М.: Мир, 1984. – 310 с.

18. Деревскова, Н.А. Закономерности изменения литологического состава пильской свиты о. Сахалин в связи с перспективами добычи нефти из кремнистых отложений / Н.А. Дервскова, Т.И. Кравченко, С.Б. Лыкова, С.В. Дряблов // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». 2014. № 4. С. 34-40.

19. Дистанов, У.Г. Цеолитсодержащие осадочные кремнистые породы: генезис, перспективы использования / У.Г. Дистанов, Т.П. Конюхова // Разведка и охрана недр.- М., 2009.- № 2.- С. 31 – 37.

20. Дистанов, У.Г. Минеральное сырье. Опал-кристаллитовые породы : Справочник / У.Г. Дистанов. – М: ЗАО «Геоинформмарк», 1998. – 27 с.

21. Добрынин, В.М. Проблема коллектора нефти в битуминозных глинистых породах баженовской свиты // Изв. АН СССР. Серия геологическая. - 1982. - № 3. – С. 120 – 127.

22. Еременко, Н.М. Применение методов рентгеновской микротомографии для определения пористости в керне скважин / Н.М. Еременко, Ю.А. Муравьева // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2012, т. 7, № 3. http://www/ngtp.ru/rub/2/35_2012/pdf.

23. Жуковская, Е.А. Использование рентгеновской томографии при исследовании терригенных коллекторов / Е.А. Жуковская, Ю.М. Лопушняк // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть», 2008, № 1, с. 1-25.

24. Жуковская, Е.А. Применение результатов рентгеновской томографии при типизации негранулярных коллекторов на примере Урманского месторождения / Е.А. Жуковская, Ю.М. Лопушняк // Нефтяное хозяйство, 2006, № 8, с. 24 – 27.

25. Журавлев, А.В. Возможности использования вычислительной микротомографии в микропалеонтологических и литологических исследованиях/ А.В. Журавлев, Я.А. Вевель // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2012, т. 7, № 2, http://www/ngtp.ru/rub/2/21_2012/pdf.

26. Зорина, С.О. Исследование верхнемеловых цеолитсодержащих пород востока

Русской плиты методом количественного рентгенофазового анализа [Электронный ресурс] / С.О. Зорина, Н.И. Афанасьева, С.А. Волкова / – 2009. – Режим доступа: <http://www.minsoc.ru/2009-1-74-0>.

27. Зубков, М.Ю. Геологические и литолого-геохимические критерии промышленной нефтегазоносности отложений баженовской свиты Западной Сибири / М.Ю. Зубков, В.П. Сонич, О.Г. Зарипов // Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири: сб. научн. трудов института геологии и разработки горючих ископаемых. - М.: ИГиРГИ, 1986. – С. 5 – 14.

28. Казанский, Ю.П. Развитие идей А.Д. Архангельского о происхождении кремнистых пород / Ю.П. Казанский, В.П. Казаринов, Н.М. Резапова // Геология и геофизика. – 1965. – № 9. – С. 84-99.

29. Казарина, Г.Х. Роль диатомовых водорослей в накоплении биогенного кремнезема и преобразовании современных осадков / Г.Х. Казарина, В.Н. Свальнов // Материалы VII Всеросс. литолог. совещ. «Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории». Новосибирск, 28-31 октября 2013 г. – Новосибирск, 2013. – Т. 1. – С. 403-406.

30. Казаринов, В.П. Кремнистые породы / В.П. Казаринов, Ю.П. Казанский // Выветривание и литогенез. – М., 1969. – С. 384-400.

31. Казаринов, В.П. Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири / В.П. Казаринов. – М.: Гостехиздат, 1958. – 322 с.

32. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: «Недра», 1972. – 280 с.

33. Карнаухова, А.П. Адсорбция. Текстура дисперсных и пористых материалов. Новосибирск: Наука, Сибирское отделение РАН, 1999. – 469 С.

34. Карымова, Я.О. Геохимическое моделирование при изучении условий осадконакопления глинистых опок севера Западной Сибири / Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: материалы докладов международного научно-практического семинара 16-17 ноября 2017: сборник статей / отв. ред. С. К. Туренко. – Тюмень : ТИУ, 2018. – 198 с.

35. Карымова, Я.О. Литолого-емкостная модель пустотного пространства нанокolleкторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / Экспозиция Нефть Газ, 2018. - №3 (63). – С. 20 – 24.

36. Карымова, Я.О. Литолого-минералогические и промыслово-геологические критерии выделения продуктивных зон в сенонских отложениях / Я.О. Карымова, А.А. Дорошенко, В.В. Крекнин, В.В. Огибенин, Д.Б. Родивилов и др. // Газовая промышленность. - 2018. - № 8. – С. 34 - 41.

37. Карымова, Я.О. Литолого-минералогическое моделирование при изучении пустотного пространства газонасыщенных опок Западной Сибири / Я.О. Карымова, А.А. Дорошенко//Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: материалы докладов международного научно-практического семинара 16-17 ноября 2017: сборник статей /отв. ред. С. К. Туренко. – Тюмень: ТИУ, 2018. –с. 39 – 53.

38. Карымова, Я.О. Литолого-минералогическая неоднородность газонасыщенных глинистых опок нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения / Материалы I научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Геологоразведка. Проблемы и пути их решения» 28-30 нояб. 2017г. – Тюмень: ООО «Газпром геологоразведка», 2017. – С.14-15.

39. Карымова, Я.О. Методика выделения улучшенных коллекторов сенона // «Знания. Опыт. Инновации»: Сборник тезисов докладов VII открытой научно-технической конференции молодых специалистов и молодых работников/ ООО «Газпром добыча Астрахань». – Астрахань: Издатель Сорокин Роман Васильевич, 2017. – С. 9-10.

40. Карымова, Я.О. Трещиноватость опок сенона севера Западной Сибири// Материалы и доклады XI научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Салмановские чтения» 30-31 марта 2017 г./Под общ. ред. А.М. Брехунцова. – Тюмень: Сибирский научно-аналитический центр, 2017. – С. 88-93.

41. Карымова, Я.О. Методы и результаты изучения пустотного пространства газонасыщенных глинистых опок нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения / Я.О. Карымова, А.А. Дорошенко, С.А. Варягов, С.Г. Никшин и др. // Научно-технический сборник: Вести газовой науки. - 2018. - № 3 (35). – С. 216 - 223.

42. Карымова, Я.О. Методы и результаты изучения пустотного пространства газонасыщенных глинистых опок нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения / С.А. Варягов, С.В. Нерсесов, С.Г. Крекнин, В.В. Огибенин, А.А. Дорошенко, Я.О. Карымова // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2017): тезисы докладов IV Международной научно-практической конференции 08-10 ноября 2017 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – 63-64 с.

43. Карымова, Я.О. Первый опыт изучения петрофизических, литолого-минералогических и фильтрационно-емкостных свойств сенонских отложений Медвежьего месторождения. Возникшие проблемы и сложности / Я.О. Карымова, А.А. Дорошенко, А.В. Паршуков //Сборник материалов. VII Тюменский инновационный нефтегазовый форум, 21-22 сентября 2016, г. Тюмень. – С. 127-129.

44. Карымова, Я.О. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири / Я.О. Карымова, А.А. Дорошенко // Экспозиция Нефть Газ. - 2017. -

№ 6 (69). – С. 23 - 27.

45. Карымова, Я. О. Литолого-петрофизическая характеристика «наноколлектора» нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / Д.Б. Родивилов, А.А. Дорошенко, Я.О. Карымова, П.Н. Кокарев, В.Г. Мамяшев//Труды Международной геолого-геофизической конференции «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии» [сборник]. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2018. 902 с.: ил., карты, схемы. ISBN 978-5-6040348-0-4.

46. Касимов, Н.С. Кларки химических элементов как эталоны сравнения в экогеохимии / Н.С. Касимов, Д.В. Власов // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 5, География. – 2015. – № 2. – С. 7 - 17.

47. Кобранова, В. Н. Физические свойства горных пород (Петрофизика): учебник для Вузов / В.Н Кобранова. –М.: Гостоптехиздат, 1962.

48. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири: Труды ВНИГРИ / Под ред. Т.В. Дорофеевой.- Л.: Недра, 1983.- 131 с.

49. Корост, Д.В. Применение компьютерной микротомографии для изучения строения терригенных коллекторов/ Д.В. Корост, Г.А. Калмыков, В.О. Япаскурт, М.К. Иванов // Геология нефти и газа, 2010, № 2, с. 36 – 42.

50. Кремнистые породы СССР / под ред. У.Г. Дистанова. – Казань: Татарское книжное издательство, 1976. – 412 с.

51. Кузнецов, В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: Учеб. пособие для ВУЗов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 511 с.

52. Кудаманов, А.И. Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления в коньяк-сантонских отложениях верхнего мела в Западной Сибири / А.И. Кудаманов, С.Е. Агалаков, В.А. Маринов // Нефтяное хозяйство. – июль 2018. – С. 2-7.

53. Кудаманов, А.И. Цикличность осадкообразования отложений верхнего мела Западно-Сибирской плиты / А.И. Кудаманов, С.Е. Агалаков // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2018. Т. 2. - № 1. – С. 183-190.

54. Курчиков, А.Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий. – М.: Недра, 1987. – 134 с.

55. Лисицын, А.П. Аморфный кремнезем в донных осадках. // Тихий океан. – М., 1970. – С. 5–25.

56. Лыгина, Т.З. Рациональный комплекс методов изучения состава и свойств природных сорбентов как основа выбора инновационных технологий переработки и перспективных направлений использования минерального сырья / Георесурсы. –2015. _№4 (63). – С. 56 – 62.

57. Маслов, А.В. Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных: Учебное пособие / А.В. Маслов. - Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2005. – 289 с.

58. Методическое руководство по литолого-петрофизическому и петрохимическому

изучению осадочных пород-коллекторов / Л.П. Гмид, Л.Г. Белоновская, Т.Д. Шибина, Н.С. Окнова, А.В. Ивановская; под ред. А. М. Жаркова. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. – 160 с.

59. Муравьев, В.И. Вопросы абиогенного осадочного кремненакопления / В.И. Муравьев // Происхождение и практическое использование кремнистых пород – М: Наука, 1987. – С. 86-96.

60. Муравьев, В.И. О генезисе опок / В.И. Муравьев // Литология и полезные ископаемые. – 1973. – № 4 – С. 94-105.

61. Муравьев, В.И. О природе глобулярного опала в опоках и трепелах / В.И. Муравьев // Докл. АН СССР. 1975. Т. 222. – № 3. С. 684–686.

62. Нежданов, А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: Курс лекций / А.А. Нежданов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – 133 с.

63. Нежданов, А.А. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек нефти и газа в Западной Сибири (часть I) / А.А. Нежданов. – М.- МГП «Геоинформмарк». – 1992.

64. Нежданов, А.А. Строение и перспективы газоносности сенонских отложений севера Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, С.А. Скрылев // Газовая промышленность, спецвыпуск «нетрадиционные ресурсы газа». – 2012. – №676. – С. 32-37.

65. Нежданов, А.А. Определение подсчётных параметров сенонских газовых залежей с помощью гравитационного каротажа / А.А. Нежданов, А.С. Пережогин, И.И. Полын // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №5.– С. 8-15.

66. Нестеров, И.И. Западно-Сибирская провинция опал-кристобалитовых пород / И.И. Нестеров, П.П. Генералов, Л.Л. Подсосова // Труды ЗапСибНИГНИ. – 1984. – Вып. 3. – С. 1-12.

67. Нетрадиционные газы севера Западной Сибири / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.Л. Зверева, В.Т. Гудзенко, Г.И. Облеков, Р.М. Шайдуллин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2008. – № 10.

68. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири / И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский, А.Я. Малыхин и др. – М.: Недра, 1987. – 256 с.

69. Никоноров, С.П. Ресурсы кремнистых пород СССР и пути их рационального использования: Обзор / С.П. Никоноров, А.П. Пленкин. – М. : 1977, – 58 с.

70. Определение редкоземельных и высокозарядных элементов в стандартных геологических образцах методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ИПС-МС) / И.В. Николаева, С.В. Палесский, О.А. Козьменко, Г.Н. Аношин // Геохимия. – 2008. – № 10. – С. 1085–1091.

71. Особенности строения и промышленная нефтеносность баженовской свиты Среднего Приобья / Е.П. Ефремов, О.Г. Зарипов, В.М. Ильин и др. // Доманикиты Сибири и их роль в

нефтегазоносности: сб. науч. трудов / под ред. Ф.Г. Гулари. – Новосибирск, 1982. – С. 12 – 22.

72. Пережогин, А.С. Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений Медвежьего месторождения / А.С. Пережогин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – №3. – С. 26-32.

73. Пережогин, А.С. Перспективы освоения сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири / А.С. Пережогин, А.А. Нежданов, А.С. Смирнов // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. _№6 (52). – С. 48 – 51.

74. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсенонских отложений / В.В. Черепанов, Ю.И. Пятницкий, Д.Я. Хабибуллин [и др.] // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во ФЭН, 2014. – С. 104-110.

75. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / В.В. Черепанов, С.Н. Меньшиков, С.А. Варягов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. - № 2. – С. 11-26.

76. Разработка технологии освоения нетрадиционных коллекторов надсенонских отложений на этапе геологоразведочных работ с целью вовлечения ресурсной базы газовых месторождений ОАО «Газпром» в ЯНАО / Черепанов В.В., Пятницкий Ю.И., Хабибуллин Д.Я., Ситдииков Н.Р., Варягов С.А., Нерсесов С.В., Оглодков Д.Ю. // Георесурсы. – 2014. - № 4 (59). – С. 59-64.

77. Решение шестого Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточнённых стратиграфических схем мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины. – Новосибирск, 2003.

78. Родивилов, Д.Б. Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижнеберезовской подсвиты севера Западной-Сибири и ее связь с минеральным составом и структурой пустотного пространства / Д.Б. Родивилов, П.Н. Кокарев, В.Г. Мамяшев/ Экспозиция Нефть Газ. –2018. _№3 (63). – С. 26 – 31.

79. Родивилов, Д.Б. Оценка газонасыщенности нетрадиционных коллекторов сенонских отложений севера Западной Сибири / Д.Б. Родивилов, П.Н. Кокарев, В.Г. Мамяшев // Каротажник. – 2018. - № 9 (291). – С. 18-25.

80. Сидоренков, А.И. Модель механизма образования трепелов и опок. / А.И. Сидоренков, Н.С. Зарубко, А.А. Самошин // Критерии прогноза минерального сырья в приповерхностных образованиях севера Западной Сибири и Урала. – Тюмень, 1989. – С. 46-63.

81. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов / В.Н. Шванов,

В.Т. Фролов, Э.И. Сергеева и др. – СПб.: Недра, 1998. – 352 с.

82. Смирнов, П.В. Кремниевые породы севера Тюменской области: литология, условия залегания и особенности подсчета запасов / П.В. Смирнов, А.О. Константинов // Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета «Проблемы геологии и освоения недр». Томск, 4-8 апреля 2016 г. – Томск, 2016. – Т. 1. – С. 259-260.

83. Смирнов, П.В. Западно-Сибирская провинция опал-кристаллитовых пород как минерально-сырьевая база многоцелевого назначения // Горные ведомости. – 2012. – № 5. – С. 34-43.

84. СТЛ 223.13.17.111/2013 Породы горные. Методика измерений коэффициентов насыщенности пород водой и жидкими углеводородами экстракционно-дистилляционным методом. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2013.

85. Стратиграфия СССР. Меловая система (полутом I). – М.: Недра, 1986. – 340 с.

86. Страхов, Н.М. Геохимия донных осадков // Химия океана (Геохимия донных осадков).

87. Страхов, Н.М. О некоторых вопросах геохимии кремнезема // Геохимия кремнезема. – М., 1966. – С. 5-8.

88. Страхов, Н.М. Основы теории литогенеза. Т.3 – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – 550 с.

89. Страхов, Н.М. Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли / Н.М. Страхов. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – 530 с.

90. Стрельникова, Н.И. Условия формирования кремнистых пород мела и палеогена Западной Сибири // Сырьевая база кремнистых пород СССР. – М., 1974. – С. 21-28.

91. Стрельникова, Н.И. Об условиях образования диатомитов, диатомовых глин и опоковидных пород Западной Сибири // Труды ВНИГРИ. – 1963. – Вып. 225. – С. 97-101.

92. Стригоцкий, С.В. О газопроявлениях при бурении скважин на Медвежьем месторождении / С.В. Стригоцкий, В.В. Масленников // Бурение газовых и газоконденсатных скважин: Сб. ВНИИЭгазпрома. – М., 1974. – Вып. 4. – С. 8-12.

93. Товбин, Ю.К. Молекулярная теория адсорбции в пористых телах. – М.: Физмалит, 2012. – 624 с.

94. Ушатинский, И.Н. Вещественный состав и формы кремнезема кремнистых пород кайнозоя и мезозоя Западной Сибири / И.Н. Ушатинский, Л.М. Гаврилова // Комплексное освоение минерально-сырьевых ресурсов Западной Сибири: сб. науч. тр. – Тюмень, 1985. – С. 10-13.

95. Ушатинский, И.Н. Состав и условия формирования кремнистых формаций Западно-

Сибирской геосинеклизы / И.Н.Ушатинский // Опалиты Западной Сибири: сб. науч. тр. – Тюмень, 1987. – С. 39-48.

96. Филиппович, Ю.В. Актуальные проблемы тектоники Западной Сибири / Ю. В. Филиппович // Геофизика, спецвыпуск. – 2001. – С. 66-72.

97. Фролов, В.Т. Литология: Учеб. пособие. – М.: Изд-во МГУ.– Кн. 1. – 1992. – 336 с. – Кн. 2. – 1993. – 432 с. – Кн. 3. – 1995. – 352 с.

98. Ханин, А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969.-368 с.

99. Хворова, И.В. Главные структурно-фациальные условия кремненакопления в фанерозое // Сырьевая база кремнистых пород СССР. – М., 1974. – С. 7-13.

100.Шатров, В.А. Лантаноиды как индикаторы обстановок осадкообразования (на основе анализа опорных разрезов протерозоя и фанерозоя Восточно-Европейской платформы): автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Шатров Владимир Анатольевич. – Москва, 2007. – 36 с.

101.Шуменко, С.И. Нанопетрография трепелов и опок в связи с вопросом об их генезисе // Докл. АН СССР. – 1978. – Вып. 240, №2. – С. 427-430.

102.Юдович, Я.Э. Основы литохимии / Я.Э. Юдович, М.П. Кетрис – СПб.: Наука, 2000. – 479 с.

103.Юрочко, А.И. Особенности вещественного состава и физических свойств кремнистых и глинисто-кремнистых пород-коллекторов Окружного месторождения нефти (о. Сахалин) // Геология нефти и газа, 1981. - №9. - с.17-21.

104.Якушина, О.А. Рентгеновская вычислительная микротомография – неразрушающий метод структурного и фазового анализа / О.А. Якушина, Е.Г. Ожогина, М.С. Хозяинов // Мир измерений, 2003. - № 10. - с. 12 – 17.

105.Ясманов, Н.А. Климаты и ландшафты мезозоя и кайнозоя Западной и Средней Сибири / Н.А. Ясманов. – М.: Недра, 1976. – 121 с.

106.Alemu B.L., Aker E., Soldal M., Johnsen J., Aagard P/ Effekt of sob-core scale heterogeneities on acoustic and electrical properties of a reservoir rock: a CO2 flooding experiment of brine saturated sandstone in a computed tomography scanner // European Association of Geoscientists & Engineers. Geophysical Prospecting, 2012, v. 61, p. 235 – 250.

107.Arnus C.H., Bauget F., Limaye A., Sakellariou A., Senden T.J., Sheppard A.P., Sok R.M., Pinczewski W.V., Bakke S., Berge L.I., Oren P.-E., Knackstedt M.A. Pore-scale characterization of carbonates using X-ray microtomography // SPE J., v. 10, № 4, 2005, p. 475 – 484.

108.Cartwright J. A. Episodic basin-wide fluid expulsion from geopressured shale sequence in the North Sea Basin/ J. A. Cartwright // Geology. – 1994. –V. 46. – P. 447-450.

109. Cartwright, J. A. Layer-bound compaction faults in fine-grained sediments / J. A. Cartwright, D. N. Dewhurst // *Bulletin of the Geological Society of America*. – 1998. – V. 10. – P. 1242-1257.
110. Cartwright J. A. Volumetric contraction during the compaction of mudrocks: a mechanism for the development of regional-scale polygonal fault systems / J. A. Cartwright, L. Lonergan // *Basin Research*. – 1996. – V. 8. – P. 183-193.
111. Chowdhury, M. S., & Sullivan, T. H. (2011). Reservoir Characterisation of the Low Permeability Siliceous Barmer Hill Formation, Barmer Basin, India. India: SPE APOGC . doi:10.2118/146474-MS.
112. Dewhurst, D. N. The development of polygonal fault systems by syneresis of colloidal sediments / D. N. Dewhurst, J. A. Cartwright, L. Lonergan // *Marine and Petroleum Geology*. – 1999 – V. 16. – P. 793-810.
113. Isaacs, C.M., 1980, Diagenesis in the Monterey Formation examined laterally along the coast near Santa Barbara, California: Stanford University, unpublished Ph.D. dissertation, 329 p.
114. Ketcham R.A., Carlson W.D. Acquisition, optimization and interpretation of X-ray computed tomographic imagery: application to the geosciences // *Comput. Geosci. Spec. Issue on Three-Dimensional Reconstruction, Modelling and Visualization of Geologic Materials*, 2001, v. 27, № 4, p. 381 – 400.
115. K.S.W. Sing, D.H. Everett, R.A.W. Haul, L. Moscou, R.A. Pierotti, J. Rouquerol, T. Siemieniowska. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special references to the determination of surface area and porosity // *Pure and Appl. Chem.* 1985. Vol. 57. No. 4. PP. 603-619.
116. M. Thommes, K. Kaneko, A.V. Neimark, J.P. Olivier, F. Rodriguez-Reinoso, J. Rouquerol and K.S.W. Sing. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report) // *Pure Appl. Chem.* 2015. PP. 1-19.
117. Peters E.J., Afzal N. Characterization of heterogeneities in permeable media with computed tomography imaging // *J. Pet. Sci. Eng.*, 1992, v. 7, p. 283 – 296.
118. Polygonal faults-furrows system related to early stages of compaction – upper Miocene to recent sediments of the Lower Congo Basin / Gay A., Lopez M., Cochonat P., Sermondadaz G. // *Basin Research*. – 2004. – V. 16. – №1. – P. 101-116.
119. Saadat K., Rahimpour-Bonab H., Esfahani M.R., Vali J. Empirical correlation for porosity deduction from X-ray computed tomography (CT) / *Geopersia*, 1(2), 2011, p. 47 – 54.
120. Tesfalidet Ghirmay Kassa. Pore structure of opal-ct and quartz porcelanites, Monterey formation, California, M. Sc., 1984, St. Petersburg State Mining Institute, Russia, August 2016.
121. Wellington S.L., Vinegar H.J. X-ray computerized tomography // *J. Petrol. Tech.*, 1987, v. 39, p. 885 – 898.