

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



РОДИВИЛОВ ДАНИЛ БОРИСОВИЧ

**ОБОСНОВАНИЕ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ И
ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ СЕНОНСКОГО ГАЗОНОСНОГО
КОМПЛЕКСА СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(НА ПРИМЕРЕ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

Специальность 25.00.10 – геофизика, геофизические
методы поисков полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
кандидат геолого-минералогических наук,
Мамяшев Венер Галиуллинович

Тюмень – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

Оглавление	2
Введение	4
1. Краткая геологическая характеристика объекта исследований.....	13
1.1. Литолого-стратиграфический разрез	15
1.2. Тектоника.....	21
1.3. Нефтегазоносность	25
1.4. Краткая характеристика выполненного комплекса ГИС	29
2. Литолого-петрофизическая характеристика кремнисто-глинистых пород и выявление закономерностей пространственного распространения литотипов.....	35
2.1. Литолого-петрофизическая характеристика кремнисто-глинистых пород	35
2.1.1. Общая литологическая характеристика	35
2.1.2. Детализация литологической типизации пород	39
2.1.3. Петрофизическая характеристика литотипов	44
2.1.4. Особенности структуры пустотного пространства литотипов	51
2.2. Алгоритм детальной корреляция отложений нижеберёзовской подсвиты	62
2.2.1. Корреляционные построения по материалам ГИС	62
2.2.2. Корреляция литотипов и выделение пластов	70
3. Петрофизическое обеспечение интерпретации материалов ГИС для целей подсчёта запасов газа.....	76
3.1. Оценка эффективных газонасыщенных толщин	76
3.1.1. Статистический способ	76
3.1.2. Корреляционный способ	79
3.2. Определение коэффициента пористости	89
3.2.1. Определение пористости по данным метода ГГК-П	89
3.2.2. Определение пористости по данным метода АК	91
3.2.3. Определение пористости по данным метода ЯМК	93
3.3. Определение коэффициента газонасыщенности	96
4. Модель фазового состояния сенонской залежи.....	107
4.1. Термобарическая характеристика сенонской залежи	107
4.2. Признаки наличия газовых гидратов в интервале сенонской залежи	111
4.2.1. Петрофизические признаки наличия газовых гидратов	111
4.2.2. Геолого-технологические признаки наличия газовых гидратов.....	120
4.2.3. Газохимические признаки наличия газовых гидратов.....	123
4.3. Определение границ зональных интервалов с различным фазовым состоянием углеводородов	126

Заключение	133
Перечень сокращений и обозначений	134
Список литературы.....	138
Список рисунков.....	152
Список таблиц.....	155
Приложение А Схема детальной корреляции разрезов скважин сенонского проекта Медвежьего месторождения	156

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Современный период развития топливно-энергетического комплекса Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) характеризуется падением добычи газа уникальных сеноманских залежей, находящихся в разработке более 45 лет. По данным недропользователей, Медвежье, Комсомольское, Юбилейное и Вынгапуровское месторождения уже сегодня вступили в стадию падающей добычи или близки к полной выработке запасов сеноманского газа. На этих месторождениях создана газотранспортная инфраструктура, газодобывающие предприятия стали градообразующими (г. Надым, г. Новый Уренгой, пос. Пангоды и др.), поэтому продление срока эксплуатации уникальных месторождений природного газа на севере Западной Сибири – это важная социально-экономическая задача.

Для решения этой задачи ПАО «Газпром» совместно с дочерними обществами целенаправленно проводит геологоразведочные работы (ГРР) в пределах старейших месторождений ЯНАО. В результате над сеноманскими газовыми залежами доказано наличие еще одного промышленного газоносного комплекса – сенонского, трудноизвлекаемые запасы которого приурочены к кремнисто-глинистым коллекторам нижней подсвиты березовской свиты (НПБС) с проницаемостью менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В 2012 году стартовал проект поисково-оценочных работ, направленный на изучение сенонских отложений Медвежьего месторождения. Изначально проект не дал ожидаемых результатов при испытании вертикальных скважины 1С и 2С были получены непромышленные притоки газа. Однако, новая информация по строению сенонской залежи и составу пород, её слагающих, совместно с результатами сейсморазведочных работ, позволила создать методику оценки ресурсов газа залежей сенонского типа, результаты применения которой подтвердили, что Медвежье месторождение характеризуется наибольшими ресурсами сенонского газа среди лицензионных участков ПАО «Газпром» на территории ЯНАО. По оценкам, выполненным различными исследователями, сенонская залежь на этом месторождении может содержать от 0,87 до 3,31 трлн. м³ газа, что позволяет справедливо рассматривать этот газоносный комплекс как объект возвратной добычи.

В 2016 году при испытании скважины 4С с горизонтальным окончанием получен промышленный приток газа, после чего впервые в истории геологоразведочных работ на территории ЯНАО запасы природного газа сенонской залежи были поставлены на государственный баланс по категории В1. В период с 2016 по 2019 годы в рамках сенонского проекта пробурены и испытаны три новых скважины (3С, 5С и 6С), в них проведен широкий комплекс детальных исследований геолого-технологическими,

геофизическими и геохимическими методами, завершены в полном объеме специальные литолого-петрофизические исследования керн по скважинам 1С, 2С, 3С и 4С. В скважинах 3С, 4С, 5С и 6С отобран и исследован изолированный керн, включая прямые определения коэффициента естественной (остаточной) водонасыщенности пород.

Интегрированный анализ новой промысловой и лабораторной информации показал, что научные представления о сенонском резервуаре на момент подсчета запасов 2016 года сегодня требуют пересмотра, как в части обоснования литолого-петрофизической характеристики кремнисто-глинистых отложений, так и в определения фазового состояния углеводородов.

Степень разработанности проблемы. Изучение кремнисто-глинистых отложений надсенонского возраста как потенциального газоносного объекта на территории севера Западной Сибири началось в 1974 году с публикации специалистов ТюменНИИГипрогаза С.В. Стригоцкого и В.В. Масленникова, описавших газопроявления при бурении на Медвежьем месторождении. В 1992 году С.Е. Агалаков и О.В. Бакуев провели региональные исследования по ряду площадей и обосновали комплекс надсенонских отложений в качестве нового объекта промышленной газоносности на территории севера Западной Сибири. Вопросы регионального строения, стратиграфии, палеогеографии и перспектив газоносности надсенонских отложений также изучали Ю.В. Брэдучан, С.Г. Галеркина, Н.Х. Кулахметов, В.А. Захаров, М.И. Мишульский, А.Л. Наумов, А.А. Нежданов, О.М. Нелепченко, И.И. Нестеров, В.Н. Сакс, М.И. Таначева и Г.М. Татьянин.

Значительный научный вклад в изучение газоносных объектов сенонского возраста Западной Сибири внёс первый целевой проект поисково-оценочных работ на эти отложения, инициированный ПАО «Газпром». В качестве полигона для инновационных исследований выбран Медвежий лицензионный участок (недропользователь ООО «Газпром добыча Надым»). С 2016 года геологоразведочные работы на месторождении осуществляет ООО «Газпром геологоразведка» (в настоящее время ООО «Газпром недра»).

Анализ новой промысловой и лабораторной информации, полученной при изучении сенона Медвежьего месторождения, представлен в работах А.А. Дорошенко, С.А. Варягова, Я.О. Карымовой, А.А. Левченко, М.Ю. Миротворского, А.А. Нежданова, С.В. Нерсесова, В.В. Огибенина, В.В. Рыбальченко, А.Н. Рыбьякова, А.С. Пережогина, Ю.И. Пятницкого, Д.Я. Хабибуллина, В.В. Черепанова и др. Исследования вышеперечисленных авторов значительно продвинули решение проблемы добычи

трудноизвлекаемых запасов газа залежей сенонского типа, однако, по мере поступления новой информации становится очевидным, что далеко не все выводы сегодня актуальны.

Так, в работах А.А. Дорошенко и Я.О. Карымовой (2017-2018 гг.) впервые продемонстрирована литологическая характеристика сенонских отложений по керну скважин 1С, 2С, 3С и 4С. Результатом работ является выделение в разрезе НПБС Медвежьего месторождения трех различных по литологии пластов, представленных двумя типами глинистых опок с различной кристаллографией кремнезема. До 2016 года отложения НПБС рассматривались как единый объект, авторы показали, что такие представления некорректны, обосновав кардинальные различия структуры нанопустотного пространства описанных типов пород.

Позднее, в процессе петрофизического анализа новой лабораторной информации по керну скважин 5С и 6С установлено, что описанная А.А. Дорошенко и Я.О. Карымовой классификация кремнисто-глинистых пород требует детализации. В связи с этим сегодня актуальной задачей становится обоснование новой уточненной литолого-петрофизической типизации кремнисто-глинистых пород сенона, необходимой для уточнения геологической модели сенонской газовой залежи, а также для разработки корректного петрофизического обеспечения геологической интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС).

Уникальность литолого-минералогической характеристики и структуры пустотного пространства кремнисто-глинистых пород НПБС требуют разработки соответствующего петрофизического обеспечения оценки подсчетных параметров, которое отсутствовало на момент утверждения запасов углеводородов (УВ) в 2016 году. По причине низкой изученности керна при постановке запасов УВ на государственный баланс в качестве подсчетных параметров были приняты слабо обоснованные значения коэффициентов эффективной пористости и газонасыщенности, равные 0,05 и 1,0 д.ед. соответственно. Нерешенным остался вопрос обоснования типа коллекторов и способа их выделения. По этой причине, при утверждении запасов в 2016 году в качестве эффективной газонасыщенной толщины принималась общая толщина НПБС без расчленения разреза на интервалы коллекторов и неколлекторов.

Следующим актуальным вопросом является характеристика фазового состояния УВ сенонской залежи – важного фактора, определяющего стратегию будущего освоения трудноизвлекаемых запасов газа. Обоснованием температурной характеристики и изучением вопроса потенциальной гидратоносности надсеноманских отложений занимались С.Е. Агалаков, Е.С. Баркан, А.Д. Дучков, А.В. Ильин, А.Р. Курчиков, С.А. Леонов, В.А. Ненахов, Е.В. Перлова, В.П. Царев, Е.М. Чувиллин, В.С. Якушев.

Что касается наличия газовых гидратов в сенонской залежи Медвежьего месторождения, то среди ученых-геологов в настоящее время не существует единого мнения по этому вопросу. В диссертационных исследованиях А.В. Ильина (2012 г.) и А.С. Пережогина (2017 г.), приводятся прямо противоположенные оценки и заключения. Первый доказывает, что разрез сенонской залежи целиком находится в зоне гидратообразования, второй – что УВ представлены исключительно свободным газом. Комплексный анализ полученной в настоящее время геолого-промысловой и лабораторной информации способен урегулировать это научное разногласие. Более того, представляется возможность разработать модель фазового состояния сенонской залежи, позволяющая описать геологические причины формирования в пределах НПБС зональных интервалов с различным фазовым состоянием УВ.

Целью исследования является обоснование литолого-петрофизической характеристики и фазового состояния залежей сенонского газоносного комплекса на основе интегрированного анализа результатов изучения керна, материалов ГИС и геолого-промысловой информации.

Основные задачи исследования:

1. На основе материалов лабораторного изучения керна разработать детализированную литолого-петрофизическую типизацию кремнисто-глинистых пород НПБС Медвежьего месторождения.
2. Разработать алгоритм детальной корреляции разрезов скважин по данным ГИС с привлечением литолого-петрофизической информации, выявить закономерности пространственного распределения литотипов, а также, при необходимости, обосновать целесообразность корректировки границ пластов, выделенных ранее в интервале НПБС Медвежьего месторождения.
3. На основе литологической типизации пород и результатов лабораторного изучения изолированного керна разработать петрофизическое обеспечение интерпретации материалов ГИС, позволяющее оценивать эффективные газонасыщенные толщины и определять петрофизические параметры пород-коллекторов, необходимые для решения задач подсчёта запасов сенонского газа.
4. Обосновать модель фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения посредством интегрированного анализа лабораторной информации, данных ГИС, геолого-технологических исследований (ГТИ) и результатов газохимических исследований проб бурового раствора и керна.

Объектом диссертационного исследования является комплекс газонасыщенных кремнисто-глинистых пород нижней подсвиты берёзовской свиты сенонского надъяруса верхнего отдела меловой системы на территории севера Западной Сибири, **предметом** – его литолого-петрофизическая характеристика, и фазовое состояние УВ, обоснованные на примере наиболее изученной сенонской залежи Медвежьего газоконденсатного месторождения.

Научная новизна:

1. Уточнено геологическое строение НПБС Медвежьего месторождения посредством корреляции литотипов кремнисто-глинистых пород, детализация которых обоснована по результатам комплексного литолого-петрофизического изучения керна.

2. Впервые на основе результатов лабораторного изучения изолированного керна сенонских газоносных отложений севера Западной Сибири разработано петрофизическое обеспечение интерпретации материалов ГИС, учитывающее литолого-петрофизическую типизацию кремнисто-глинистых пород НПБС.

3. Разработана модель фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения, согласно которой формирование зонального интервала гидратообразования в верхней части НПБС обусловлено особенностями структуры пустотного пространства кремнисто-глинистых пород, содержащих ОКТ-фазу кремнезёма.

Теоретическая и практическая значимость:

1. Разработанная схема детальной корреляции отложений НПБС позволила уточнить геологическую модель сенонской газовой залежи Медвежьего месторождения, на основе которой оптимизировано проектирование геологоразведочных работ, направленных на бурение и испытание скважин.

2. Разработанное петрофизическое обеспечение интерпретации данных ГИС, учитывающее литологическую типизацию кремнисто-глинистых пород, послужило основой для создания методики подсчета запасов УВ в породах-коллекторах сенона в пределах Надым-Пур-Тазовского региона ЯНАО. Петрофизические модели для определения коэффициентов пористости и газонасыщенности прошли апробацию в ФБУ «ГКЗ» в июле 2019 г. и рекомендованы для подсчетов запасов свободного газа сенонской залежи Медвежьего месторождения.

3. Обоснованная геолого-геофизическая характеристика разрезов пилотных стволов скважин 5С и 6С Медвежьего месторождения применялась при проектировании и бурении боковых горизонтальных стволов этих скважин, а также была использована для разработки дизайна многостадийного гидроразрыва пластов, в результате которого из отложений НПБС получены промышленные притоки газа.

4. Установленные особенности фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения, а именно наличие в её верхней части зонального интервала гидратообразования, необходимо учитывать при проектировании геологоразведочных работ и освоении всего сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири. Кроме того, исследование ставит вопрос об извлечении УВ из газовых гидратов, которое станет возможным при создании искусственной гидродинамической связи между пластами.

Методология и методы исследования. Решение задач диссертационного исследования проводилось путем анализа и интерпретации данных ГИС, ГТИ с привлечением результатов испытаний в открытом стволе, литолого-петрофизических исследований кернового материала и результатов газохимических исследований керна и бурового раствора по шести скважинам сенонского проекта Медвежьего месторождения.

В процессе работы использовались следующие методы исследования: обобщение и анализ результатов проведенного ранее изучения сенонских отложений на территории севера Западной Сибири; обработка и интерпретация геолого-геофизической информации; построение литолого-компонентных моделей различных типов пород, детальная корреляция разрезов скважин; построение петрофизических моделей емкостных и физических свойств пород; построение петрофизических зависимостей типа «керна-ГИС».

Положения, выносимые на защиту:

1. Алгоритм детальной корреляции разрезов скважин по данным ГИС с привлечением результатов литолого-петрофизических исследований керна позволяет выявлять закономерности пространственного распределения литотипов, повышая достоверность геологических моделей сенонских залежей посредством обоснования границ пластов в интервале кремнисто-глинистых отложений НПБС.

2. Детализированная литологическая типизация кремнисто-глинистых пород НПБС позволяет дифференцировать результаты лабораторных исследований керна, повышая достоверность петрофизического обеспечения интерпретации материалов ГИС, разработанного для целей подсчёта запасов сенонского газа.

3. Модель фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения позволяет определять по данным ГИС границы зональных интервалов с различным фазовым состоянием углеводородов.

Личный вклад. Научные результаты диссертационного исследования получены в рамках разработки методики подсчета запасов газа в коллекторах сенона в Надым-Пур-Тазовском регионе (на примере Медвежьего месторождения). Данная работа выполнялась в период с 2016 по 2019 годы силами специализированной группы инженерно-технического

центра ООО «Газпром геологоразведка». Будучи в составе данной группы, автор диссертационного исследования отвечал за анализ и интерпретацию данных ГИС и ГТИ.

Лично автором выполнен сбор, систематизация и анализ геолого-геофизической информации по скважинам сенонского проекта Медвежьего месторождения. В рамках разработки петрофизического обеспечения интерпретации ГИС обоснована необходимость детализации существующей литологической классификации кремнисто-глинистых пород, в связи с чем была разработана новая типизация пород. С учетом литолого-петрофизической информации проведена детальная корреляция разрезов скважин, что позволило уточнить границы ранее описанных пластов НБ₀, НБ₁ и НБ₂, а также выявить необходимость сокращения толщины пласта НБ₂ за счет выделения в его подошве заглинизированных разностей пород, отнесенных к пласту НБ₃.

Разработано петрофизическое обеспечение интерпретации материалов ГИС для оценки эффективных газонасыщенных толщин и определения подсчетных параметров (коэффициенты пористости и газонасыщенности) пород-коллекторов сенона Медвежьего месторождения.

Проведён критический анализ предшествующих исследований на тему возможности образования газовых гидратов в породах-коллекторах надсеноманского комплекса, лично автором предположено и доказано существование зонального интервала гидратообразования в верхней части сенонской газовой залежи Медвежьего месторождения.

Степень достоверности и апробация результатов. Результаты диссертационного исследования основаны на результатах обработки и интерпретации данных геофизических и геолого-технологических методов исследований шести поисково-разведочных скважин Медвежьего месторождения, данных результатов опробования и испытания скважин, а также литолого-петрофизических исследований кернового материала. В работе использованы результаты уникальных исследований изолированного крена четырех скважин, впервые отобранного из интервала сенонской залежи на территории Западной Сибири.

По теме диссертационного исследования опубликовано 14 работ, в том числе 6 статей в рецензируемых ВАК изданиях. Основные положения и результаты выполненных исследований обсуждались на внутренних научно-технических совещаниях ООО «Газпром геологоразведка», 23-ем и 24-ом координационных геологических совещаниях ПАО «Газпром», (г. Анапа, 2018 и 2019 гг.); рабочих совещаниях в рамках научно-технического сотрудничества между ПАО «Газпром» и

БАСФ / «Винтерсхалл Холдинг ГмбХ», (г. Кассель, Германия, 2018 и г. Мюнхен, Германия, 2019).

Также, результаты исследований были представлены на научно-практических конференциях, в их числе: VII Тюменский международный инновационный нефтегазовый форум «НЕФТЬГАЗТЭК», (г. Тюмень, 2016); I научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Геологоразведка. Проблемы и пути их решения», (диплом первой степени, г. Тюмень, ООО «Газпром геологоразведка», 2017); IV Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017), (г. Москва, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2017); международный научно-практический семинар «Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче», (г. Тюмень, ФГБОУ ВО «ТИУ», 2017); международная геолого-геофизическая конференция «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии», (г. Москва, 2018); семинар «Геологическое строение и подходы к разработке изменчивых терригенных коллекторов», (г. Тюмень, EAGE, 2018); международная научно-практическая конференция «Современные технологии нефтегазовой геофизики», (г. Тюмень, ФГБОУ ВО «ТИУ», 2018); всероссийская ежегодная научно-практическая конференция «Трудноизвлекаемые запасы природных углеводородов: опыт и перспективы разработки», (г. Санкт-Петербург, АООН «НАЭН», 2018); XX научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности», (диплом первой степени, г. Тюмень, ООО «Газпром проектирование», 2018); 73-я международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2019», (г. Москва, «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», 2019); Международная научно-практическая конференция «Современные технологии нефтегазовой отрасли», (г. Тюмень, ФГБОУ ВО «ТИУ», 2019); II научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Новые идеи в геологии нефти и газа», (диплом третьей степени, г. Тюмень, ООО «Газпром геологоразведка», 2019); XIII всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика), (диплом лауреата, г. Москва, «РГУ нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», 2019).

Результаты диссертационного исследования послужили основой работы «Методические подходы к комплексной интерпретации материалов ГИС и определению подсчётных параметров нетрадиционных коллекторов нижнеберёзовской подсвиты севера Западной Сибири», удостоившейся первой премии международного конкурса научных,

научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отрасли, приводимого в 2019 году при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации.

Разработанное петрофизическое обеспечение геологической интерпретации данных ГИС включено в методику подсчета запасов газа в коллекторах сенона в Надым-Пур-Тазовском регионе (на примере Медвежьего месторождения). В июле 2019 г. методика прошла апробацию в федеральном бюджетном учреждении «Государственной комиссии по запасам полезных ископаем» (ФБУ «ГКЗ»), согласно протолку №8 от 02.09.2019 г. она рекомендована для подсчетов запасов свободного газа сенонской залежи Медвежьего месторождения. Также методика принята за основу при создании в ближайшем будущем обобщенных методических рекомендаций силами рабочей группы под руководством экспертов ФБУ «ГКЗ».

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения. Работа изложена 156 страницах машинописного текста, содержит 10 таблиц, 52 рисунка и одно приложение. Список использованной литературы включает 133 наименования работ ответственных и зарубежных авторов.

Диссертационная работа выполнена под руководством кандидата геолого-минералогических наук, доцента кафедры «Прикладная геофизика» (ФГБОУ ВО «ТИУ») Мамяшева Венера Галиуллиновича, которому автор искренне признателен за формирование мировоззрения инженера-исследователя, научные консультации, практическую помощь, обсуждение результатов и постоянное внимание к представленной работе.

Автор благодарит коллег из ООО «Газпром геологоразведка» (в настоящее время ООО Газпром недра): докторов геолого-минералогических наук А.А. Дорошенко и А.А. Нежданова, кандидатов геолого-минералогических наук А.С. Пережогина и Г.Р. Хуснуллину, начальника Инженерно-технического центра кандидата геолого-минералогических наук В.В. Огибенина, его заместителя по геофизическим исследованиям в скважинах и петрофизике П.Н. Кокарева, а также администрацию ООО «Газпром геологоразведка» за поддержку и помощь в проведении исследований.

1. КРАТКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

Медвежье месторождение расположено в приполярной части Тюменской области, на территории Надымского района (районный центр г. Надым) ЯНАО (окружной центр г. Салехард). Ближайшие населенные пункты – п. Пангоды, г. Новый Уренгой и г. Надым. Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.1. Район месторождения расположен между реками Ныда и Правая Хетта, в пределах одноименного мегавала, простирающегося с северо-запада от побережья Обской губы на юго-восток.

Район работ характеризует гидрографическая сеть несудоходных рек и их притоков. На западе расположена р. Хэяха с притоком Правая Хэяха, на востоке – Средние Поды, кроме того, на участке работ берет свое начало р. Нгэваяха и р. Нижние Поды. Участок заболочен. В пределах болотных пространств широко развиты озерные урочища и отдельные озера. На всей территории болот широко развиты бугры пучения.

Орографическая ситуация района работ характерна для полого-холмистых равнин с перепадом абсолютных отметок от 22 до 74 м, наименьшие отметки характерны для долин рек.

Лесная растительность представлена, в основном, лиственницей, сосной и березой. Развита она в поймах рек в виде отдельных островков. Высота деревьев от 6 до 15 м. Можно отметить наибольшую степень густоты лесного покрова западной части участка работ. Заказники на территории участка отсутствуют.

Основной отраслью промышленного хозяйства является газодобыча. Традиционные отрасли: охотничий промысел, рыболовство, оленеводство.

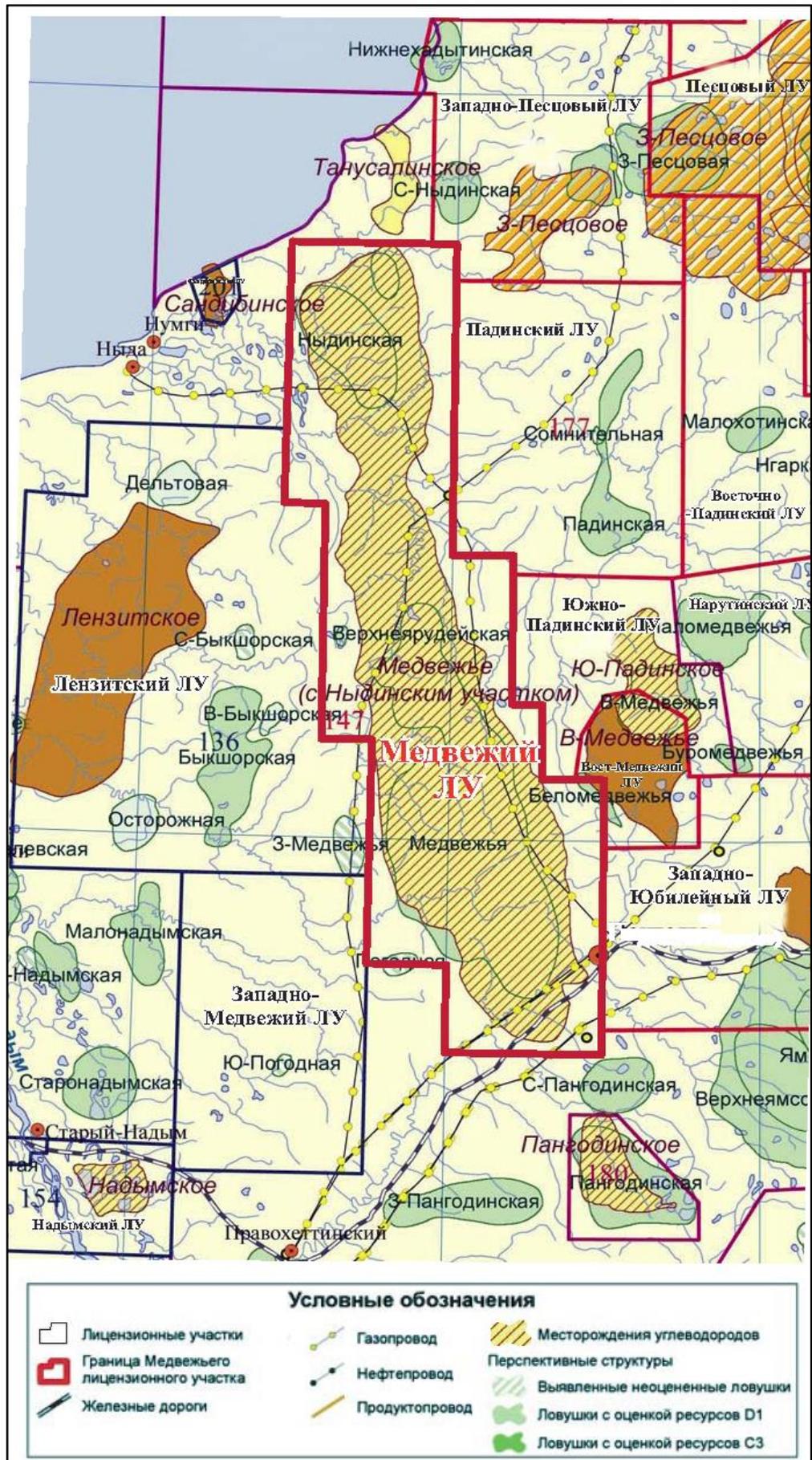


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района работ (по данным ООО «ЦНИПГИС», 2016 год)

1.1. Литолого-стратиграфический разрез

Объектом исследования диссертационной работы являются породы-коллекторы нижнеберезовской подсвиты березовской свиты сенонского надъяруса верхнего отдела меловой системы в пределах Медвежьего лицензионного участка, расположенного на территории Надымского района ЯНАО. Отложения НПБС на территории Надым-Пур-Тазовского региона представлены кремнисто-глинистыми породами (силицитами, опоками) [124, 125, 126, 127].

Впервые сенон был выделен французским естествоиспытателем А. д'Орбиньи в 1842 г. в ранге яруса, аналогично сеноманскому и туронскому [16, 51, 92]. Сенонский надъярус (Сенон, от Senones – лат. название г. Сане на р. Йонне во Франции) является подразделением верхнего отдела меловой системы. Позднее 1857 г. Анри Кокан, изучая геологические разрезы на территории Аквитании во Франции, выделил в стратиграфическом интервале сенона четыре самостоятельных яруса: коньякский (по названию г. Коньяк в западной части департамента Шаранта), сантонский (по названию д. Сантес), кампанский (по названию провинции Шампань) и дордонский (по названию департамента Дордонь).

Все ярусы, помимо дордонского, были включены в стратиграфические схемы, так как он фактически соответствовал ранее выделенному А. Дюмоном в 1849 г. маастрихтскому ярусу (по названию г. Маастрихт в южной части Голландской провинции Лимбург), и поэтому по праву приоритета был заменен последним [97]. В итоге отложения сенона были детализированы на коньякский, сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы, а термин «сенонский ярус» заменен на надъярус.

Геологический разрез рассматриваемой территории состоит из фундамента, представленного породами палеозойского комплекса, и осадочного чехла отложений мезозойско-кайнозойского возраста.

Доюрское основание в Надымском районе впервые было вскрыто в скважине 7 Надымского месторождения. В ней доюрские породы представлены сланцами, глинистого и глинисто-кремнистого состава, слабоизвестковыми, брекчированными песчаниками и алевролитами туфогенными с включением прослоев углей, трещиноватыми кремнистыми. В районе работ породы доюрского комплекса вскрыты бурением в скважине 1001, пробуренной в центре купола на Средне-Медвежьем поднятии Медвежьего вала.

Кровля фундамента фиксируется на глубине 4461 м. К кровле фундамента приурочен сейсмический отражающий горизонт А. Вскрытая мощность палеозоя 160 м.

В целом для пород фундамента характерны: дислоцированность, метаморфизованность и тектоническая расслоенность пород. В кровельной части фундамента в скважинах 7 и 1001 по каротажу установлено развитие коры выветривания.

Мезозойская платформа в районе работ сложена полифациальным комплексом терригенных пород пермо-триасового, юрского и мелового возраста, а также палеогеновой и четвертичной системами.

Рассмотрим стратиграфическое расчленение отложений НПБС верхнего мела, которое подробно охарактеризовано в Решении шестого Межведомственного стратиграфического совещания [74], а также в диссертационной работе А.С. Пережогина [69].

Согласно региональной стратиграфической схеме (РСС) районирования верхнемеловых отложений (без сеномана), принятой решением шестого Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири [69, 74] Надым-Пур-Тазовский регион приурочен к Ямальско-Уренгойскому структурно-фациальному подрайону Ямальско-Тюменского района (рисунок 1.2). В интервале турон-сенонских отложений выделяются следующие свиты: кузнецовская, березовская, ганькинская, танамская и часельская (рисунок 1.3). Однако танамская и часельская свиты выделены только в Тазовском районе и имеют площадь распространения около 25 000 км², в то время, как три остальные – более 1,5 млн. км².

Кузнецовская свита ($K_2\ kz$) впервые выделена Н.Н. Ростовцевым в 1955 г. при изучении материалов опорной скважины, пробуренной вблизи пос. Кузнецово Свердловской области [87]. Свита представлена глинами серыми и зеленовато-серыми, с зернами глауконита, местами с прослоями глауконитовых алевролитов и песков. На севере в её нижней части присутствуют прослои слабобитуминозных разностей, а в нижней залегают пески алевроиты, слабосортированные, с фосфатными стяжениями. По всему разрезу встречаются пиритизированные водоросли и чешуя рыб. Кроме того, присутствуют остатки раковин моллюсков *Vaculites romanovskii*, *Inoceramus* cf. *Labiatus*, комплексы фораминифер с *Pseudoclavulina hastate hastata*, *Gaudryinopsis filiformis angusta*, комплексы диноцист. В соответствии с органическими остатками возраст свиты датирован как туронский. Мощность свиты составляет 40 – 110 м.

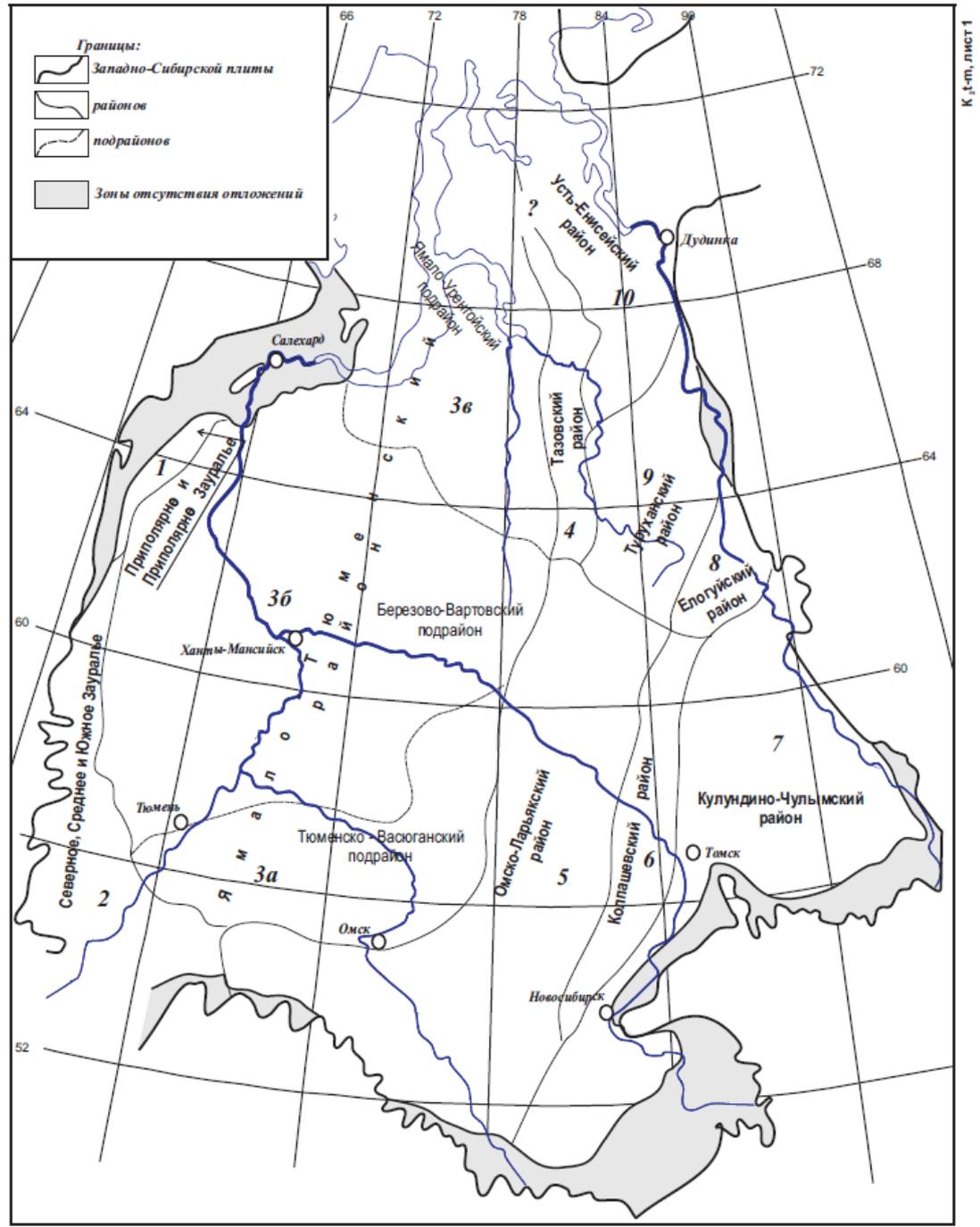


Рисунок 1.2 – Схема районирования по типам разрезов верхнемеловых отложений (без сеномана) Западной Сибири (по данным РСС – 2004)

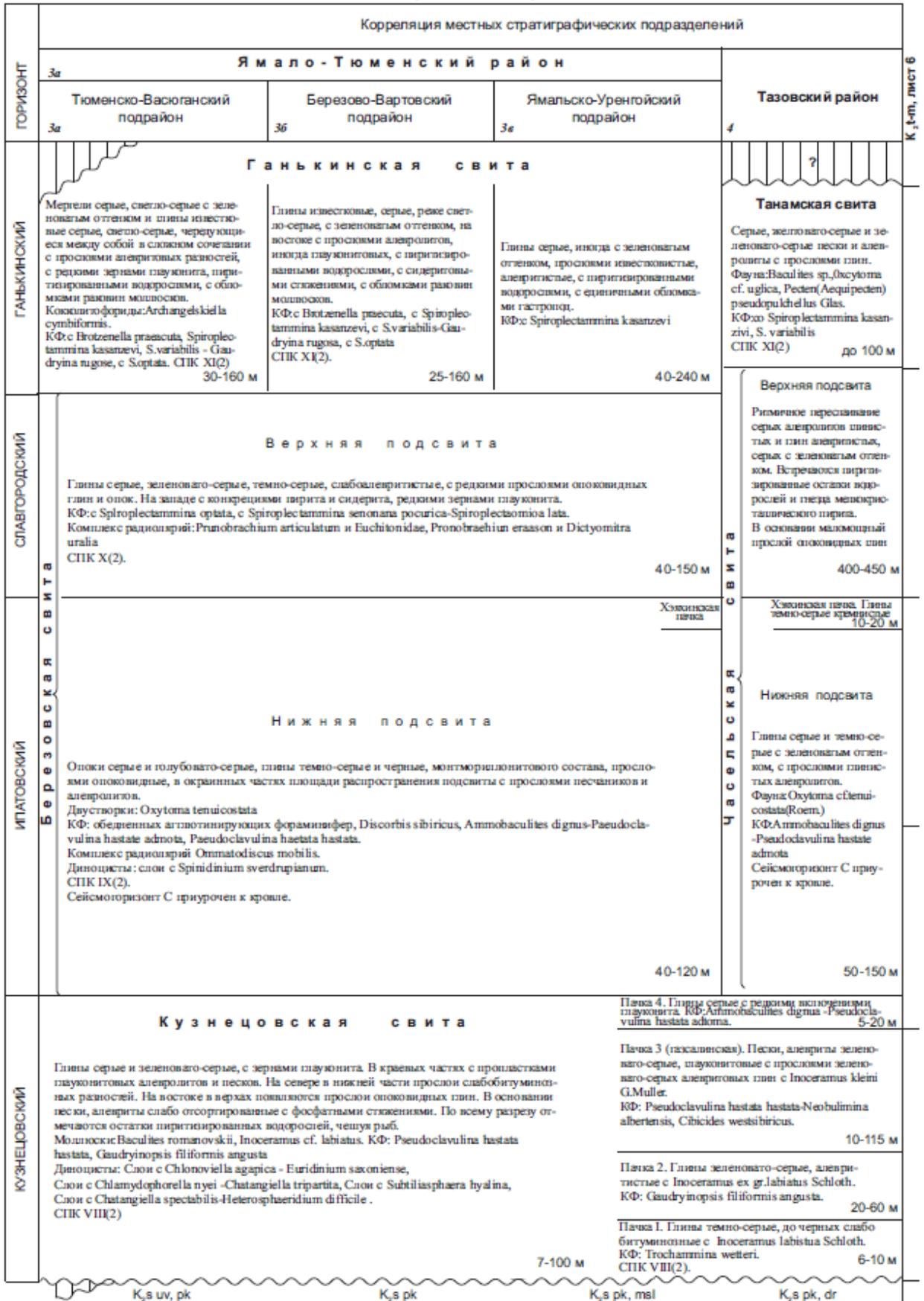


Рисунок 1.3 – Региональная стратиграфическая схема верхнемеловых отложений Западной Сибири (без сеномана) (по данным РСС – 2004)

В восточной части области распространения кузнецовской свиты (Газовский район и северо-восточная часть Ямало-Тазовского района) ее верхняя часть опесчанивается и выделяется в объеме газсалинской пачки (стратотип был принят по скважине 3 Тазовской площади). Пачка представлена мелкозернистыми песчаниками (песками) и алевролитами, однородными, хорошо отсортированными, прослоями с зернами глауконита, чаще с прослоями темно-серых и зеленовато-серых морских глин. Также присутствуют крупные обломки раковин иноцерам (*Inoceramus kleini* G.Muller), комплекс фораминифер с *Pseudoclavulina hastata hastata*-*Neobulimina albertensis*, *Cibicides westsibiricus* туронского возраста.

В Региональной стратиграфической схеме верхнемеловых отложений Западной Сибири 2004 г. мощность пачки изменяется 10-115 м. Возраст пачки датируется как туронский. Газсалинская пачка (рисунок 1.3) перекрыта маломощной (5 – 20 м) глинистой пачкой, сложенной серыми глинами с включениями глауконита и комплексом фораминифер с *Ammobaculites dignua* – *Pseudoclavulina hastata adtoma*. В соответствии со схемой возраст пачки отнесен к самым низам коньяка.

В 1955 г. Н.Н. Ростовцевым была выделена и *Березовская свита* (K_2 br) по опорной скважине в пос. Березово (Тюменская область), более распространенная в западной и северо-западной частях Западной Сибири. Березовская свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты, согласно залегает на кузнецовской и мугайской свитах, перекрывается ганькинской свитой. В верхней части свита сложена серыми, зеленовато-серыми глинами с редкими прослоями опоковидных глин, в нижней – опоковидными глинами и опоками. В центральной и южной частях Западной Сибири стратиграфическим аналогом являются славгородская и ипатовская свиты.

Нижняя подсвита березовской свиты, характеризующаяся повышенным содержанием кремнистого материала, представлена темно-серыми с зеленовато-голубоватым оттенком опоками и опоковидными глинами с редкими прослоями глинистых алевролитов и мелкозернистых песчаников. В комплексе встречается много микрофитопланктона. На северо-востоке территории в кровле подсвиты обособляется регионально прослеживающийся пласт темно-серых, почти черных, плотных, крепких кремнистых пород-органогенных силицитов мощностью до 25 м. Этот пласт выделяется в качестве литологического и электрокаротажного репера под названием «кремнистый аргиллит». Одновременно он известен как сейсмоотражающий горизонт C_3 . В скважине 20 Заполярной площади пласт представлен черными плотными породами, содержание кремнезема в которых достигает 90 %, т.е. это типичный осадочный кремний, или кремнистое стяжение. Возраст нижней подсвиты березовской свиты показан в

Региональной стратиграфической схеме верхнемеловых отложений Западной Сибири 2004 года коньяк – сантонским, хэяхинская пачка, залегающая в кровле подсвиты, отнесена к самым верхам сантона. Толщина подсвиты изменяется от 40 до 120 м.

Верхняя подсвита березовской свиты (ВПБС) представлена преимущественно глинами темно-серыми, с зеленоватым оттенком, слабоалевритистыми и алевритистыми, с редкими прослоями опоковидных глин и опок. Содержит конкреции пирита, сидерита, зерна глауконита, комплексы фораминифер с *Spiroplectamina optata*, *Spiroplectamina senonana roscurica* – *Spiroplectamina lata*, комплекс радиолярий с *Prunobrachium articulatum* и *Euchitonidae*, *Pronobraehium eraason* и *Dictyomitra uralia*. Толщина подсвиты 40 – 150 м. Возраст подсвиты датирован кампаном. На рассматриваемой нами территории опок и опоковидных глин в разрезе ВПБС не отмечено, они локализованы в НПБС.

Березовскую свиту перекрывает *Ганькинская свита (K₂-P₁ gn)*. Свита представлена глинами серыми, с зеленоватым оттенком, известковистыми и известковыми, с прослоями мергелей аналогичной окраски, а также тонкими прослоями глинистых алевролитов, с редкими включениями глауконита, пиритизированными водорослями, обломками раковин моллюсков. Возраст свиты (самые верхи кампана – маастрихт) датирован по комплексам фораминифер с *Brotzenella praecuta*, *Spiroplectamina kasanzevi*, *S. variabilis*-*Gaudryina rugosa*, *S. optata*. В соответствии с Региональной стратиграфической схемой верхнемеловых отложений Западной Сибири 2004 года мощность ганькинской свиты изменяется 25 -240 м. Присутствие хемо-биогенного кремнезема в отложениях свиты не отмечается, но в западном направлении (Полярное и Приполярное Зауралье) свита замещается диатомитами глинистыми и диатомовыми глинами, которые отнесены к верхней части разреза леплинской свиты. В связи с этим обогащение отдельных прослоев ганькинской свиты в западной части рассматриваемой территории (например, Надымский район) кремнеземом вполне вероятно, что объясняет газоносность ганькинской свиты на Ямсовейском месторождении.

В Тазовском районе показаны (Региональная стратиграфическая схема верхнемеловых отложений Западной Сибири (без сеномана), 2004) часельская и танамская свиты, выделенные ранее Н.Х. Кулахметовым и М.И. Мишульским [47]. Первая является полным аналогом березовской свиты и делится на две подсвиты. По литологическому составу нижняя идентична НПБС, а верхняя подсвита представленная (как ВПБС) сложена переслаиванием глин и алевролитов. В соответствии с Региональной схемой 2004 года мощность составляет 400-450 м в отличие от 40-150 м мощности верхней подсвиты березовской свиты. Считается, что выделение «локальной» часельской свиты не имеет смысла, о чем не раз упоминалось в работах Ю.В. Филипповича и Л.В. Лапиной [94].

Кроме того, в районе восточного склона Урала и Зауралья выделяют мугайскую, камышловскую, зайковскую и высокогорскую свиты, поскольку опесчанивание надсеноманских отложений верхнего мела происходит в основном в Западном направлении, что свидетельствует о наличии западного источника поступления обломочного материала.

Также следует отметить, что все свиты и их части в отложениях верхнего мела объединены в более крупные латеральные стратоны – горизонты: кузнецовский, ипатовский, славгородский и ганькинский (см. рисунок 1.3). Возрастной диапазон отложений, а точнее биостратиграфия верхнего мела Западной Сибири была изучена по парастратиграфическим группам ископаемых. В основном по фораминиферам, видовой состав комплексов которых в значительной степени подвержен фациальному контролю. Но несмотря на разнообразные и богатые по видовому составу комплексы микрофауны, между исследователями до сих пор нет единого мнения о возрастном диапазоне позднемеловых литостратонов [69].

1.2. Тектоника

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты выделяются три структурно тектонических этажа. Нижний этаж сформирован в палеозойское время, сложен сильно дислоцированными и метаморфизованными породами эффузивно-интрузивного генезиса, слагающими складчатый фундамент плиты. Промежуточный этаж относится к этапу парагеосинклинального формирования плиты в пермо-триасовое время. Третий верхний этаж относится к субгоризонтально залегающим осадочным отложениям мезозойского и кайнозойского возраста.

Согласно с тектонической картой мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы на рисунке 1.4 под редакцией И.И. Нестерова и др., Медвежий лицензионный участок расположен в пределах Ямало-Тазовской мегасинеклизы и в западной части Надым-Тазовской синеклизы, приурочен к структуре I порядка – Медвежьему мегавалу [41]. Как видно из рисунка 1.4 Медвежий мегавал с запада ограничен Восточно-Быкшорской мезоседловиной (структура II порядка), в пределах которой на севере выделен Западно-Медвежий малый прогиб, на юге - Тунгусьяхинский прогиб. На востоке Медвежий мегавал смыкается с Песцовым валом, на севере вал граничит с Парусным мегапрогибом, а на юге с Нерутинской впадиной.

В широтном сечении разрез Медвежьего мегавала является несимметричным - его западное крыло более пологое, а восточное - крутое, залегающее гипсометрически ниже западного крыла. Это обусловлено спецификой процессов формирования Медвежьего вала

- приуроченностью его восточного крыла к расположенной восточнее рифтогенной Нерутинской впадине. Мегавал имеет длину около 100 км и ширину до 35 км на юге.

Значение коэффициента унаследованности (отношение амплитуды структуры по горизонту Г - кровля сеномана, к амплитуде по горизонту Б - кровля юры) Медвежьего вала составляет 0,44.

Проявление дизъюнктивной тектоники имело длительную и сложную историю развития. В пределах исследуемой территории тектонические разломы установлены по данным грави-магниторазведки и сейсморазведочных работ (МОВ ОГТ). Выявлено несколько систем разрывных нарушений, наиболее активная из них расположена в приосевой части вала, пересекая ее в субмеридиональном направлении (см. рисунок 1.4.).

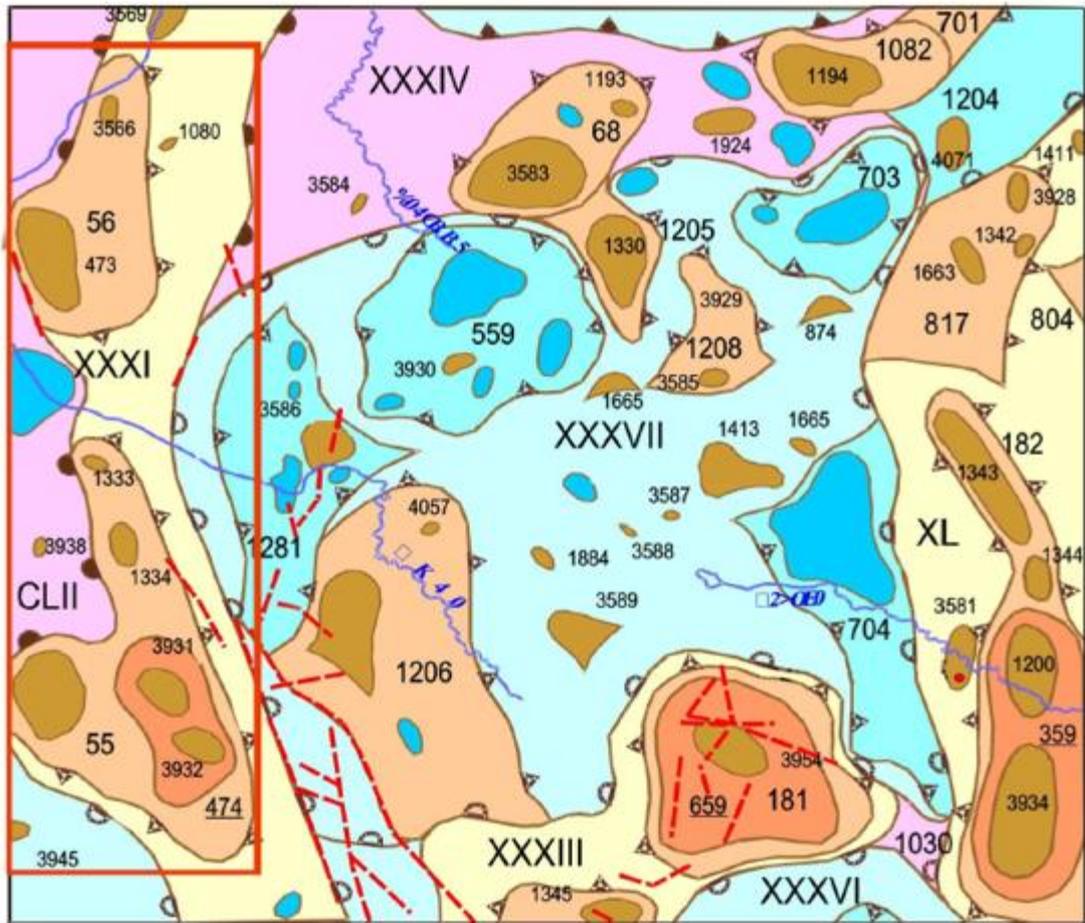


Рисунок 1.4 – Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской синеклизы (по данным ЗапСибНИГНИ, 1990 год)

Список структур, обозначенных на рисунке 1.4
Региональные структуры

В₁ - Надым-Тазовская синеклиза

Крупные структуры I-II порядка

XXXI	Медвежий крупный вал
XXXIII	Ямсовейско-Юбилейный крупный вал
XXXIV	Песцовая мезоседловина
XXXVI	Тотыдзоттинская малая впадина
XXXVII	Нерутинская впадина
XL	Уренгойский мегавал
CLII	Восточно-Быкшорская мезоседловина

Средние и малые структуры II порядка

54	Тунгусьяхинский прогиб	804	Самбургский структурный мыс
55	Медвежье КП.	810	Западно-Медвежий малый прогиб
56	Ныдинское КП.	817	Табьяхинский структурный нос
68	Песцовое КП.	1030	Восточно-Юбилейная седловина
181	Юбилейное КП.	1082	Еньяхинское КП
182	Центрально-Уренгойский малый вал	1205	Южно-Песцовый структурный мыс
344	Баклянский малый вал.	1206	Восточно-Медвежий структурный мыс
559	Средненыдинская малая котловина.	1208	Таркинский структурный мыс
703	Южно-Песцовая малая котловина	1281	Ненецкий малый прогиб
704	Западно-Уренгойский малый прогиб		

Крупные структуры III порядка

<u>359</u>	Уренгойская крупная брахиантиклиналь	<u>659</u>	Юбилейный крупный купол
<u>474</u>	Медвежий крупный купол		

Средние и мелкие структуры III порядка и IV порядка

874	Арка-Табьяхинский локальный структурный мыс	3581	Хараседзяхинское
1080	Северо-Ныдинское	3588	Северо-Юбилейное
1193	Песцовое	3583	Западно-Песцовое
1194	Ен-Яхинская	3584	Неррутинское
1200	Центральное-Уренгойское-I	3585	Южно-Апакапурское
1330	Южно-Песцовое	3586	Падинское
1334	Средне-Медвежье	3587	Седловинный ПУ
1342	Табьяхинское	3589	Без названия
1343	Северо-Уренгойское	3954	Чуанель-Турская
1344	Есетяхинское	3929	Холхотинский локальный структурный нос
1345	Южно-Юбилейное	3930	Малохотинское
1411	Хадуттейское	3931	Медвежье I
1413	Табьяха-Таркинская	3932	Медвежье II
1663	Западно-Табьяхинское	3938	Етыпурское
1665	Сиреневое	3945	Аномальное
1924	Весеннегородская	4057	Без названия
3566	Тянусалинское	4071	Западно-Соколиное-II
3569	Нижнехадытинское		

1.3. Нефтегазоносность

Медвежий лицензионный участок, согласно схеме районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, расположен в Надымском нефтегазаносном районе (НГР) Надым-Пурской нефтегазоносной области (НГО), граничащим на северо-западе и севере с Мессовским НГР Гыданской НГО, на востоке с Уренгойским и Губкинским, на западе с Ярудейским Надым-Пурской НГО и на северо-западе с Южно-Ямальским НГР Ямальской НГО.

Надым-Пурская НГО, площадью свыше 150 тыс. км², занимает междуречье рек Пур, Таз и большую часть тазовского п-ова. Нефтегазоносность установлена в пяти комплексах (палеозойский, нижне-среднеюрский, неокомский, апт-сеноманский и турон-сенонский НГК), залежи углеводородов приурочены к широкому стратиграфическому диапазону от палеозойских до верхнемеловых отложений включительно, открыто более 100 нефтегазовых месторождений, в том числе крупнейших по запасам газа – Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Ямсовейское, Губкинское и другие [41].

Турон-сенонский нефтегазоносный комплекс представлен опоками, глинами с прослоями песчаников и алевролитов НПБС коньяк-сантонского возраста. Сверху комплекс перекрывается глинистыми отложениями ВПБС мощностью до 150 м.

Медвежье месторождение характеризуется уникальным строением с коллекторов НПБС и перспективой их дальнейшей промышленной эксплуатации. О возможной газоносности этих отложений в пределах Медвежьего месторождения свидетельствуют газопроявления в процессе бурения в интервале отложений НПБС, например, при проходке скважины 50. После данного инцидента для предупреждения аварийных ситуаций, связанных с активными газопроявлениями, плотность раствора была увеличена до 1,26 г/см³.

Признаки газоносности сенонских отложений на Медвежьем месторождении были установлены и при испытании эксплуатационных скважин 153, 800 и разведочной скважины 61, где были получены слабые притоки газа. В скважине 153 после перфорации интервала глубин от 1024 до 1031 м и спуска насосно-компрессорной трубы на глубину 1045 м произошел выброс газа. Скважина была пущена на факел через 6 мм штуцер, длина факела составила 3 м. Давление в скважине стравливалось до 0 МПа за 60 мин, были отобраны пробы газа, а скважина задавлена в аварийном порядке. Дебит скважины не замерялся, однако скважина 153 подтвердила газоносность березовской свиты.

В 2012 г. в центральной части Медвежьего поднятия была пробурена скважина 1С (глубина 1080 м), по результатам испытаний которой открыта газовая залежь пласта С

сенонских отложений НПБС. В 2013 г. севернее скважины 1С пробурена скважина 2С (глубина 1060 м), по испытаниям в которой подтверждена промышленная газоносность сенонских отложений. Существенных осложнений при бурении скважин 1С и 2С не выявлено, в результате испытаний этих скважин получены притоки газа дебитами 16,2 тыс. м³/сут. и 13,1 тыс. м³/сут. соответственно [128].

Далее в период с 2015 год по настоящее время пробурено еще четыре скважины (4С, 3С, 5С и 6С). Для всех этих скважин характерно бурение пилотных вертикальных стволов с последующем применением технологий проводки наклонно направленных хвостовиков. Такая конструкция позволяет проводить многостадийный гидроразрыв в горизонтальных стволах скважин.

В результате применения «сланцевых технологий» в 2016 году в скважине 4С после проведения пяти-стадийного гидроразрыва пласта (ГРП) был получен промышленный приток газа с начальным дебитом до 174 тыс. м³/сут. Устоявшийся дебит газа после трёх месяцев работы составил 66,8 тыс. м³/сут. В этом же году был защищен оперативный подсчет запасов газовой залежи НПБС Медвежьего месторождения по результатам бурения и испытания поисковых скважин 1С, 2С и 4С [128].

В 2017 году в скважине 3С также получен промышленной приток газа, который в очередной раз подтвердил перспективу газоносности отложений сенона. Скважины 5С и 6С к моменту написания данной работы находятся на предварительном этапе испытания.

Так же в течение 2015-2016 гг. были расконсервированы и испытаны в колонне пять скважин старого фонда, пробуренных на сеноманские отложения. После интенсификации методом ГРП из отложений сенона получены притоки газа дебитами от 3,25 до 37,2 тыс. м³/сут. [128].

Также наличие газовой залежи сенона повреждается, по данным газового каротажа, во всех глубоких поисковых скважинах (50, 51, 52, 61), где интервал НПБС характеризуется повышенными газопоказаниями, что в совокупности свидетельствует о перспективах газоносности турон-сенонского комплекса Западной Сибири.

Анализ сейсморазведочных данных методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки (МОВ ОГТ), приведенный в работах А.А. Нежданова и А.С. Пережогина [63, 69, 70], свидетельствует о том, что в интервале сенонских отложений фиксируется интенсивная динамическая аномалия типа «залежь», предположительно обусловленная газонасыщением этих пород (рисунок 1.5), которая также ярко выражена на субширотных разрезах 2D, пересекающих ось Медвежьего мегавала с запада на восток.

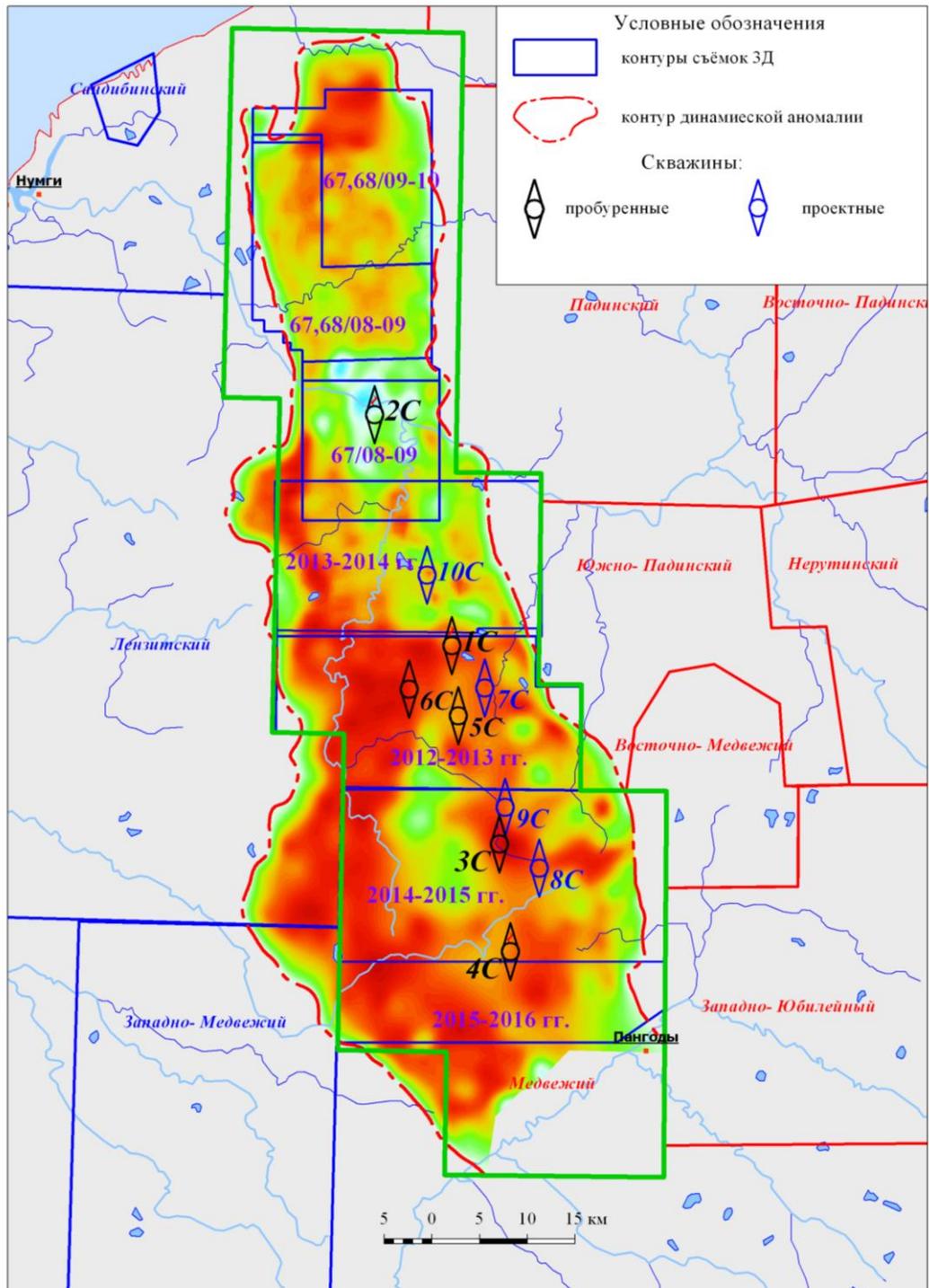


Рисунок 1.5 – Контур динамической аномалии типа «залежь» интервале сенонских отложений на Медвежьем месторождении (по данным А.С. Пережогина, 2017 год)

Динамическая аномалия типа «залежь» в интервале сенонских отложений Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) ассоциируется с наиболее приподнятой частью Медвежьего мегавала. По мнению авторов работ [63, 69, 70], исходя из особенностей формирования динамических аномалий, следует, что рассматриваемая аномалия обусловлена резким понижением акустических жесткостей пород НПБС (рисунок 1.6), вызванным их газонасыщенностью. Площадь динамической аномалии значительно превышает площадь первоначальной сеноманской газовой залежи Медвежьего месторождения (в 1,44 раза и составляет 3148 км² против 2180 км²), что дает представление о размерах перспективного объекта.

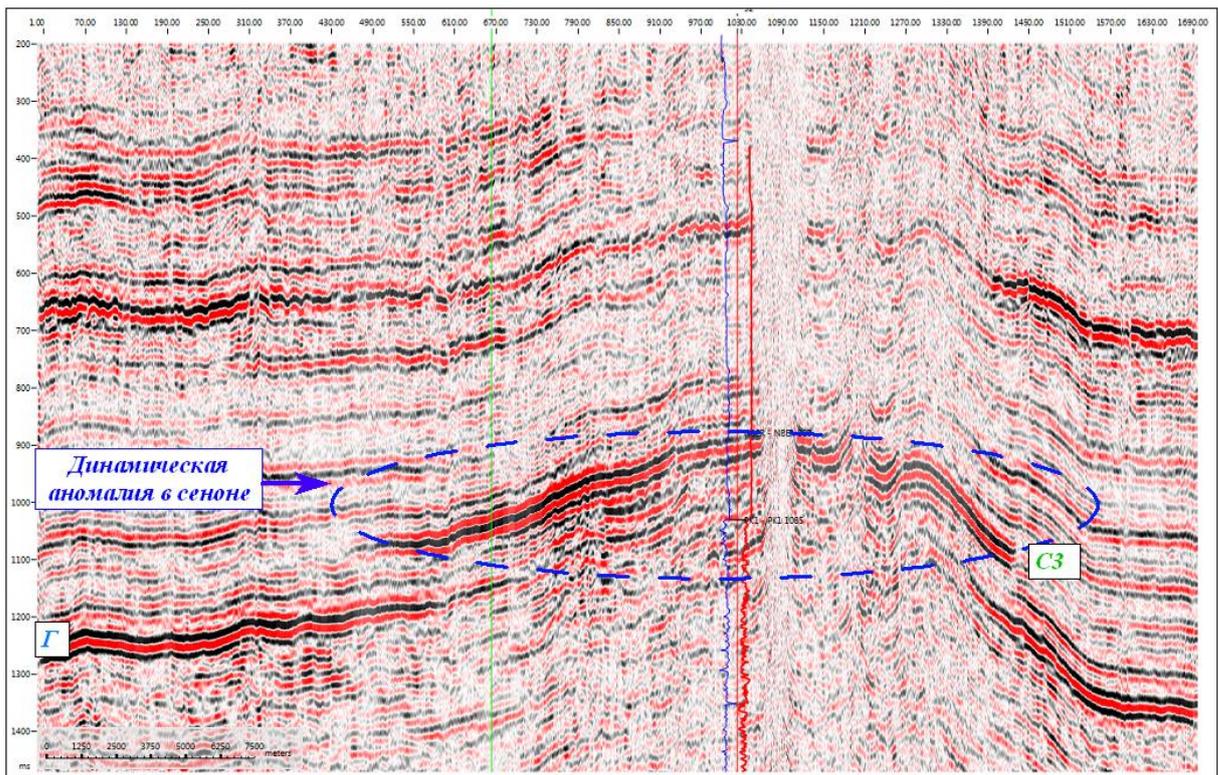


Рисунок 1.6 – Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 2890027 (по данным А.С. Пережогина, 2017 год)

Наиболее изученные, однозначно газонасыщенные сенонские кремнисто-глинистые резервуары Медвежьего и Ямсовейского месторождений, по данным сейсморазведки, характеризуются динамическими аномалиями типа «залежь» (АТЗ). Подобные АТЗ отмечаются и на менее изученных объектах, для которых факт газонасыщенности сенонского резервуара на данный момент подтверждён, но менее надёжно, чем для Медвежьего и Ямсовейского месторождений. В связи с этим динамические аномалии такого типа сегодня рассматриваются как основной критерий прогноза газоносности сенонских отложений.

К сожалению, более точные виды исследования (сейсмостратиграфическая инверсия, AVO – анализ, анализ срезов кубов сейсмоданных) для сенонских отложений не

проводились, либо они не давали положительного эффекта. Осложняют задачу и низкая степень изученности свойств пород, слагающих сенонский газonosный комплекс. В связи с этим стандартный динамический анализ и анализ временных толщин с учетом аномально высокого пластового давления являются наиболее эффективными способами прогноза и картирования газonosных объектов сенонского возраста [63, 69, 70].

1.4. Краткая характеристика выполненного комплекса ГИС

Как упоминалось ранее, изучение отложений сенона Медвежьего месторождения условно можно разделить на два хронологических этапа [76]. На первом этапе до 2012 года на месторождении проводилось разведочное, поисково-оценочное и эксплуатационное бурение на сеноманские и нижележащие отложения. Комплекс ГИС в интервале сенонских отложений более чем в 400 скважинах ограничен проведением стандартного каротажа (КС, ПС, каверномер) и радиоактивного каротажа (ГК, НК). Данный ограниченный комплекс ГИС позволяет условно определить стратиграфические границы залегания НПБС, однако не пригоден для количественной оценки подсчетных параметров [68].

На втором этапе, в период с 2012 года по настоящее время, начато целенаправленное изучение сенонских отложений в пределах Медвежьего месторождения. В 2012 году пробурена первая специальная поисково-оценочная скважина 1С сенонского проекта, выполнен полный комплекс ГИС. В 2013 году выполнен расширенный комплекс ГИС во вновь пробуренной поисково-оценочной скважине 2С. Сведения о составе комплекса ГИС в этих скважинах представлены в таблице 1.1.

Скважины 1С и 2С пробурены на полимерном растворе «Полиэмульсан-М» плотностью 1,14 г/см³ и вязкостью 96 сек. В состав раствора включены химические реагенты, снижающие проникновение фильтрата бурового раствора (ФБР) и приводящих к кольматации проницаемых горных пород. Однако, полимерный раствор значительно снижает эффективность электрических методов ГИС, в связи с этим из комплекса ГИС были исключены методы ПС, БКЗ, МКЗ, БК, МБК и резистивиметрия. Отсутствие возможности зафиксировать проникновение ФБР в пласт значительно усложняет задачу выделения коллекторов в разрезе сенонских отложений. Номинальный диаметр скважин 1С и 2С составляет 0,191 м.

Таблица 1.1 – Комплекс ГИС по скважинам 1С и 2С Медвежьего месторождения

Вид исследования	Скважина 1С		Скважина 2С	
	Аппаратура	Интервал	Аппаратура	Интервал
кавернометрия	4СКП	982,4-1080,0	4СКП	932,0-1049,0
ИКЗ	4ИК	982,4-1080,0	4ИК	932,0-1049,0
ВИКИЗ	ВИКИЗ	982,4-1080,0	ВИКИЗ	932,0-1049,0
ГК, ННК _т	СРК	935,0-1080,0	ГК+ННК _т	932,0-1049,0
АК (АКШ)	4АК	982,4-1080,0	4АК	932,0-1049,0
ГГК-П	2ГГК-П	982,4-1080,0	2ГГК-П	932,0-1049,0
СГК	-	-	СГК	932,0-1049,0
ЯМК	-	-	ЯМТК	933,0-1047,0
Термометрия	-	-	ТД-Т	932,0-1049,0
Инклинометрия	ИОН-3	935,0-1080,0	ИОН-3	932,0-1049,0

Во втором этапе отдельно можно выделить период более углубленного изучения сенонских отложений, который начался в 2015 году с бурения пилотного ствола поисково-оценочной скважины 4С. В этой скважине компанией Weatherford был выполнен расширенный комплекс ГИС. В январе 2016 года зарезан и пробурен боковой горизонтальный ствол в интервал отложений НПБС. Состав комплекса ГИС в скважине 4С приведен в таблице 1.2.

Пилотный ствол скважины 4С пробурен на полимерном растворе плотностью 1,31 г/см³. Данный раствор имеет те же недостатки, что и описанный выше раствор «Полиэмульсан-М». Номинальный диаметр пилотного ствола скважины составляет 0,221 м

В июне 2016 года было начато бурение скважины 3С. Аналогично ранее пробуренной скважине 4С, она имеет два ствола: пилотный (вертикальный) и горизонтальный. Состав комплексов ГИС в обоих стволах близки (см. таблицу 1.2).

Пилотный ствол скважины 3С в отличие от предыдущих скважин пробурен с использованием раствора на углеводородной основе (РУО) плотностью 1,26 г/см³. Номинальный диаметр пилотного ствола скважины составляет 0,221 м. Применение данного раствора приводит к тем же негативным последствиям в отношении комплекса ГИС, что и полимерные растворы, однако выбор данного раствора был обусловлен запланированным отбором изолированного керна. Раствор на полимерной основе, в отличие от РУО, имеет в своем составе долю воды, которая способна негативно воздействовать на состояние кенового материала и оказывать влияние на результаты дальнейшего изучения изолированного керна.

Таблица 1.2 – Комплекс ГИС по скважинам 4С, 3С, 5С и 6С Медвежьего месторождения

Метод	Скважина 4С (пилот)	Скважина 4С (горизонт.)	Скважина 3С (пилот)	Скважина 3С (горизонт.)	Скважина 5С (пилот)	Скважина 5С (горизонт.)	Скважина 6С (пилот)	Скважина 6С (горизонт.)
Кавернометрия (MPD)	578,0-1079,0	1136,0-1800,0	546,7-1050,0	1037,0-1713,4	544,4 – 1082,0	1018,7 – 1794,6	550,5 – 1090,0	1110 – 1951,1
ИКЗ (МАИ)	578,0-1079,1	1136,0-1800,0	546,7-1050,0	1037,0-1713,4	544,4 – 1082,0	1018,7 – 1794,6	550,5 – 1090,0	1110 – 1951,1
ГК (MCG)	578,0-1079,2	1087,0-1800,0	546,7-1050,0	989,5-1713,4	500,0 – 1082,0	1018,7 – 1794,6	550,5 – 1090,0	1110 – 1951,1
ННК _T (MDN)	530,0-1079,0	1087,0-1800,0	546,7-1050,0	989,5-1713,4	500,4 – 1082,0	1018,7 – 1794,6	550,5 – 1090,0	1110 – 1951,1
АКШ кросс- дипольный (MSD)	578,0-1079,4	1136,0-1800,0	840,0-1044,0	1037,0-1713,4	544,4 – 1082,0	1018,7 – 1794,6	550,5 – 1090,0	1110 – 1951,1
Электрический микроимиджер (СМІ)	880,0-1076,0	-	840,0-1044,0	1037,0-1713,4	860,0 – 1082,0	-	870,0 – 1090,0	-
ГГК-П (ЛП) (MCG)	578,0-1079,6	1136,0-1800,0	546,7-1050,0	989,5-1713,4	544,4 – 1082,0	1018,7 – 1794,6	550,5 – 1090,0	1110 – 1951,1
СГК (SGS)	578,0-1079,7	1136,0-1800,0	546,7-1050,0	1037,0-1713,4	544,4 – 1082,0	1018,7 – 1794,6	550,5 – 1090,0	1110 – 1951,1
ЯМК (ЯМТК)	858,0-1057,0	-	840,0-1048,0	-	860,0-1080,0	-	-	-
Инклинометрия (MBN)	530,0-1080,0	1136,0-1800,0	500,0-1050,0	989,5-1699,0	500,0 – 1077,0	1018,7 – 1781,8	500,0 – 1090,0	1110 – 1938
ГДК (MFT)	-	-	938,0-1023,9	-	-	-	-	-
ИНГК-С (КА-МИД- СРК-К)	-	-	-	-	860,0-1080,0	-	870,0 – 1090,0	-
Диэлектрический сканер (MFDI)	-	-	-	-	860,0-1079,0	-	870,0 - 1089,0	-
Газовый каротаж	486,3-1095,0	953,0-1800,2	-	1036,0-1718,0	540,0-1080,0	1010,0-1785,5	500,0-1090,0	1050,0-1953,0
Дата проведения каротажа	10-13.12.2015	12-13.01.2016	19-22.06.2016	09-11.07.2016	27.04- 08.05.2018	25.05.2018	01-09.07.2018	24-27.07.2018

Боковой ствол скважины 3С также пробурен на РУО плотностью 1,33 г/см³. Номинальный диаметр горизонтального ствола скважины составляет 0,155 м.

Конструкции и характеристики буровых растворов в скважинах 5С и 6С, построенных в 2018 году, близки к скважине 3С. Отличием комплексов ГИС является применение диэлектрического сканера и комплексной аппаратуры мультиметодного нейтронного каротажа (см. таблицу 1.2). Далее подробнее рассмотрим информативность методов ГИС в условиях скважин сенонского проекта.

Электромагнитные методы каротажа

Породы, слагающие отложения НПБС, характеризуются низкими значениями удельного электрического сопротивления (УЭС), изменяющегося в пределах достаточно небольшого диапазона от 2,5 Ом·м до 10,0 Ом·м. Несмотря на низкую контрастность электрических свойств пород сенонских отложений, такие электромагнитные методы каротажа, как индукционное каротажное зондирование (ИКЗ) и высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), показали хорошие результаты, что позволяет использовать их для решения задачи определения УЭС изучаемых пород.

Электрический микроимиджер

Проведен в пилотных стволах скважин 4С, 3С, 5С и 6С. Метод реализован аппаратным комплексом многоэлектродного микрокаротажа СМІ с последующей интерпретацией и приведением результатов исследования к графическому виду. Статистический и динамический имиджи УЭС прискважинной части разреза скважины показали азимутальное направление падению пластов и распространение трещиноватости в горных породах.

По результатам лабораторного изучения керна березовской свиты была установлена явная субгоризонтальная параллельная микротрещиноватость аргиллитоподобных опоковидных глин. Однако, несмотря на относительно высокую вертикальную разрешающую способность (5 мм) электрического микроимиджера СМІ, данный метод не способен зафиксировать данную микротрещиноватость и послужить инструментом при ее оценке непосредственно в скважинных условиях.

Акустический широкополосный каротаж (АКШ)

Кросс-дипольный широкополосный акустический каротаж проведен прибором СХД в скважинах 4С, 3С, 5С и 6С. Интерпретация и анализ материалов метода позволили определить азимут анизотропии упругих свойств пород НПБС. Было установлено, что географический азимут анизотропии упругих свойств устойчив в не размытых интервалах разреза скважины и варьирует в пределах от 150° до 180°, при этом коэффициент

анизотропии редко превышает граничную величину 2 %, выше которой анизотропию принято считать значимой. Данный метод показал свою эффективность в области проектирования дизайна гидроразрыва пласта и моделирования геомеханических характеристик разреза.

Спектрометрический гамма-каротаж (СГК)

Помимо обязательных методов радиоактивного каротажа (ГК, ННКт, ГГК-П) в скважинах 2С, 4С, 3С, 5С и 6С был выполнен спектрометрический гамма-каротаж СГК. Данные метода СГК применялись в работе в целях стратиграфической корреляции и определения содержания глинистых минералов в рамках разработанной объемно-компонентной модели породы.

Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК)

Отсутствие петрофизической калибровки метода ЯМК на отложения березовской свиты привело к необходимости прибегнуть к методу аналогий. Единственным решением в данной ситуации было применение петрофизической настройки, разработанной для отложений турона, которые достаточно хорошо изучены по данным керна.

Существенное различие пород сенонских и туронских отложений по минералогическому составу и структуре порового пространства позволяет использовать результаты интерпретации материалов ЯМК только лишь на качественном уровне. Использование количественных результатов определения фильтрационных и емкостных свойств пород НПБС будет возможно только после специальных ядерных релаксометрических исследований керна. Несмотря на сказанное выше, метод ЯМК является перспективным методом оценки пористости и насыщенности пород сенонских отложений.

Диэлектрический сканер

Метод проведен в скважинах 5С и 6С отечественным аппаратурным комплексом ДИМЧ-2L. Физические основы метода многочастотной диэлектрической интроскопии (MFDI) заключаются в способности горных пород поглощать электромагнитные поля, измерения которых проводятся на гармонической частоте в диапазоне 2 - 50 МГц. В целом, исследованный разрез является чрезвычайно низкоомным, что негативно повлияло на точность определения диэлектрической проницаемости. Результаты метода можно использовать только для целей качественной интерпретации.

Мультиметодный нейтронный каротаж (МНК)

Метод проведен в скважинах 5С и 6С мультиметодным аппаратурным комплексом КА-МИД-СРК-К. Особенностью данной аппаратуры является возможность работы как в импульсном – ИНГК-С, так и стационарном режиме – НГК, ННКт. Метод позволяет

оценить литологический состав и фильтрационно-емкостные свойства, в том числе и коэффициент газонасыщенности. Интерпретация показаний метода представляет решение сложных многомерных задач, реализованных в методиках ООО «ИНГТ». Интерпретационные модели требуют адаптации и настройки на результаты керновых исследований.

2. ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КРЕМНИСТО-ГЛИНИСТЫХ ПОРОД И ВЫЯВЛЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЛИТОТИПОВ

Медвежье газоконденсатное месторождение находится на территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа. В соответствии с уточненными стратиграфическими схемами мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины [74], Медвежье месторождение относится к Ямальско-Уренгойскому структурно-фациальному подрайону Ямальско-Тюменского района. В работе рассматриваются геолого-геофизические характеристики отложений кузнецовской и березовской свит верхнего мела.

Интересующий газоперспективный объект приурочен к отложениям нижней подсвиты березовской свиты сенонского надъяруса. Данные региональные отложения сформированы посредством дигенетических преобразований накопленного в условиях холодного мелководного моря гелеобразного кремнистого осадка хемогенного и/или биогенного генезиса [69].

2.1. Литолого-петрофизическая характеристика кремнисто-глинистых пород

2.1.1. Общая литологическая характеристика

Согласно решениям Шестого межведомственного совещания 2004 года [74], отложения НПБС на территории Западной Сибири представлены опоками серыми и голубовато серыми, глинами темно-серыми и черными, монтмориллонитового состава, прослоями опоковидными.

Позднее при описании первых кернов, отобранных из скважин сенонского проекта Медвежьего месторождения, специалисты-литологи ввели в практику новую терминологию и определили породы НПБС как разномасштабное переслаивание опок глинистых и глин опоковидных [124, 125, 126, 127]. Однако, как показала практика, такое литологическое описание не совсем корректно.

Дело в том, что в учебном пособии В.Т. Фролова [95] приведено следующее определение: «опока – кремнистая порода (состоящая из минералов кремнезема и не имеющая обломочной структуры) опалового (реже опал-кристобалитового) состава, относительно твердая, 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)».

Из этого следует, что кремнезем опок, по определению, должен быть представлен опалом и/или кристобалитом – исключительно слабо кристаллическими метастабильными модификациями кремнезема [95]. Однако, согласно результатам рентгеноструктурного анализа (РСА), все образцы кремнисто-глинистых пород сенона Медвежьего месторождения содержат кристаллический кварц, а это значит, что применять к ним термин «опока» или «глинистая опока» не совсем корректно.

В таком случае наиболее подходящим для кремнисто-глинистых пород сенона является более обширный термин «силициты», описанные В.Т. Фроловым как осадочные образования, более чем на половину состоящие из группы минералов кремнезема – опала, кристобалита, тридимита, халцедона и развивающегося по ним кварца [95]. Такой вывод свидетельствует о несовершенстве и эклектичности петрографических классификаций генетических типов кремневых пород. Так в американской литературе породы схожего минерального состава именуется порцеланитами [120], а во Франции большая часть глинистых опок называется гэзами (гезами) [95].

Справедливости ради отметим, что kern отложений НПБС Медвежьего месторождения настолько детально изучается впервые. Определение места кремнисто-глинистых пород сенона в генетической классификации силицитов – это отдельная тема дальнейших литологических исследований. А пока остановимся на термине «глинистая опока», применяемом в публикациях А.А. Дорошенко и Я.О. Карымовой [33, 44].

Итак, отложения НПБС представлены опоками тонкозернистыми, глинистыми в различной степени. Породы умеренно-серого цвета (рисунок 2.1) имеют ровный скол с матовым фарфоровым отблеском, что характерно для кремнисто-глинистых разновидностей [95].

Текстура глинистых опок визуалью трудно определима, в тех случаях, когда это возможно, она имеет конседиментационное частое чередование светлых кремнистых и более темных глинистых слоев. Толщина различимых слабоволнистых слоев чаще имеет миллиметровую размерность, реже достигает первых сантиметров. Зачастую исходная текстура нарушена многочисленными разнонаправленными ходами илоедов и другими видами биотурбации. Характерные типы текстур можно различить на фотографии полноразмерного керна на рисунке 2.1.

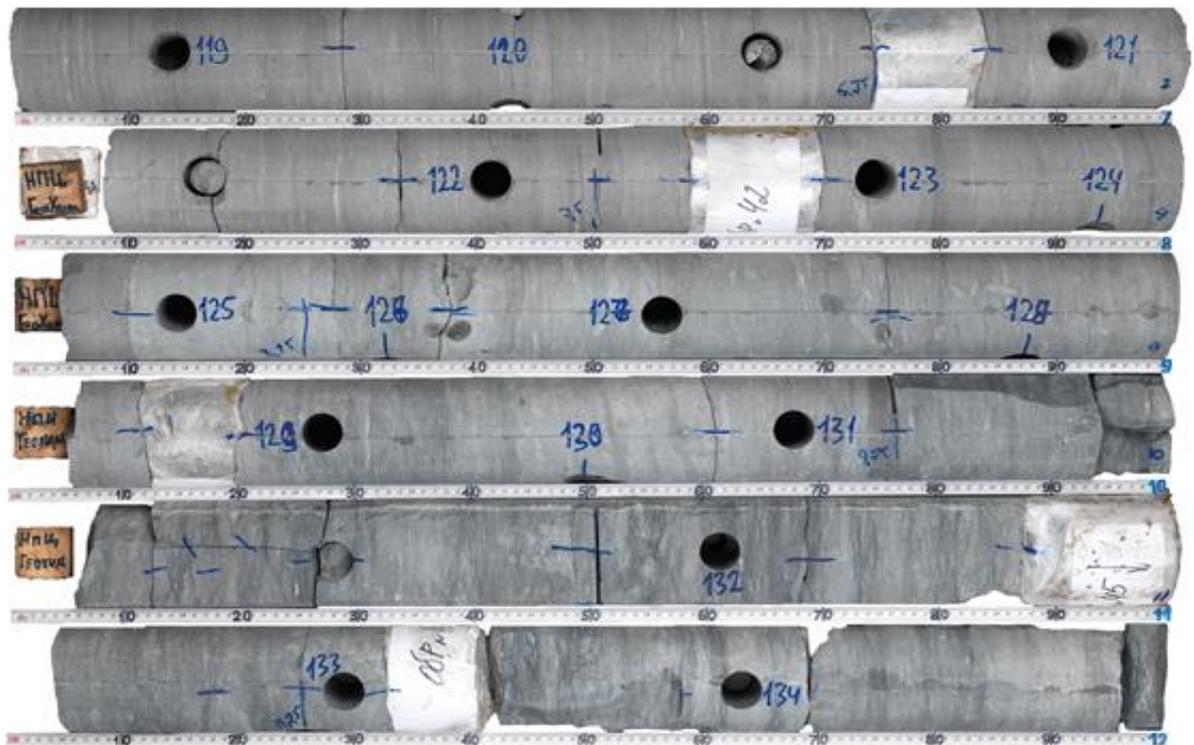


Рисунок 2.1 – Фотография керн скважины 2С, интервал отбора 979,5 – 991,9 м

По результатам микроскопического изучения шлифов в опоках НПБС, выявлено неравномерное распределение глинистого материала, формирующее линзовидно-пятнистую текстуру, подобную той, что представлена на рисунке 2.2. Также отмечены редкие локальные скопления обломочного материала, представленные зернами кварца и полевого шпата, алевритовой, редко песчаной, размерности.

Включения органического происхождения представлены остатками радиолярий, иглокожих, белемнитов и губок плохой сохранности. Раковины радиолярий имеют в основном округлую либо овальную форму, размером до 200 мкм. Остатки микрофауны можно различить на снимках (см. рисунок 2.3), выполненных растровым электронным микроскопом (РЭМ). Также по снимкам РЭМ отмечаются частые включения микрокристаллического пирита, реже – сидерита и глауконита.

Что касается исследований минерального состава пород сенона, то они проведены на керне четырех скважин Медвежьего месторождения. На керне скважин 1С и 2С метод РСА выполнен силами ООО «ЗапСибГЦ», г. Тюмень. Всего по двум скважинам изучено 137 образцов с применением рентгеновских дифрактометров общего назначения ДРОН-3М и ДРОН-4.

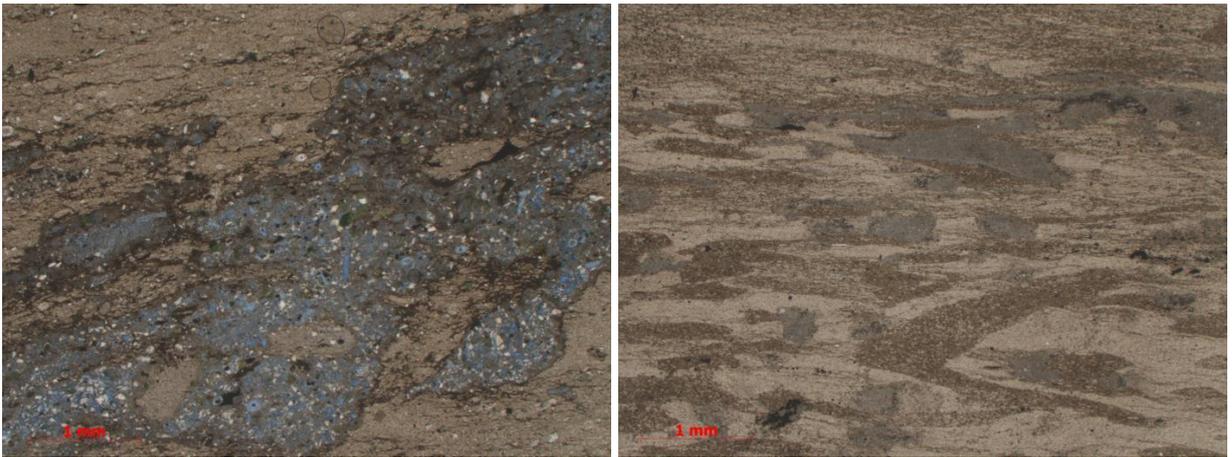


Рисунок 2.2 – Линзовидно-пятнистая текстура опок на снимках илифлов керна скважины 3С

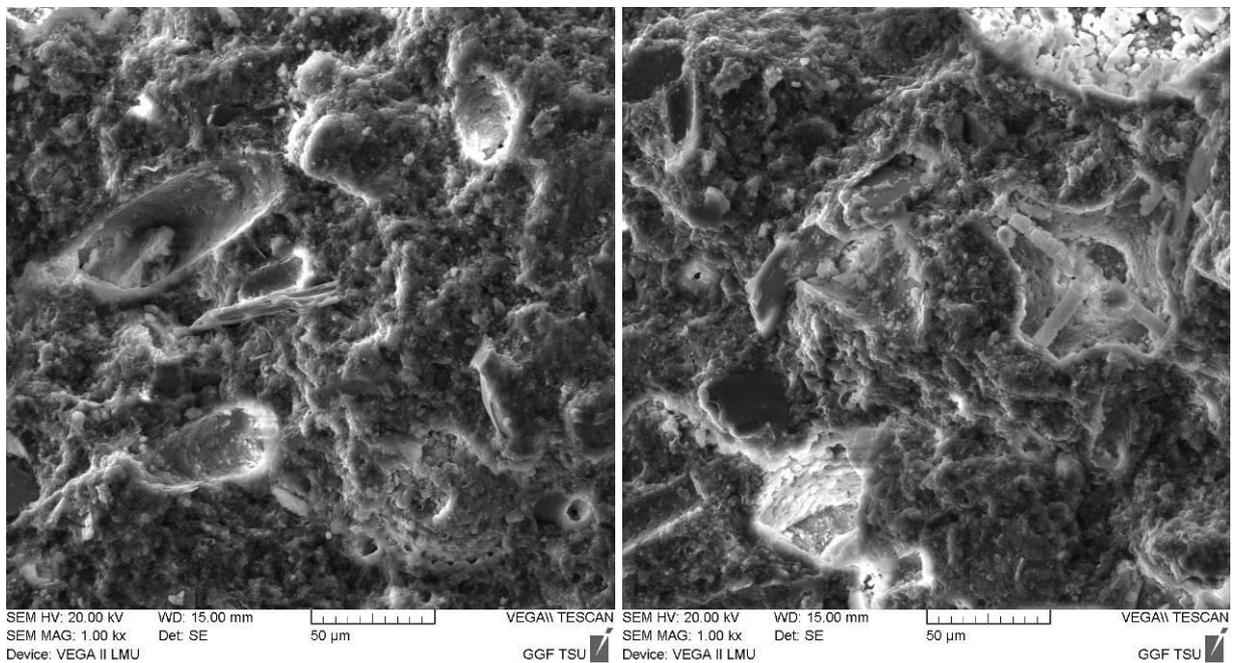


Рисунок 2.3 – Остатки микрофауны на РЭМ-снимках илифлов керна скважины 3С

На кернах скважин 3С и 4С метод РСА выполнен силами ФГУП «ЦНИИгеолнеруд», г. Казань. Изучено 170 образцов с применением современного рентгеновского дифрактометра D8 ADVANCE фирмы Bruker. Контроль качества проводился методом независимого исследования двух проб, приготовленных из одного образца.

Согласно результатам исследований, породы НПБС состоят в основном из диоксида кремния (кремнезема), алюмосиликатов (глинистых минералов, полевых шпатов), а также аксессуарного пирита и кальцитовых минералов, характеризующихся гораздо меньшим относительным содержанием в породе, чем силикаты и алюмосиликаты. При этом кремнезем глинистых опок находится в составе минеральной матрицы в двух условных состояниях: кристаллическом и аморфном. Кристаллической структуре кремнезема

соответствуют минерал кварц, аморфной – минеральная группа, состоящая из опала, кристобалита и тридимита (ОКТ-фаза).

Анализ данных показал, что результаты РСА двух различных лабораторий значительно разнятся, в частности в оценке содержания ОКТ-фазы. Так процентное содержание ОКТ-фазы в опоках НПБС по оценкам ООО «ЗапСибГЦ» не превышает 17%, что значительно ниже, чем оценки лаборатории ФГУП «ЦНИИгеолнеруд» по керну скважин 3С и 4С, где содержание ОКТ-фазы в отдельных образцах может достигать 45% [133].

Специалисты обеих лабораторий, изучавших керн сенонских отложений, отмечают определенные сложности при оценке содержания ОКТ-фазы. Как известно, метод РСА наиболее информативен для кристаллических пород и минералов. Опал, тридимит и кристобалит являются метастабильными минералами, в последующем постепенно превращающимися в кварц, они имеют близкую неупорядоченную, слабо кристаллическую, а зачастую и аморфную структуру, потому их отражающие рефлексы, характеризуются невысокими, широкими геометрическими формами, что затрудняет адекватное определение их содержания.

Не исключено, что различия в оценке ОКТ-фазы кремнезема связаны напрямую с методическими и аппаратными факторами. Основываясь на том факте, что лаборатория ФГУП «ЦНИИгеолнеруд» имеет более современный дифрактометр, а также тем, что представила контроль качества результатов исследований, на данный момент можно сделать вывод о том, что оценка минерального состава сенонских пород по керну скважин 3С и 4С, выполненная лабораторией ФГУП «ЦНИИгеолнеруд», является более надежной.

2.1.2. Детализация литологической типизации пород

Согласно определению, представленному в В.П. Алексеевым в работе [15], литологический тип – это горная порода, реже группа из двух-трех пород, имеющая комплекс установленных конститутивных и индикативных признаков. В качестве комплекса индикативных признаков литотипов для силицитов сенона рационально рассматривать особенности их минерального состава. Именно на этом принципе А.А. Дорошенко и Я.О. Карымова в работе [33], анализируя информацию по керну скважины 4С, впервые описали два основных литотипа глинистых опок.

Первое, на что обратили внимание авторы, — это изменчивость минерального состава глинистых опок по разрезу НПБС, на рисунке 2.4 отражено, как именно с глубиной меняются содержание кварца и слабо кристаллической ОКТ-фазы кремнезема. В результате анализа информации по скважине 4С авторы описали строение НПБС Медвежьего

месторождения, выделив три пласта НБ₀, НБ₁ и НБ₂. При этом отмечается, что пласт НБ₁ сложен глинистыми опоками, кремнезем которых представлен комбинацией кварца и ОКТ-фазы, а пласты НБ₀ и НБ₁ – глинистыми опоками с исключительно кварцевым составом кремнезема.

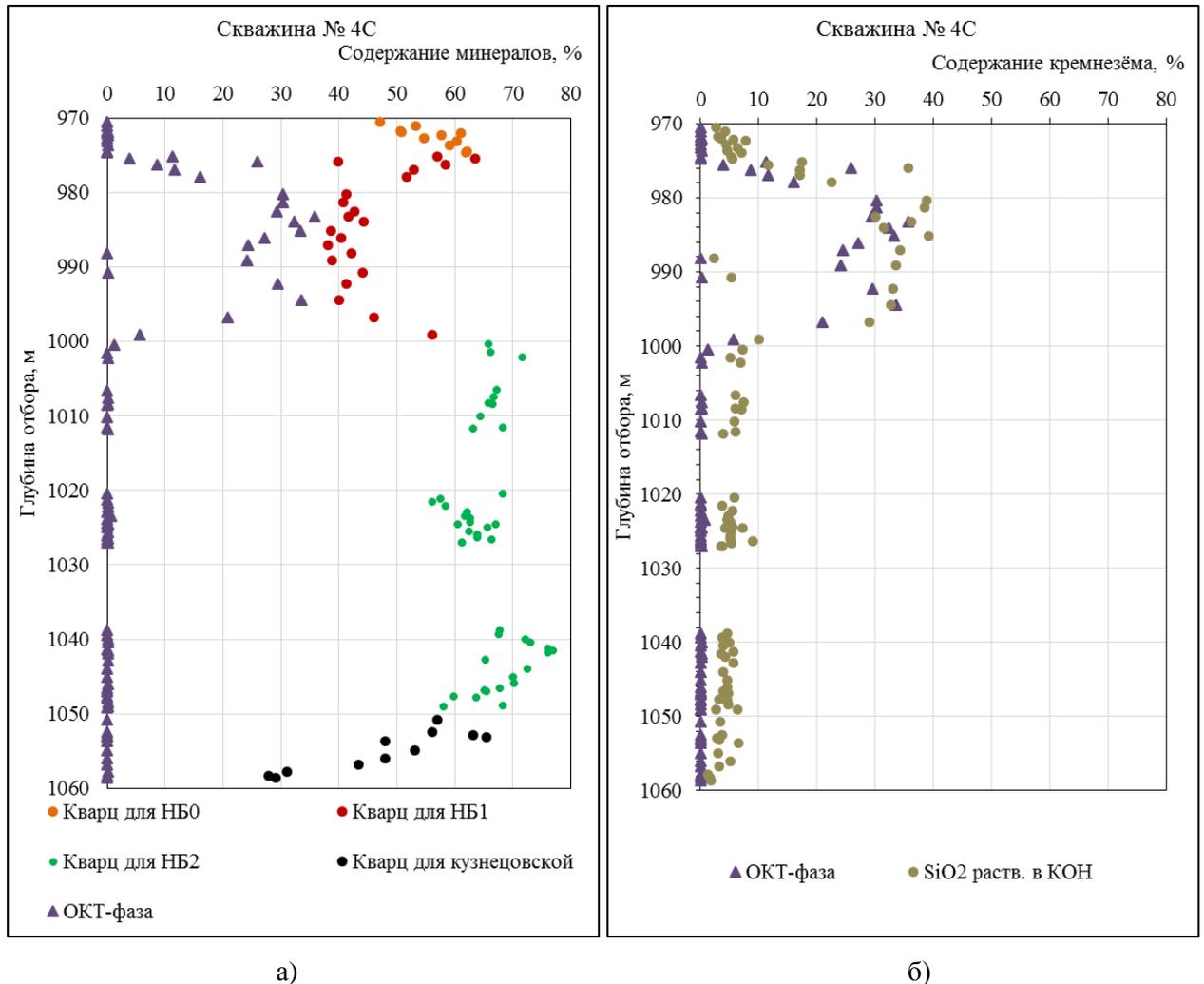


Рисунок 2.4 – Изменчивость минерального состава опок по разрезу скважины 4С по данным РСА (а) и растворимости породы в присутствии щелочей (б) [33]

С учетом новой петрофизической информации по керну скважин 3С, 4С, 5С и 6С литотипы, определенные в работе [33], можно описать следующим образом:

Первый литотип – глинистые опоки, кремнезем которых представлен комбинацией кристаллического кварца и аморфной ОКТ-фазы. Породы содержат от 24 до 44% глинистых минералов при среднем значении 34%. Содержание ОКТ-фазы кремнезема изменяется в диапазоне от 6 до 45% при среднем значении 26%. Содержание кварца изменяется в диапазоне от 19 до 62% при среднем значении 36%. Далее в работе породы данного литотипа будут иметь условное обозначение «ОКТ-кварцевые опоки».

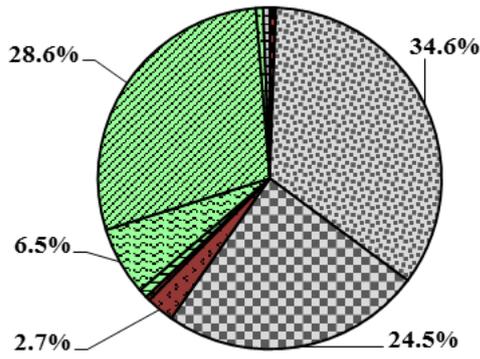
Второй литотип – глинистые опоки, кремнезем которых представлен исключительно кварцем. Породы содержат от 17 до 48% глинистых минералов при среднем значении 34%. Содержание кварца изменяется в диапазоне от 45 до 81% при среднем значении 61%. Далее в работе породы данного литотипа будут иметь условное обозначение «кварцевые опоки».

Позже в процессе петрофизического моделирования с привлечением новой информации по РСА (скважина 3С) и результатов определений минеральной плотности образцов керна скважин 5С и 6С стало очевидным, что предложенной в работе [33] системы из двух видов опок недостаточно, из чего возникает необходимость дополнительной литологической дифференциации пород сенона.

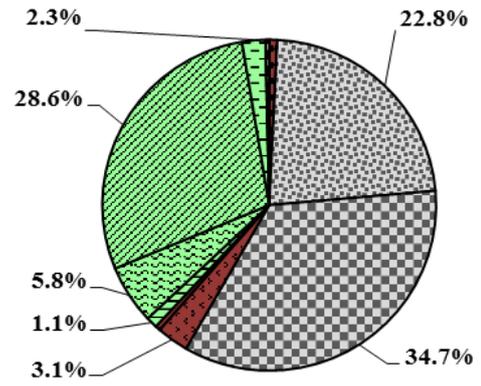
Так ОКТ-кварцевые опоки пласта НБ₁ можно разделить как минимум на два различных литотипа, отличных друг от друга соотношением ОКТ-фазы и кварца. Данные литотипы предлагается индексировать как ЛТ1-1 и ЛТ1-2 (рисунки 2.5 а и рисунок 2.5 б соответственно), приняв при этом в качестве условного идентификационного критерия содержание ОКТ-фазы на уровне 30%.

Детальный анализ новой информации выявил также, что в подошве пласта НБ₂ существует переходная зоны толщиной до 8 м, представленная более глинистыми опоками, чем силициты самого пласта. Для сравнения, глинистые опоки пласта НБ₂ характеризуются содержанием глинистых минералов менее 40% при среднем значении 34% (рисунок 2.5 в), а породы переходной зоны – это от 40% до 50% при среднем значении 43% (рисунок 2.5 г), что дает основание дифференцировать кварцевые опоки на литотипы ЛТ2-1 и ЛТ2-2 как на менее и более глинистые соответственно. Подробное описание пространственного распределения литотипов по разрезу НПБС и критерии их идентификации по ГИС будут представлены в разделе 2.2.

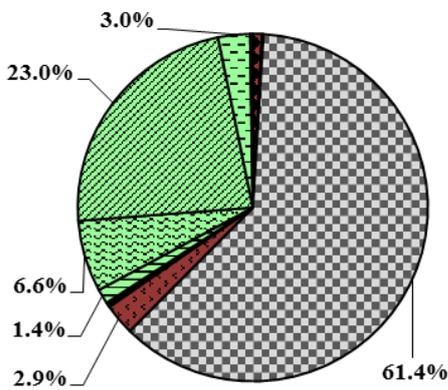
Для сравнения, рассмотрим литолого-минералогическую характеристику пород, слагающих глинистые толщи кузнецовской свиты и ВПБС. На рисунке 2.6 а представлен средний минеральный состав пород кузнецовской свиты по 10 образцам, в которых содержание глинистых минералов превышает 50%, при этом кремнезем представлен исключительно кварцем. Аналогичная ситуация с породами из интервала ВПБС (рисунок 2.6 б), однако данная коллекция представлена всего двумя образцами.



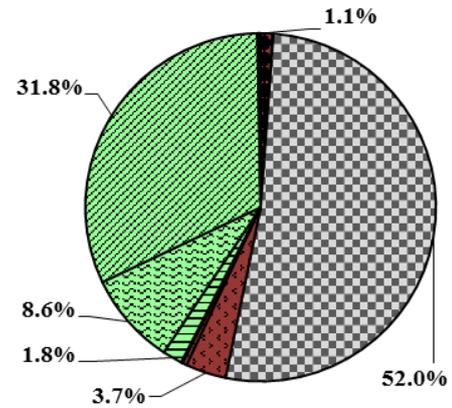
а) литотип ЛТ1-1



б) литотип ЛТ1-2



в) литотип ЛТ2-1



г) литотип ЛТ2-2

Условные обозначения:

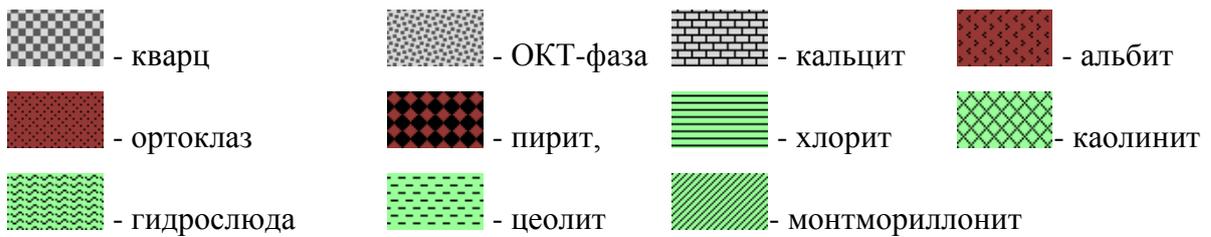
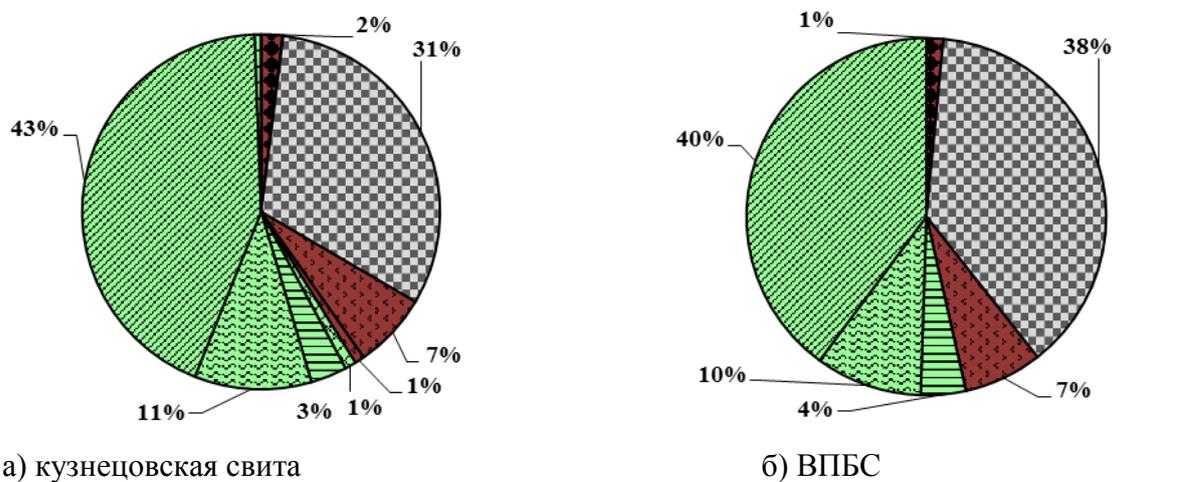


Рисунок 2.5 – Средний минеральный состав литологических типов глинистых опок НПБС Медвежьего месторождения

Согласно классификации, приведенной в учебном пособии В.Т. Фролова [95], в том случае если кремнисто-глинистая порода содержит менее 25% кремнезема, ее следует называть глиной кремнистой. При содержании кремнезема от 25 до 50%, что соответствует диаграммам на рисунке 2.6, – глиной сильнокремневой.

Однако в данной работе для простоты повествования глины кузнецовской свиты и ВПБС будут условно именоваться как кремнистые глины с индексами литотипов ЛТ0-КС и ЛТ0-ВПБС соответственно. Так же стоит отметить, что кремнистые глины не встречаются в интервале НПБС, по крайней мере, в рамках коллекций образцов керна, исследованных методом РСА.



Условные обозначения:

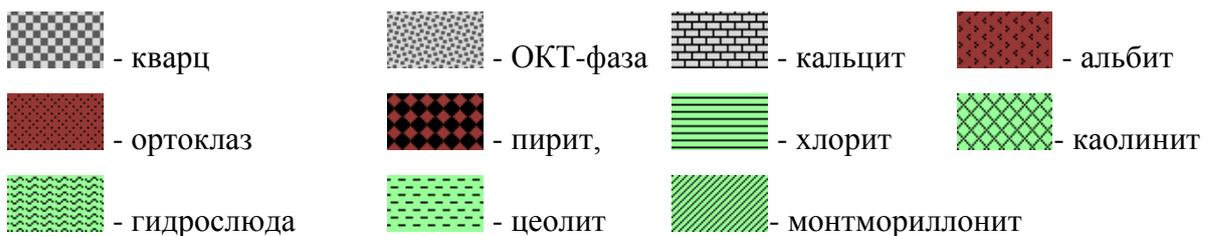


Рисунок 2.6 – Средний минеральный состав кремнистых глин Медвежьего месторождения

Таким образом, в работе предлагается детализировать существующую литологическую типизацию кремнисто-глинистых пород сенона посредством обоснования четырех литотипов глинистых опок, критерии идентификации которых представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Детализированная типизация кремнисто-глинистых пород берёзовской и кузнецовской свит Медвежьего месторождения

Стратиграфическая единица	Индекс литотипа	Условное литологическое название	Критерии идентификации
ВПБС	ЛТ0-ВПБС	Кремнистые глины	Залегают выше реперной границы между ВПБС и НПБС. Содержание глинистых минералов более 50%
НПБС	ЛТ1-1	ОКТ-кварцевые опоки	Комбинированный состав кремнезёма. Содержание ОКТ-фазы более 30%.
	ЛТ1-2	ОКТ-кварцевые опоки	Комбинированный состав кремнезёма. Содержание ОКТ-фазы менее 30%.
	ЛТ2-1	Кварцевые опоки	Отсутствует ОКТ-фаза кремнезёма. Содержание глинистых минералов менее 40%.
	ЛТ2-2	Кварцевые опоки	Отсутствует ОКТ-фаза кремнезёма. Содержание глинистых минералов от 40 до 50%.
Кузнецовская свита	ЛТ0-КС	Кремнистые глины	Залегают ниже реперной границы между НПБС и кузнецовской свитой. Содержание глинистых минералов более 50%

2.1.3. Петрофизическая характеристика литотипов

Глинистые опоки НПБС принято считать нетрадиционным коллектором, в первую очередь, в результате нетипичного для терригенных классических зернистых коллекторов сочетания высокой пористости и низкой проницаемости. На рисунке 2.7 представлено сопоставление результатов стандартных лабораторных исследований по определению коэффициентов проницаемости ($K_{пр}$) и открытой пористости ($K_{п}$) для коллекции образцов трех скважин. Из рисунка видно, что литотипы глинистых опок имеют значения коэффициента проницаемости меньше $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², в то время как коэффициент пористости может достигать 0,38 д.ед.

В таблице 2.2 представлен статистические данные по основным фильтрационно-емкостным и петрофизическим параметрам, определяемым стандартными лабораторными методами на керне всех шести скважин сенонского проекта.

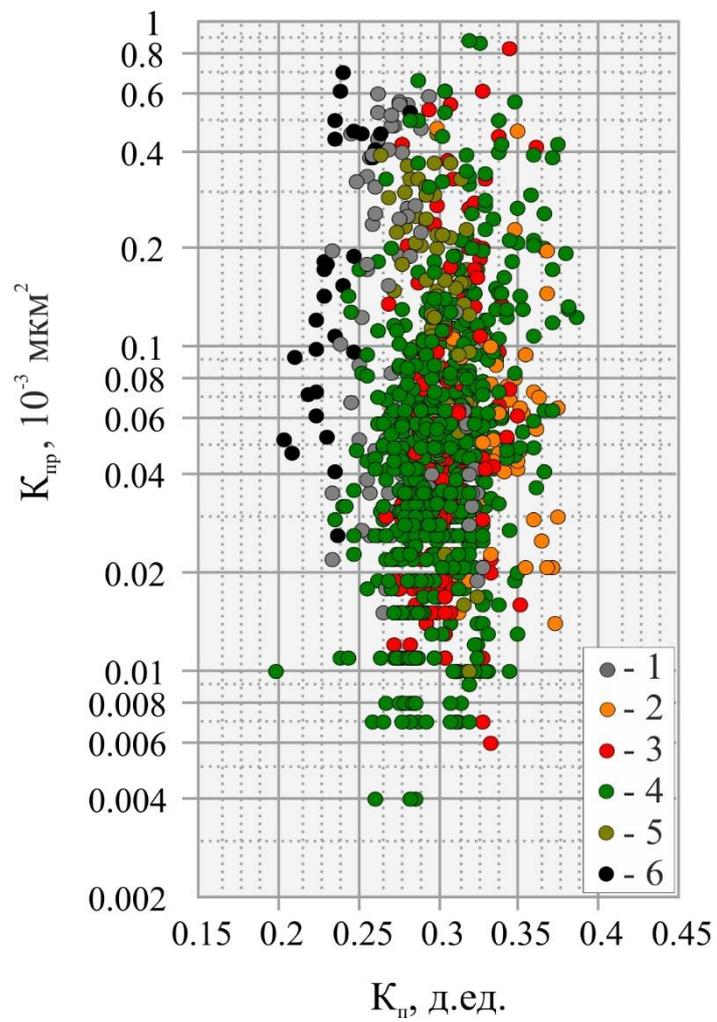


Рисунок 2.7 – Сопоставление коэффициентов проницаемости и открытой пористости по результатам исследований керн скважин сенонского проекта Медвежьего месторождения

Обозначения: 1-ЛТ0-ВПБС, 2-ЛТ1-1, 3-ЛТ1-2, 4-ЛТ2-1, 5-ЛТ2-2, 6-ЛТ0-КС

Таблица 2.2 – Статистика результатов стандартных исследований образцов керна скважин Медвежьего месторождения

Литотип	К _п , д.ед.			Плотность объемная, г/см ³			Плотность минеральная, г/см ³			К _{пр} , 10 ⁻³ мкм ²				
	Количество образцов	min	max	среднее	min	max	среднее	min	max	среднее	Количество образцов	min	max	среднее
ЛТ0-ВПБС	95	0,233	0,327	0,275	1,73	2,03	1,91	2,56	2,68	2.64	107	0,015	15,1	0,417
ЛТ1-1	196	0,219	0,380	0,324	1,47	1,95	1,64	2,29	2,59	2.44	86	0,008	0,473	0,061
ЛТ1-2	346	0,252	0,364	0,302	1,58	2,317	1,76	2,39	2,64	2.54	274	0,006	0,824	0,096
ЛТ2-1	667	0,122	0,387	0,303	1,52	2,03	1,81	2,50	2,68	2.59	806	0,004	0,877	0,074
ЛТ2-2	85	0,264	0,325	0,298	1,78	1,92	1,84	2,58	2,67	2.63	90	0,010	15,2	0.408
ЛТ0-КС	61	0,198	0,282	0,234	1,89	2,13	2,04	2,59	2,71	2.66	62	0,008	56,1	2,57

Коэффициент открытой пористости и плотность пород определялись методом Преображенского, в качестве насыщающего флюида применялся керосин [25], потому как при насыщении водой порода набухает и расслаивается на отдельные пластины параллельно напластованию, что приводит к невозможности последующего исследования этих образцов другими лабораторными методами.

Определение газопроницаемости по воздушной газовой смеси выполнялось методом стационарной фильтрации [26]. Измерения проводились с помощью установки ГП-1 на образцах правильной цилиндрической формы. Предварительно высушенный образец помещался в кернодержатель, в котором обжимался с помощью резиновой манжеты под давлением 3 МПа, чтобы не допустить прохождения газа между манжетой и боковой поверхностью образца. На вход образца подавался воздух, после стабилизации процесса фильтрации выполнялись замеры давления на входе и выходе образца, а также расход газа.

На рисунках 2.8 и 2.9 представлены графики дифференциальных распределений значений коэффициентов K_n и $K_{пр}$ для различных литологических типов кремнисто-глинистых пород. Как видно из рисунков и таблицы 2.2, литотипы кремнистых глин относительно глинистых опок обладают меньшей пористостью и большей проницаемостью, которая, вероятно, является следствием вторичной микротрещеноватости, возникающей при усыхании глинистых минералов в процессе экстракции образцов. По той же причине повышенной проницаемостью обладают и образцы сильно глинистых опок ЛТ2-2.

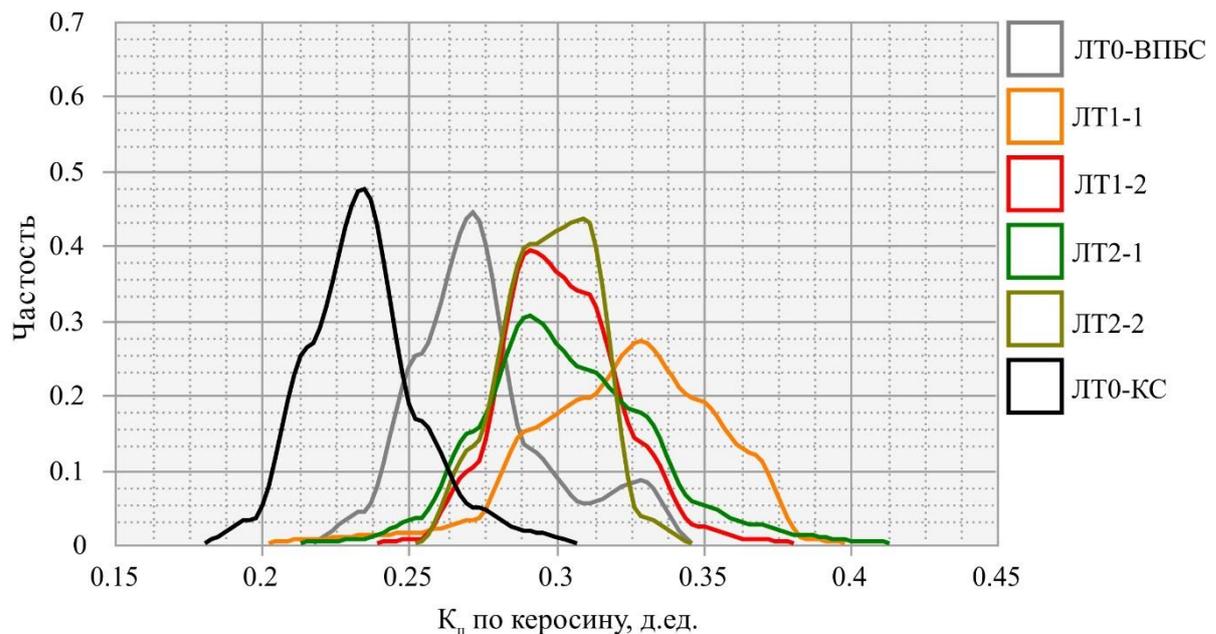


Рисунок 2.8 – График дифференциальных распределений значений коэффициента пористости по результатам исследований керна скважин сенонского проекта Медвежьего месторождения

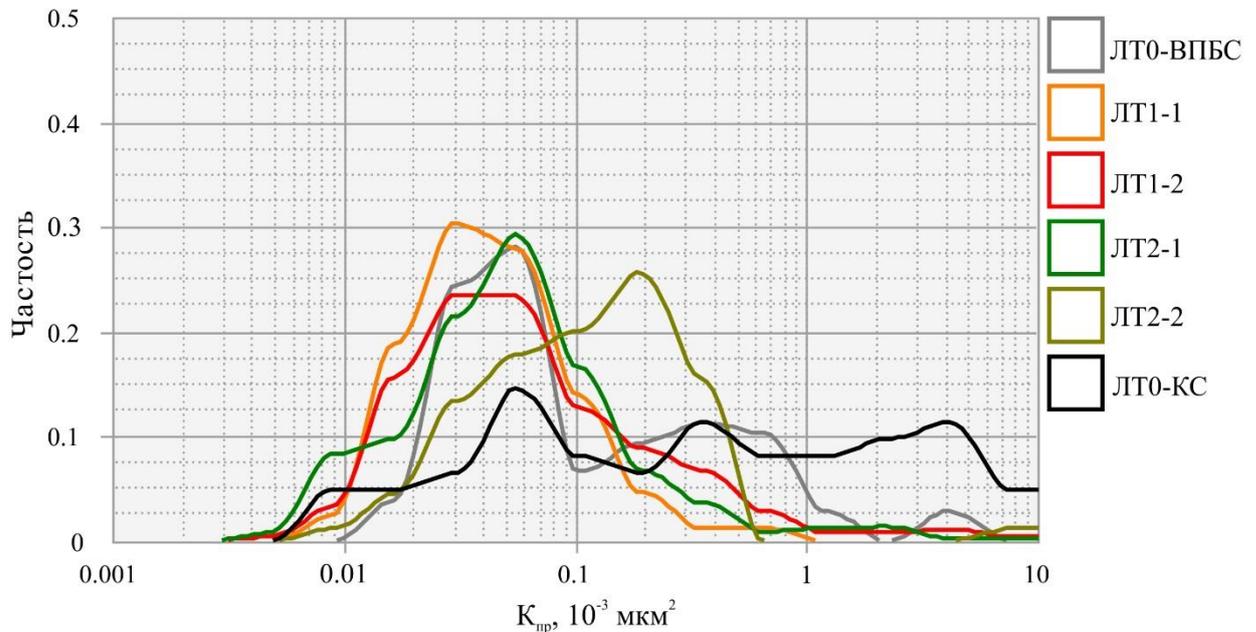


Рисунок 2.9 – График дифференциальных распределений значений коэффициента проницаемости по результатам исследований зерна скважин сенонского проекта Медвежьего месторождения

Коллекция образцов всех шести скважин сенонского проекта, представленная на рисунках 2.7 и 2.9, отражает характеристику проницаемости далеко не всего спектра ОКТ-кварцевых опок. Связано это с тем, что зерн из интервала опок литотипа ЛТ1-1, содержащий максимальную долю ОКТ-фазы, за счет своей хрупкости зачастую разрушается при выносе. Из него невозможно подготовить образцы правильной геометрической формы, необходимые для лабораторного определения коэффициента проницаемости [26].

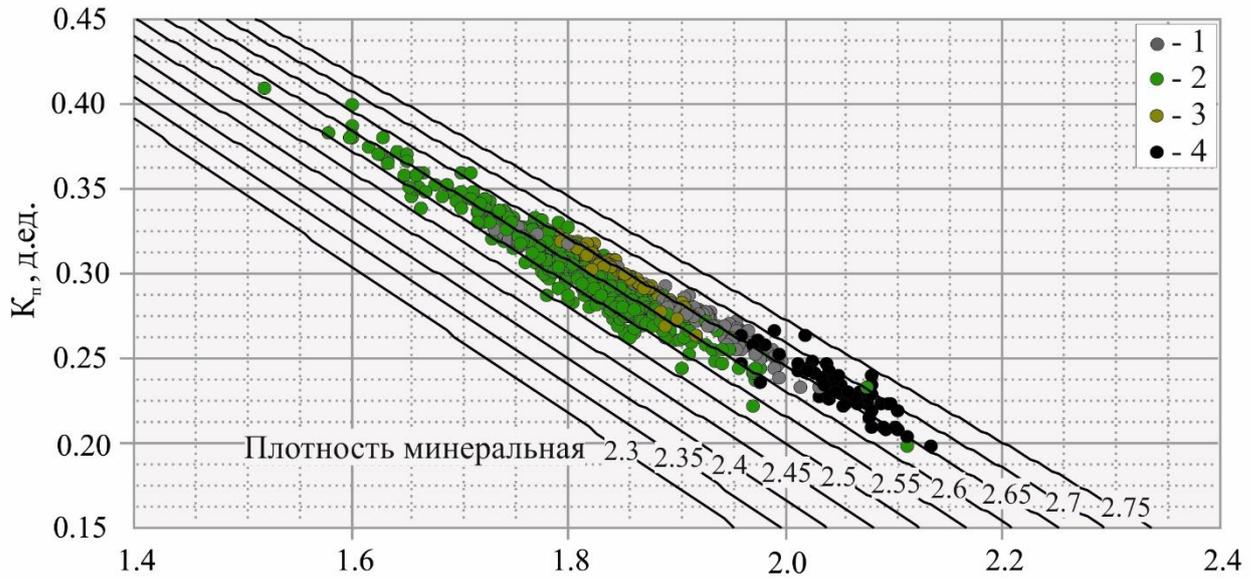
Однако, для целей определения коэффициента открытой пористости и плотности пород методом Преображенского можно использовать образцы любой формы, в том числе и фрагменты зерна. Такие образцы неправильной формы были отобраны из зерна скважин 5С и 6С.

Описанные ранее особенности минерального состава глинистых опок отражаются и на их плотности. На рисунке 2.10 представлено сопоставление коэффициента пористости от объемной плотности ($\sigma_{об}$). Шифром наклонных черных линий являются значения минеральной плотности ($\sigma_{мин}$), рассчитанные в соответствии с выражением:

$$\sigma_{об} = \sigma_{мин} \cdot (1 - K_p) \quad (2.1)$$

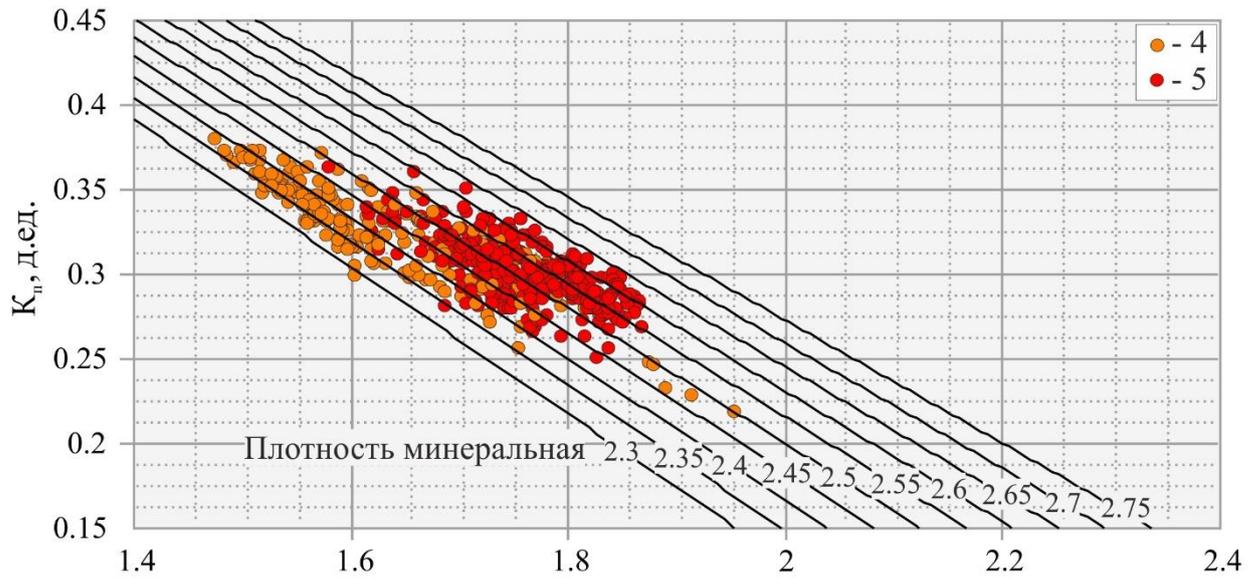
Как видно из рисунка, кремнисто-глинистые породы характеризуются широким диапазоном значений объемной плотности от 1,48 до 2,13 г/см³. Если рассматривать исключительно литотипы глинистых опок, можно заметить, что значения объемной плотности кварцевых (рисунок 2.10 а) и ОКТ-кварцевых (рисунок 2.10 б) опок изменяются практически в одном диапазоне от 1,48 до 1,95 г/см³. При этом минеральная плотность опок значительно варьирует в зависимости от состава кремнезема. Так большинство значений

минеральной плотности кварцевых опок лежит в диапазоне от 2,55 до 2,65 г/см³. В свою очередь диапазон изменения минеральной плотности ОКТ-кварцевых опок значительно шире - от 2,3 до 2,65 г/см³.



Плотность объемная, г/см³

а)



Плотность объемная, г/см³

б)

Рисунок 2.10 – Сопоставление коэффициента открытой пористости и плотности объемной по результатам исследований керн скважины 5С и 6С для литотипов с кварцевым (а) и ОКТ-кварцевым (б) составом кремнезема

Обозначения: 1-ЛТ0-ВПБС, 2-ЛТ2-1, 3-ЛТ2-2, 4- ЛТ0-КС, 5-ЛТ1-1, 6-ЛТ1-2

Узкий диапазон минеральной плотности кварцевых опок объясняется тем, что плотность глинистых минералов в среднем составляет $2,68 \text{ г/см}^3$, что близко к плотности кварца – $2,65 \text{ г/см}^3$ [32, 46]. То есть, средняя минеральная плотность кварцевых глинистых опок слабо зависит от пропорций содержания кварца и глинистых минералов в них. Однако даже разницы в $0,03 \text{ г/см}^3$ достаточно для того, чтобы точки, отражающие образцы более глинистого литотипа ЛТ2-2, сформировали на рисунке 2.10 а отдельную область, смежную с литотипом глин ВПБС.

Обратная ситуация с ОКТ-кварцевыми опоками. Физические свойства, в том числе минеральная плотность, ОКТ-фазы значительно отличны от свойств прочих породообразующих минералов глинистых опок [81]. Средняя минеральная плотность таких опок сильно зависит от процентного содержания ОКТ-фазы ($V_{\text{ОКТ}}$) в матрице породы. На рисунке 2.11 представлена обратная зависимость минеральной плотности ОКТ-кварцевых опок от содержания аморфной фазы кремнезема. Уравнение зависимости, представленной на рисунке, имеет вид:

$$\sigma_{\text{мин}} = 2,62 - 0,0065 \cdot V_{\text{ОКТ}}, \quad R^2 = 0,825 \quad (2.2)$$

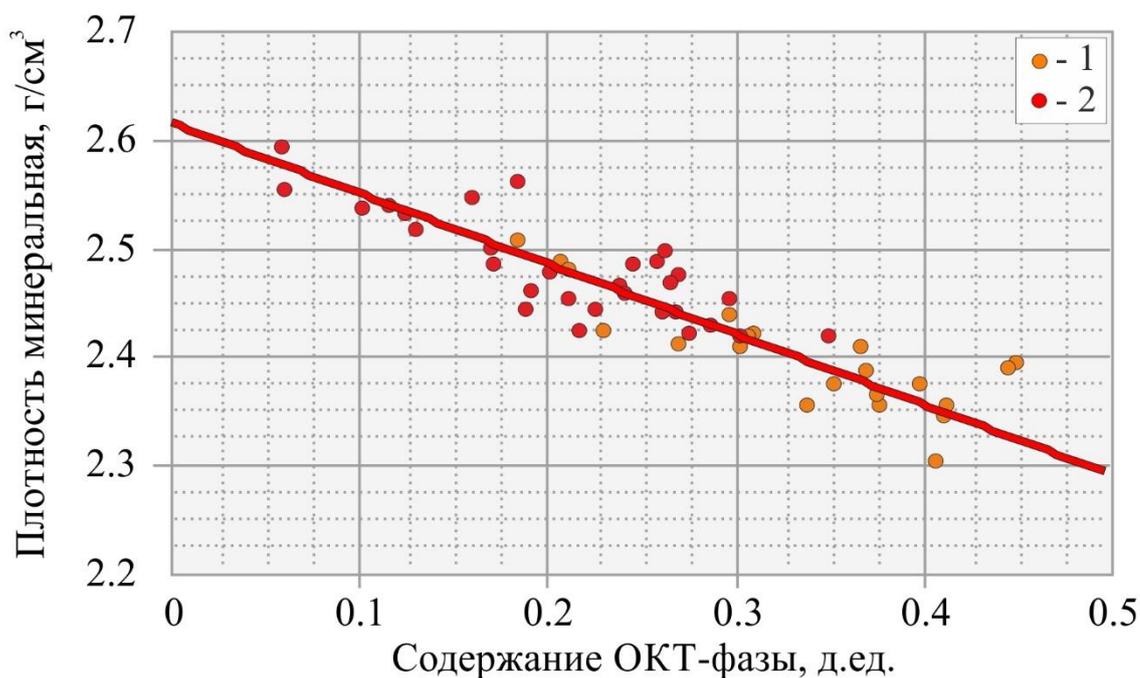


Рисунок 2.11 – График зависимости минеральной плотности от содержания ОКТ-фазы в образцах ОКТ-кварцевых опок скважин 3С и 4С

Обозначения: 1-ЛТ1-1, 2-ЛТ1-2

Достаточно высокая степень корреляции позволяет использовать уравнение (2.2) для количественной оценки объемного содержания ОКТ-фазы кремнезема для построения объемно-компонентных моделей пород.

При этом существуют некоторые трудности в оценке собственно минеральной плотности ОКТ-фазы. Опал, кристобалит и тридимит – это три самостоятельных минерала. Минералы этой группы метастабильны, их физические свойства зависят от многих факторов, таких как количество гидроксильных групп в решетке минерала. Химическими либо физическими методами определить пропорции их содержания в ОКТ-кварцевых опоках в настоящее время невозможно. В среднем по оценкам, представленным в отечественной и зарубежной литературе, минеральная плотность ОКТ-фазы изменяется в пределах от 1,9 до 2,18 г/см³ [32, 46, 122].

Смачиваемость твердой фазы является также одним из важнейших коллекторских свойством пород, влияющим на величину подсчетных параметров и эффективность разработки месторождения. Характер смачиваемости может быть гидрофильным, гидрофобным или смешанным [32, 46].

Эксперимент по определению характера смачиваемости глинистых опок проводился методом наблюдения с помощью РЭМ за образцом во время конденсации паров воды на его поверхности. Для этого образец закреплялся на столике охлаждения (столик Пельтье), который применялся для регулировки температуры образца. Затем в камеру микроскопа подается контролируемая порция водяного пара. Далее по характеру высаживания конденсированной влаги на поверхность образца качественно определялся тип смачиваемости участков поверхности образца, соответствующий гидрофильному, гидрофобному или смешанному типу. По результатам определения смачиваемости, все 10 образцов, вне зависимости от принадлежности к какому-либо литотипу, обладают гидрофильными свойствами и полностью пропитались парами воды с образованием сплошных плёнок.

Не менее важным фильтрационно-емкостным свойством является водонасыщенность пород, как естественная, так и остаточная. Водонасыщенность глинистых опок будет рассмотрена далее в разделе 4.

2.1.4. Особенности структуры пустотного пространства литотипов

Нетипичное сочетание высокой пористости и низкой проницаемости глинистых опок сенона побудили к началу серии специальных исследований керна, направленных на изучение структуры пустотного пространства – характера распределения пор по размерам [32, 46]. Пустотное пространство глинистых опок Медвежьего месторождения условно можно разделить на четыре основных морфологических типа пористости.

Первый – пустоты выщелачивания биокластов: радиолярий, губок и т.д., подобные тем, что представлены на рисунке 2.3. Второй тип представлен межзерновой пористостью

редких локальных скоплений обломочного терригенного материала (см. рисунок 2.2). Диаметр пор этих типов пустот составляет до 200 мкм.

Третий – пустоты трещин. С данным видом пористости по аналогии с прочими кремневыми отложениями [29] были связаны большие надежды на первых этапах исследования керна НПБС. В виду высокой степени дезинтеграции керна, особенно отобранного из верхней части подсветы (рисунок 2.12), предполагалось, что это доминирующий вид пористости для данных отложений.

Однако, несмотря на то, что многочисленные и разнообразные исследования хоть и подтвердили наличие естественной трещиноватости пород, оказалось, что ее емкость не превышает первых пяти процентов пористости [33, 4644, 45]. Приведенный в двух скважинах электрический микроимиджер также не выявил однозначной макротрещиноватости отложений подсветы.

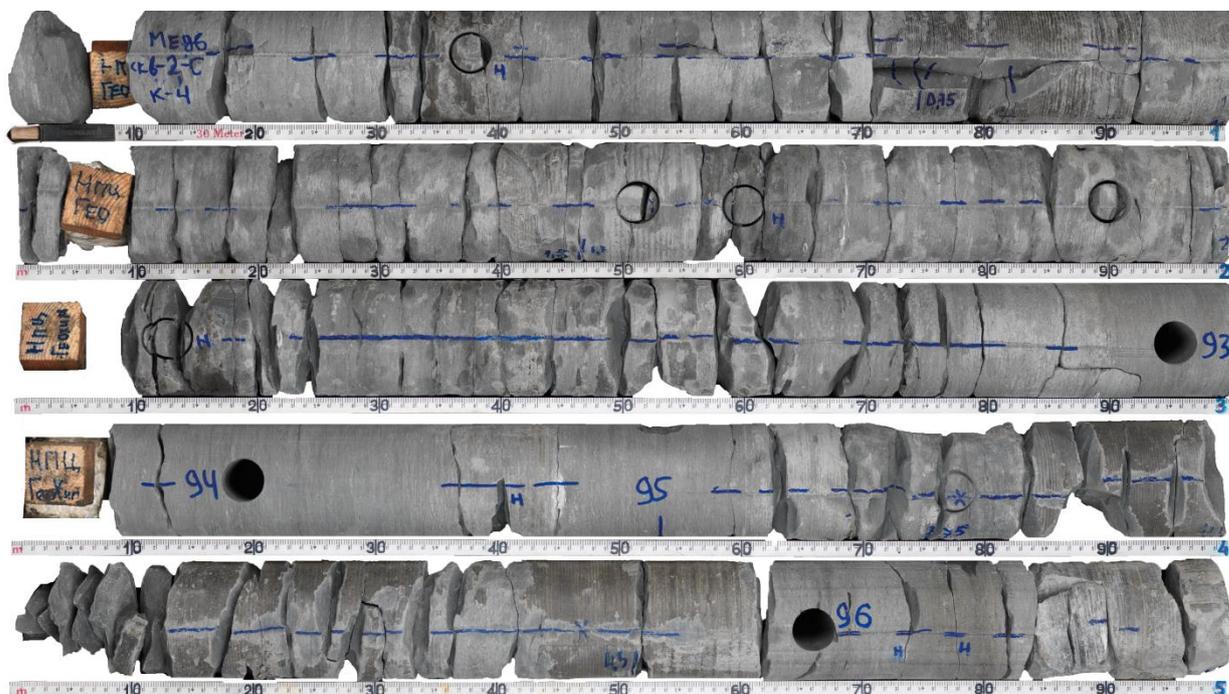


Рисунок 2.12 – Фотография керна скважины 2С, интервал отбора 974,5 – 979,5 м

Таким образом, в сумме первые три типа пустотного пространства не превышают и первого десятка процентов общей пористости глинистых опок. Возникает вопрос, чем же представлены остальные 25-30% общей пористости? Для ответа на него, впервые на опоках сенона были проведены: рентгеновская микротомография, ртутная порометрия, адсорбционно-структурный анализ (АСА), а также растровая электронная микроскопия образцов, подготовленных методом резки фокусированным ионным пучком (ФИП) с последующей обработкой результатов по технологии «цифровой керн».

Подробный анализ результатов этих уникальных исследований, позволивший сформировать представление о структуре пустотного пространства опок Медвежьего месторождения, приведен в работах [33, 75]. Как отмечают их авторы, наиболее эффективным и точным методом изучения пустотного пространства опок оказался АСА. Рассмотрим подробнее результаты данного исследования.

Результаты адсорбционно-структурного анализа

Метод реализован на 40 образцах глинистых опок, исследования выполнены силами ФГУП «ЦНИИГеолнеруд», г. Казань. Анализ площади поверхности и пористости проводился автоматизированной системой ASAP 2020 MP фирмы Micromeritics. Согласно утвержденной международным союзом теоретической и прикладной химии (IUPAC) количественной классификации [121], АСА определяет три основных типа пор:

- макропоры со значением радиуса пор более 25 нм;
- мезопоры радиусом от 1 до 25 нм;
- микропоры радиусом менее 1 нм.

Удельный объем пор, измеряемый в процессе анализа, представляет собой суммарный объем пор, отнесенный к грамму твердого вещества. Оценка удельного объема макропор $V_{\text{макропор}}$ диаметром от 50 до 500 нм выполняется с использованием уравнения баланса:

$$V_{\text{сумма}} = V_{\text{микропор}} + V_{\text{мезопор}} + V_{\text{макропор}} \quad (2.2)$$

где

$V_{\text{сумма}}$ – суммарный объем всех пор, рассчитывается по точке изотермы адсорбции при относительном давлении паров азота $P/P_0=0,998$;

$V_{\text{мезопор}}$ – объем мезопор, рассчитывается по точке изотермы адсорбции при относительном давлении паров азота $P/P_0=0,990$;

$V_{\text{микропор}}$ – объем микропор, рассчитывается согласно теории объемного заполнения микропор (уравнение Дубинина-Радушкевича, Дубинина-Астахова).

Коэффициент пористости, определяемого методом АСА, для того или иного типа пор рассчитывается по формуле:

$$\varepsilon_i = V_i \cdot \sigma_{\text{мин}} / (1 + V_i \cdot \sigma_{\text{мин}}), \quad (2.3)$$

где V_i - удельный объем пор (микропор, мезопор или макропор);

$\sigma_{\text{мин}}$ – минеральная плотность, определенная на гелиевом пикнометре.

Одной из особенностей метода АСА является то, что исследования проводятся на порошковых пробах керна, размер отсеянной фракции составляет от 0,25 до 0,63 мм. Это значит, что метод АСА характеризует структуру матрицы породы и исключает из анализа крупные поры более 0,5 мкм.

На рисунке 2.13 представлена диаграмма результатов АСА по 16 образцам ОКТ-кварцевых и 24 образцам кварцевых опок НПБС. Для всех образцов характерно доминирующее положение мезопористости.

На рисунке серым фоном показана область между значениями коэффициентов пористости по данным АСА и стандартными исследованиями керосинонасыщением. Эта область характеризует объем крупных пор и трещин, утраченный в результате дробления и отсеивания проб для АСА. Следовательно, разность между коэффициентом общей пористости (K_n) и пористости суммарной по АСА (ϵ) – это есть дополнительный объем макропор, размером превышающих верхний порог чувствительности метода АСА в 500 нм. Наибольшими значениями утерянного объема макропор характеризуется кварцевые опоки.

Из представленного анализа следует вывод о том, что при равных коэффициентах общей пористости (в среднем 0,31 д.ед.) кварцевые опоки обладают значительным объемом макропор (в среднем 52% от всего пустотного пространства), в то время как для ОКТ-кварцевых опок макропористость составляет всего 26% от общего объема пор.

Результаты электронно-ионной томографии

Технология электронно-ионная томографии заключается в получении с помощью электронной микроскопии серии последовательных изображений поперечного сечения образца зерна после удаления с помощью ФИП тонкого слоя материала. Часто на практике технология упоминается как «Slice&View» либо ФИП/РЭМ. Реконструкция набора таких изображений позволяет провести трехмерную визуализацию микрообъема образца зерна с высоким разрешением. Исследования выполнялись компанией ООО «Системы для микроскопии и анализа», г. Москва, Сколково. Всего исследовано 10 образцов.

Исследования методом электронно-ионной томографии начинаются с высокотехнологичной подготовки шлифа образца зерна, который затем помещается в рабочую камеру двулучевой аналитической системы FEI Helios Nanolab 660. Средствами растровой электронной микроскопии визуализируется поверхность и выбирается область

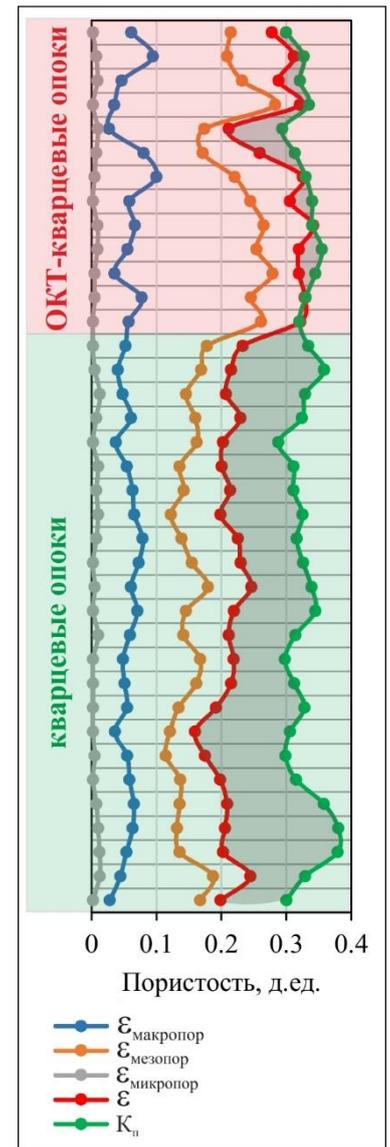


Рисунок 2.13 – Диаграмма сопоставления результатов АСА и стандартных исследований зерна

интереса на поверхности образца, производится наклон образца на угол 52° . Затем на поверхность при помощи газо-инжекционной системы наносится слой платины для того, чтобы в последующем защитить поверхность области интереса от воздействия периферии ионного пучка.

После подготовки образца направленным ионным пучком удаляется слой зоны интереса образца керна глубиной 100 нм, формируя поперечное сечение размером не более $20 \text{ мкм} \times 20 \text{ мкм}$. Затем вырезанная таким образом пластинка очищается от артефактов ионного травления (полирования) с применением слаботочного ионного пучка.

На рисунке 2.14 схематично представлен этап подготовки образца, после которого он готов к съемке поперечного среза средствами растровой электронной микроскопии по технологии «Slice&View». Суть данной технологии заключается в том, что после получения первого снимка, плоскость реза ионного пучка смещается, сжигая при этом поверхность среза на глубину 20 нм. Фотографируется вновь образованный срез, затем ионный пучок смещается еще на один шаг. Таким образом для каждого образца формируется набор, включающий от 100 до 300 цифровых фотографии последовательных срезов. Три таких снимка образца кварцевой опоки представлены в правой части рисунка 2.14.

Анализ моделей пустотного пространства показал, что все исследуемые образцы в пустотном пространстве содержат нанопоры размером от 10 до 3000 нм. Визуально их можно разделить на три вида, характеристика и структура которых представлена в таблице 2.3.

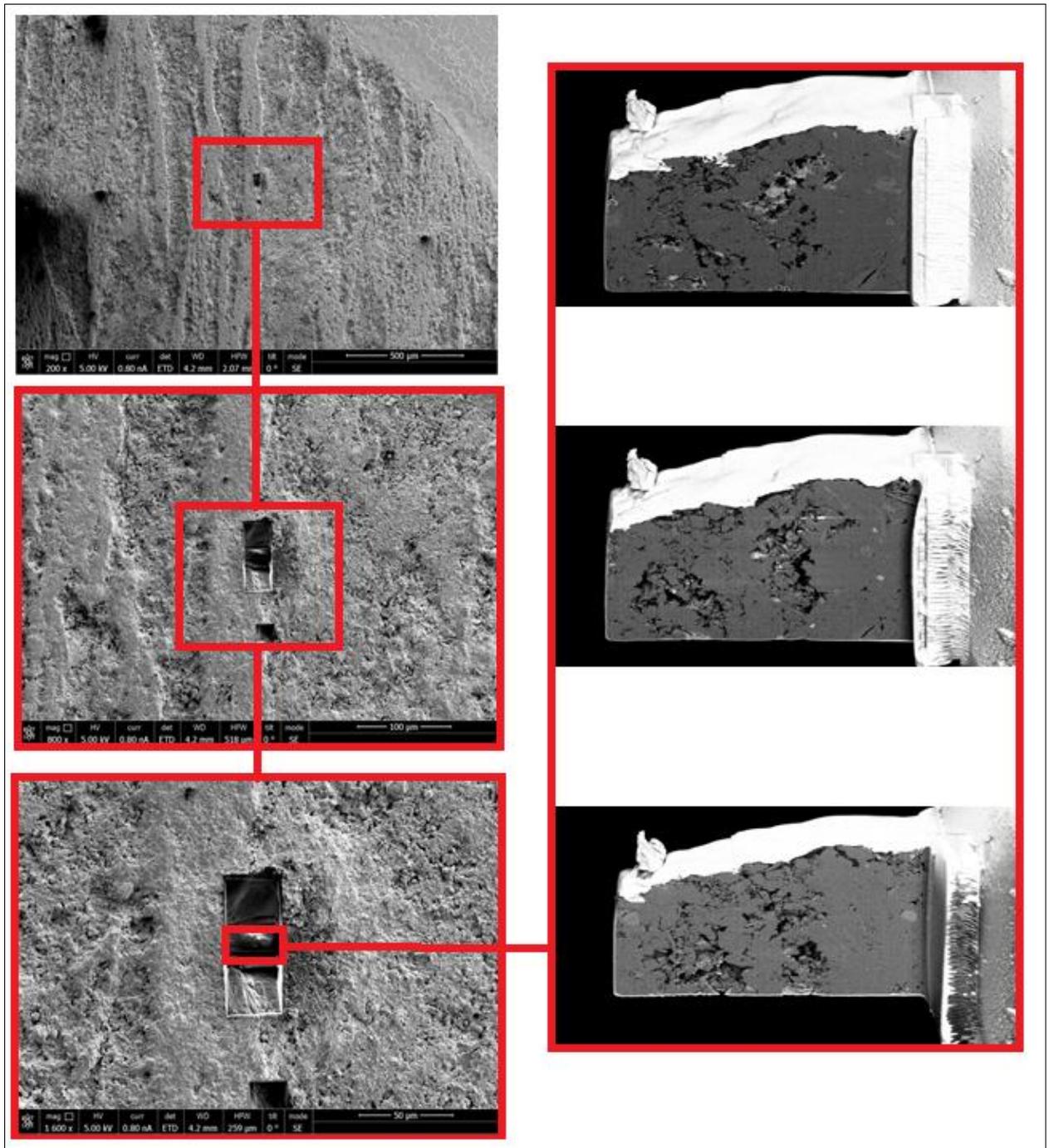
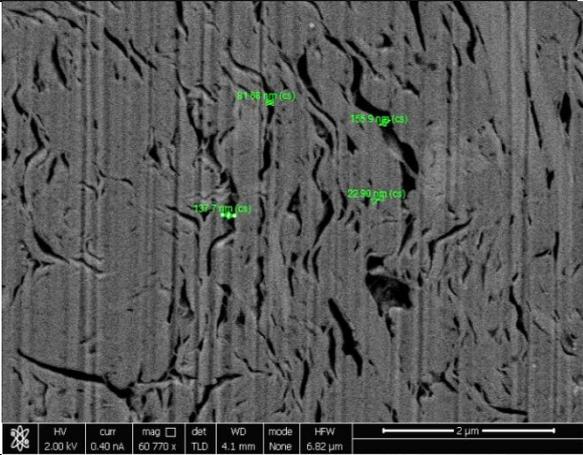
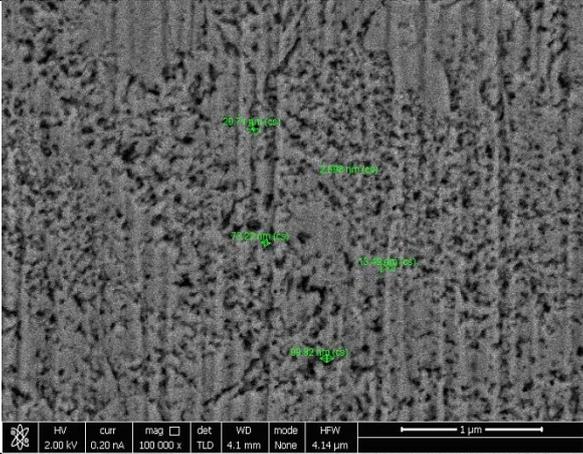
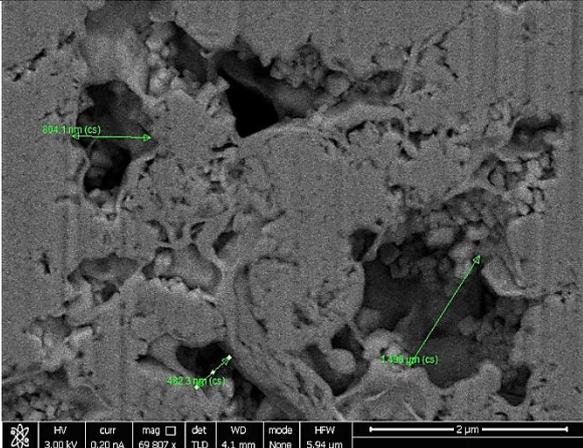
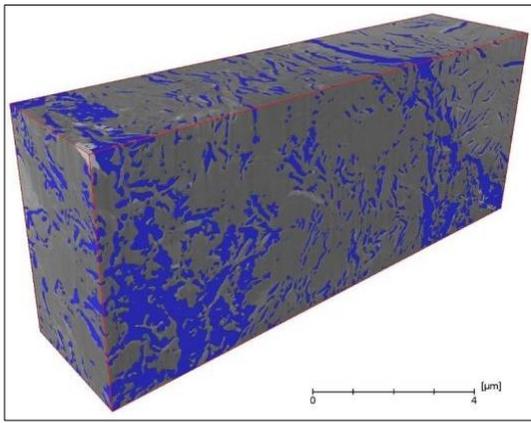


Рисунок 2.14 – Схематическое разномасштабное изображение образца, выбранного для проведения визуализации методом «Slice&View»

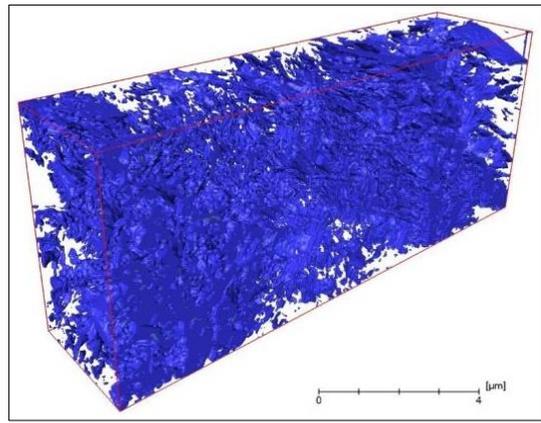
Таблица 2.3 – Морфологическая характеристика пустотного пространства глинистых опок

Тип	Морфологическая характеристика пустотного пространства	Микроструктура
1	<p>Канало-трещиноподобные поры, разнонаправленные, удлиненные, отдельные и соединяющиеся, размерами от 50 нм до 150 нм в ширину, до 1 мкм в длину. Встречаются во всех образцах, формируются по контуру агрегатов глинистых минералов. Являются доминирующим типом для более глинистых кварцевых опок литотипа ЛТ2-2. Возможно сформированы в результате дегидратации структур монтмориллонита</p>	
2	<p>Мелкие поры, размерами от 15 нм до 80 нм, соединяющиеся. Образуют пустотность изоморфной губки. Поры такого типа наблюдаются во всех образцах. Являются доминирующим видом пор для ОКТ-кварцевых опок.</p>	
3	<p>Крупные поры, неправильной формы, размерами 500 нм до 1500 мкм, соединяющиеся. Образуют пустотность каверновой губки. Поры такого типа характерны для чистых кварцевых опок.</p>	

Далее наборы снимков РЭМ обрабатываются в специализированном программном комплексе для реконструкции объема пустотного пространства. Такие трехмерные модели позволяют не только визуализировать структуру пор, то есть провести томографию, но и с определенной долей условности определить фильтрационно-емкостные свойства. На рисунках 2.15, 2.16 и 2.17 представлены результаты моделирования электронно-ионной томографии для образцов трех типов глинистых опок.

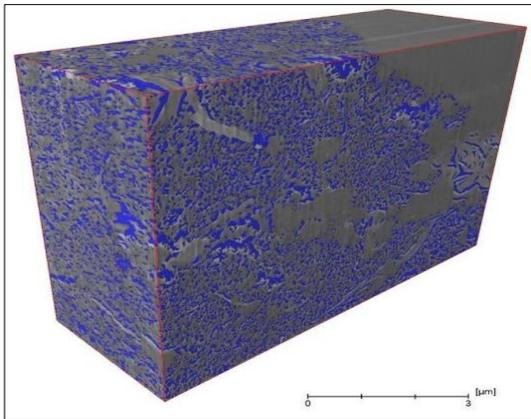


а)

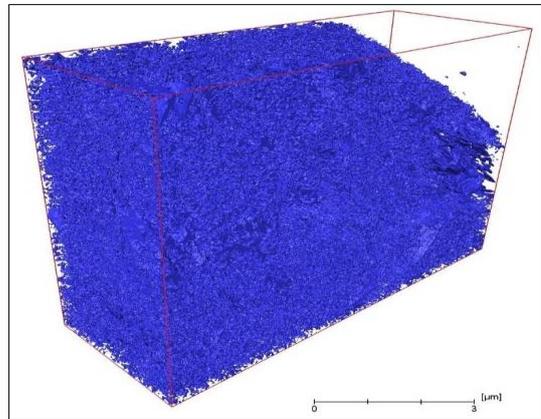


б)

Рисунок 2.15 – Бинарная модель образца более глинистой кварцевой опоки со структурой (а) и без структуры (б) скелета образца

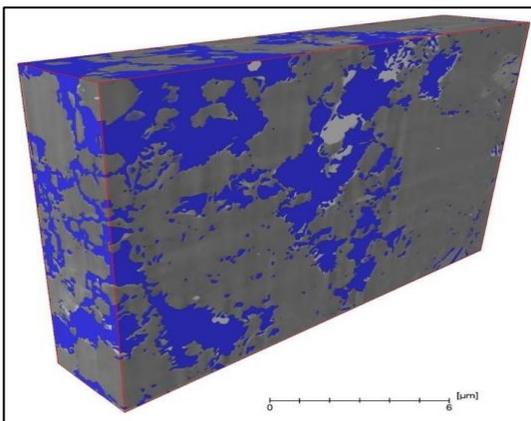


а)

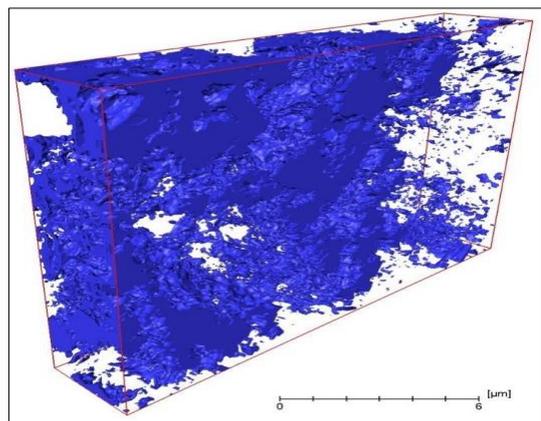


б)

Рисунок 2.16 – Бинарная модель образца ОКТ-кварцевой опоки со структурой (а) и без структуры (б) скелета образца



а)



б)

Рисунок 2.17 – Бинарная модель образца кварцевой опоки со структурой (а) и без структуры (б) скелета образца

Результаты электронно-ионной томографии подтверждают выводы, полученные в результате анализа данных АСА. Различия в структуре глинистых опок НПБС теперь имеют не только численное градационное подтверждение, но и визуальное.

Дополнительно один из образцов ОКТ-кварцевой опоки был специально подготовлен для просвечивающей электронной микроскопии (ПЭМ). В таком максимальном разрешении, как на рисунке 2.18, различимы крупные удлиненные чешуйки глинистых минералов и агрегаты монолитного кварца, соединенные между собой губчатой изометричной матрицей, состоящей из сцепленных между собой мельчайших гранул сферической формы. Электронная дифракция данного участка образца соответствует гало аморфного опала. Такие сферы опала размером 15-40 нм образуют извилистую сеть нанопустотного пространства с высокой удельной поверхностью.

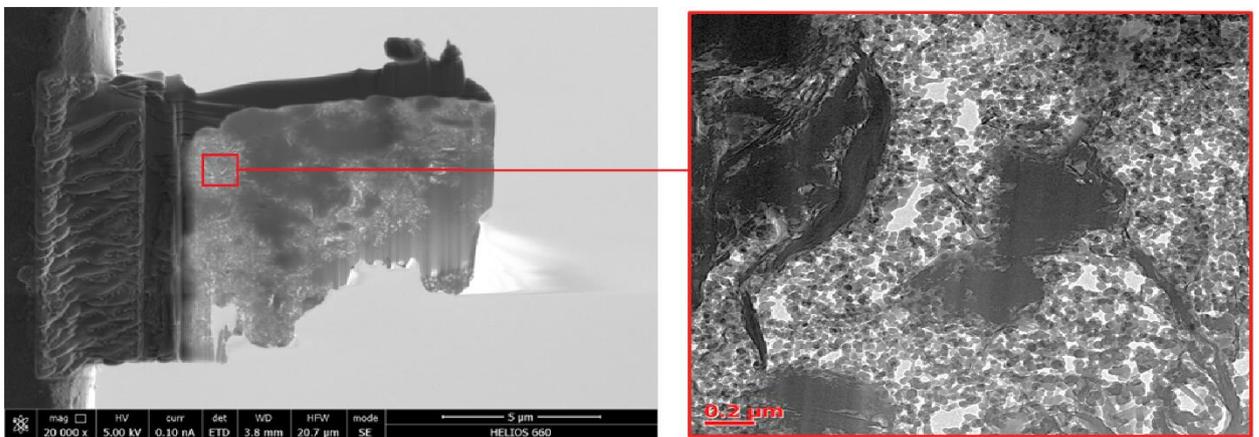


Рисунок 2.18 – ПЭМ-снимок участка ОКТ-кварцевой опоки

Комплексное изучение структуры пустотного пространства показало доминирование развитой изометричной губчатой системы нанопор (мезопористости) в ОКТ-кварцевых опоках, а также преобладание каверновой губчатой системы (макропористость) для менее глинистых кварцевых опок литотипа ЛТ2-1. Все виды пористости в той или иной степени оказались между собой связаны.

Такое сложное устройство пустотного пространства характерно не только для глинистых опок сенона. Ранее аналогичные исследования методом ФИП/РЭМ проводились на порцеланитах формации Монтерей, Калифорния, Соединенные Штаты Америки (США). В работе 2016 года [120] представлены схожие с нашим случаем структуры пустотного пространства ОКТ-содержащих и кварцевых порцеланитов. Для сравнения на рисунке 2.19 представлены снимки РЭМ/ФИП образцов глинистых опок Медвежьего месторождения и порцеланитов формации Монтерей. Снимки выполнены в одинаковых масштабах.

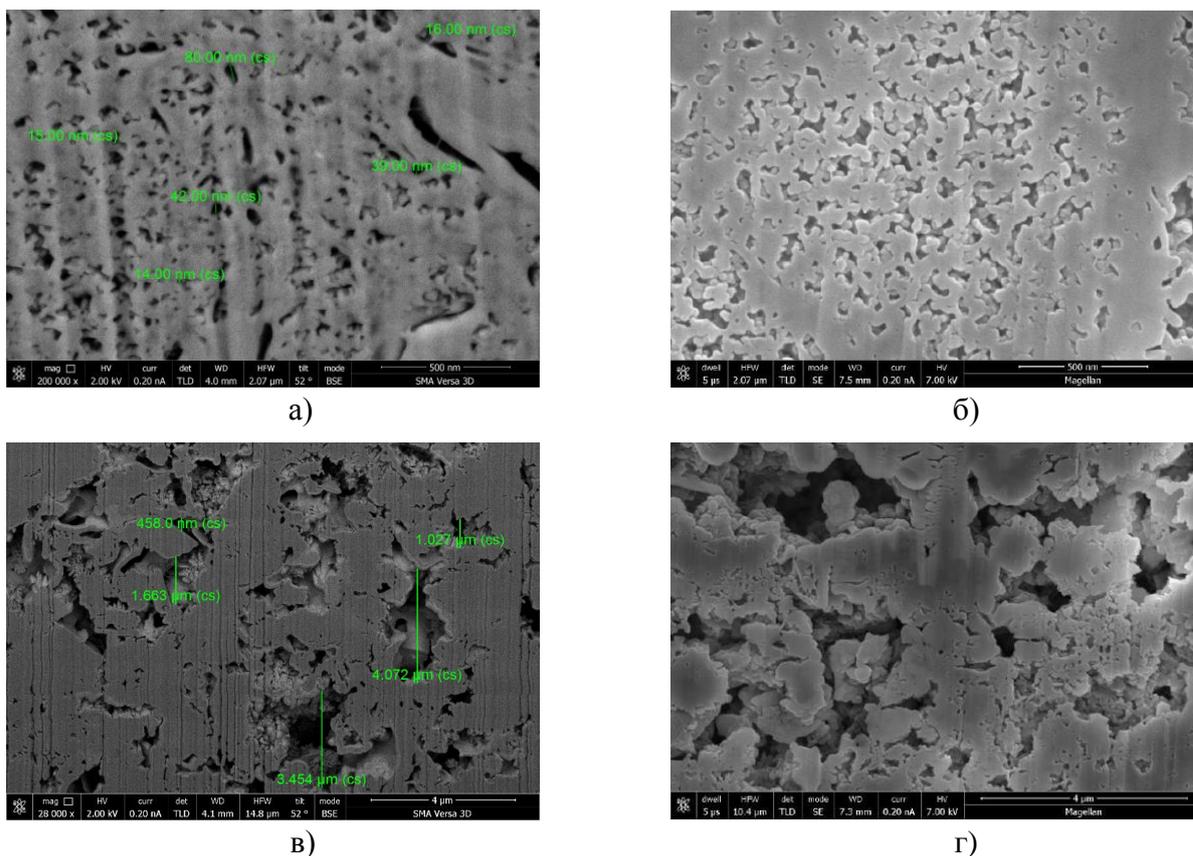


Рисунок 2.19 – Снимки РЭМ/ФИП ОКТ-кварцевой опоки (а), кварцевой опоки (в) Медвежьего месторождения и ОКТ-порцеланита (б), кварц-порцеланита (г) формации Монтерей (по данным T.G. Kassa, 2016)

Как видно из сравнения на рисунке 2.19, глинистые опоки и порцеланиты имеют схожую структуру пустотного пространства. Учитывая, что обе кремнисто-глинистые породы близки по минеральному составу, невольно возвращаемся к вопросу корректности наименования пород НПБС как «глинистая опока». Надеемся, что приведенное в работе сравнение поможет в дальнейшем поставить знак равенства между глинистыми опоками и порцеланитами.

Высокая пористость всех литотипов глинистых опок объясняется наличием сложной системы пор субкапиллярной размерности, развитой по всему объему образцов. Естественно, что в таких условиях стандартные опыты по стационарной фильтрации газа показывают низкие значения проницаемости. Однако, открытым остается вопрос о том, почему коэффициент проницаемости всех видов опок лежит в одном диапазоне? Ведь, как известно, нано-пустотное пространство, подобное тому, что отражено на рисунке 2.18, характерно в основном для ОКТ-кварцевых опок. Следовательно, можно предположить, что чем больше ОКТ-фазы кремнезема содержит порода, тем больше пустотного пространства занято нанопористостью такого типа.

Просто же кварцевые опоки характеризуются схожей губчатой системой пор, но уже микронного уровня. Следовательно, фильтрация в таких образцах должна проходить

быстрее и тратить меньший объем газового агента [26]. А значит и проницаемость кварцевых опок должна быть выше, чем у ОКТ-кварцевых опок. Именно такая ситуация характерна для порцеланитов формации Монтерей. Как указывается в работе [120], проницаемость ОКТ-порцеланитов на порядок ниже, чем кварцевых порцеланитов. В нашем же случае (см. рисунок 2.1) градации по проницаемости для различных видов глинистых опок не наблюдается.

Отсутствие закономерного снижения проницаемости ОКТ-кварцевых опок можно объяснить двумя факторами. Первый - это дискретность отбора образцов керна. Для фильтрационного эксперимента образец должен быть правильной цилиндрической либо кубической формы [26]. Подготовить такие образцы из дезинтегрированного керна верхней части подвиты (см. рисунок 2.12) зачастую невозможно. Это приводит к тому, что опоки с максимальным содержанием ОКТ-кремнезема в фильтрационных экспериментах не участвуют. Второй фактор связан с различием отечественной и западной аппаратурной базы, что, на наш взгляд, можно считать фактором высоко вероятным, хотя оценить степень его влияния на результаты фильтрационных экспериментов весьма затруднительно.

Отметим еще один важный вывод. Несмотря на то, что пористость и проницаемость глинистых опок различного вида весьма близки, структура их пустотного пространства (см. рисунки 2.13 и 2.19) и минеральная плотность (см. рисунок 2.10) различны.

Так различия в структуре пор приведут к отличию таких электрических свойств, как диффузионно-адсорбционная активность, диэлектрическая проницаемость, поверхностная проводимость и конечно же УЭС. [27, 28, 31, 32, 46, 55]. В практическом плане максимальный интерес вызывает влияние различий геометрии пустотного пространства опок на характер распределения воды в них. Уже на данном этапе можно утверждать, что зависимости УЭС от водонасыщенности будут индивидуальными для различных литотипов глинистых опок сенона.

В свою очередь различия глинистых опок по минеральной плотности приведут, возможно, к отличию широкого спектра акустических, упругих, теплофизических и нейтронных свойств.

Другими словами, литолого-минералогическая неоднородность разреза НПБС напрямую контролирует и определяет изменчивость петрофизических свойств кремнисто-глинистых пород. Следовательно, для того, чтобы разработать корректное петрофизическое обеспечение интерпретации данных ГИС необходимо увязать литологическую неоднородность пород с особенностями геологического строения НПБС в пределах месторождения и выявить основные закономерности залегания литотипов на уровне корреляции разрезов скважин [68].

2.2. Алгоритм детальной корреляция отложений нижеберёзовской подсвиты

Корреляция разрезов скважин является неотъемлемым этапом в проведении геологических исследований по материалам бурения скважин. Это основа для построения типовых геолого-геофизических разрезов, геологических карт и моделей, необходимых для изучения геологического строения и газоносности месторождения. Как отмечает С.С. Итенберг [40], наиболее достоверное сопоставление разрезов скважин возможно только при комплексном анализе каротажных и керновых данных. Рассмотрим первую составляющую – каротажные данные.

2.2.1. Корреляционные построения по материалам ГИС

Подготовка разрезов скважин к корреляции заключалась в анализе полноты комплекса ГИС и оценке качества каротажных диаграмм. Подробный анализ результатов проведенного комплекса ГИС в скважинах сенонского проекта Медвежьего месторождения представлен к главе 1.

В первую очередь для корреляционных построений привлекались следующие виды диаграмм: результирующее УЭС по ИКЗ, естественная радиоактивность по ГК, объемная плотность по ГГК-П. Дополнительно рассматривались диаграммы интервального времени пробега продольной звуковой волны по АК и коэффициента общей пористости по ЯМК. В отличие от всех перечисленных диаграмм, кривые метода ГК имеют непостоянный масштаб записи в единицах измерения $gAPI$ или $мкР/час$. Для того, чтобы исходные диаграммы ГК привести к одному масштабу их необходимо нормализовать путем пересчета в двойной разностный параметр ГК ($\Delta J_{ГК}$) по формуле:

$$\Delta J_{ГК} = (J_{ГК} - J_{ГК}^{\min}) / (J_{ГК}^{\max} - J_{ГК}^{\min}), \quad (2.4)$$

где $J_{ГК}^{\max}$ – максимальные значения показаний метода ГК, снятые в интервале глини кузнецовской свиты;

$J_{ГК}^{\min}$ – минимальные значения показаний метода ГК, снятые в интервале НПБС.

Предварительный анализ каротажных материалов показал, что в первых двух из шести скважин сенонского проекта интервал записи ГИС не полностью перекрывает интересующий интервал НПБС. Так, в скважине 1С запись каротажа обрывается, не достигнув границы раздела между верхней и нижней подсвитами березовской свиты. В скважине 2С запись ГИС начата выше границы кузнецовской и березовской свит. В связи с этим материалы ГИС по скважинам 1С и 2С не применялись на первом этапе корреляционных построений. Отметим, что в скважине 4С запись метода ГК начинается выше границы кузнецовской и березовской свит, что не критично, но все же затрудняет сопоставление разрезов скважин.

Еще одна сложность связана с тем, что в скважинах 3С, 4С, 5С и 6С, материалы которых привлекались для корреляции, применялись нефилтующиеся полимерные либо углеводородные растворы. Они не консервируют стенку скважины. В результате происходит частичная дегазация прискважинной зоны пласта, степень выраженности и радиальная характеристика которой зависят не только от петрофизических свойств пласта, но и от многих геолого-технологических условий. Другими словами, дегазация является уникальным эффектом для каждой конкретной скважины.

В первую очередь, эффект газонасыщенности оказывает влияние на показания методов ЯМК и ГГК-П с радиусом исследования менее 10 см [68, 77], что создает трудности при сопоставлении количественных параметров для различных скважин. Хотя, данный эффект не исключает возможность применения для корреляционных построений диаграмм методов ЯМК и ГГК-П на качественном уровне.

Не сказывается эффект дегазации прискважинной зоны на показания методов ГК и ИКЗ. Связно это с тем, что газонасыщенность не влияет на естественный радиоактивный фон пород, а в радиусе исследований зондов ИКЗ она является естественной, то есть определяется только петрофизическими свойствами пласта. При этом если в первом приближении допустить, что петрофизическая характеристика пластов в латеральном направлении постоянна, то для коррелируемых пластов влияние газонасыщенности на показания ИКЗ примерно равно для всех скважин.

На основе изложенного выше сделаем вывод о том, что наиболее надежными для целей корреляции разрезов скважин являются пара диаграмм $\Delta J_{ГК}$ -УЭС. Диаграммы методов ГГК-П, ЯМК и АК применяются в целях дополнительного контроля на качественном уровне.

Перед тем, как приступить к сравнению каротажных диаграмм, необходимо определиться с выбором эталонной скважины. Согласно методическим рекомендациям [48, 68], эталонная скважина должна соответствовать следующим критериям:

- Проведенный комплекс ГИС должен быть максимально полным и охватывать весь интервал изучаемых отложений. Качество каротажа должно обеспечивать четкую дифференциацию разреза;
- Керна эталонной скважины должны обладать максимальной проходкой, выносом и изученностью в интервале залегания изучаемого объекта;
- Скважина должна быть максимально близко расположена к центру изучаемого объекта.

Первому из перечисленных выше критериев соответствуют скважины 3С, 4С, 5С и 6С. Отбор керна проведен во всех скважинах. Помимо не подходящих по первому условию

скважин 1С и 2С, полный комплекс лабораторных исследований проведен в скважинах 3С и 4С. Отбор керн осуществлялся в скважине 4С не в полном объеме, что привело к сложностям, связанных с увязкой результатов исследований керн. Вынос керн в скважине 3С составляет 97%, керн равномерно изучен как стандартными, так и специальными исследованиями. По сейсмическим данным (см. рисунок 1.5), скважина расположена близко к центру южной части динамической аномалии. Таким образом, скважина 3С соответствует всем критериям и принята в качестве эталонной для корреляционных построений.

Далее необходимо определиться с реперной границей корреляционных построений. В качестве опорного пласта рассмотрим интервал кремнистых глин кузнецовской свиты. Минеральный состав пород изучен методом РСА в пределах первых 10 метров от границы березовской и кузнецовской свит (рисунок 2.6 а). Кремнистые глины типа ЛТ0-КС максимально охарактеризованы каротажем до глубины 20 метров от реперной границы, в этом интервале геофизическая характеристика пород постоянна. Это позволяет сделать вывод о том, что выявленный по результатам РСА минеральный состав характерен для всей толщи кузнецовской свиты в пределах 20 метров от реперной границы. Породы характеризуются максимальными значениями естественной радиоактивности в рассматриваемом разрезе, объемная плотность по данным ГГК-П составляет в среднем 2.28 г/см^3 , УЭС – $2,0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Глинистая толща кузнецовской свиты имеет надежную выдержанность по площади, имеет четкую геофизическую характеристику, резко отличную от характеристики вышележащих пород НПБС. Эти факторы позволяет с уверенностью принять интервал кузнецовской свиты в качестве опорного пласта. Кроме того, граница кузнецовской и березовской свит является стратиграфической, что позволяет применять интервал кузнецовской глины в качестве стратиграфического опорного пласта, а реперную границу между свитами – в качестве линии сопоставления разрезов скважин, расположенных как на территории месторождения, так и за его пределами [40].

Далее, после того, как определены эталонная скважина и реперная граница, следует приступить к литологическому расчленению. В случае отложений НПБС точнее будет сказать - к выделению корреляционных единиц. В целях систематизации реперных интервалов разработана классификация корреляционных единиц, включающая следующие элементы:

- *Реперы первого порядка* представлены глинистыми толщами, интервал залегания которых соответствует стратиграфическим границам. В рассматриваемом разрезе в качестве реперов первого порядка приняты интервалы глин кузнецовской свиты

и ВПБС. Другими словами, реперами первого порядка являются региональные глинистые толщи, вмещающие изучаемый объект газоносных опок НПБС;

- *Реперы второго порядка* представлены литологическими пачками кремнисто-глинистых пород НПБС. Пачками считаются группы пропластков объединенных характерным изменением геофизических характеристик. Нумерация пачек начинается от реперной границы;

- *Реперы третьего порядка* представлены слоями глинистых опок НПБС, являются структурными элементами реперов второго порядка. Основной характеристикой этой корреляционной единицы является резко повышенное УЭС относительно вмещающих пород. Зачастую форма диаграмм УЭС в пределах реперов прослеживается от скважины к скважине. Далее в работе реперы третьего порядка упоминаются как корреляционные слои. Нумерация слоев начинается от реперной границы. Термин «корреляционный слой» был предложен в свое время В.И. Белкиным и использован для расчленения и корреляции отложений баженовской свиты Западной Сибири [17].

Рассмотрим алгоритм выделения корреляционных единиц в разрезе эталонной скважины 3С, продемонстрированном на рисунке 2.20. В первую очередь необходимо рассчитать параметр $\Delta J_{гк}$ согласно формуле (2.4) и определить значения этого параметра на границах реперов первого порядка. Для глиен кузнецовской свиты граничное значение $\Delta J_{гк}$ составило 0,52 отн.ед. В ходе дальнейшего анализа выяснилось, что принятое значение $\Delta J_{гк}$ справедливо и для реперной верхней и нижней подсвит березовской свиты. Определение границ стратиграфических реперов первого порядка показано пересечением синих линий на первом графическом поле рисунка 2.20.

Далее, начиная от реперной границы кузнецовской и березовской свит снизу вверх, происходит выделение реперов второго и третьего порядков. Согласно данным, представленным на рисунке 2.20, в разрезе эталонной скважины выделяются восемь пачек и 20 корреляционных слоев. Хотя в нефтегазовой геологии принято нумеровать пачки и пласты сверху-вниз, в данном случае при выделении корреляционных единиц будет использоваться стратиграфический принцип нумерации стратонов с уменьшением порядковых номеров снизу-вверх. Выделенные пачки имеют следующие характеристики:

Пачка 1 начиная с реперной границы характеризуется резким снижением естественной радиоактивности (ЕРА) до значения $\Delta J_{гк}$ равного 0,4 отн.ед., также происходит падение значений объемной плотности по ГГК-П. Для пачки характерны низкие значения УЭС до 2,6 Ом·м. Корреляционные слои не выделены. Подошва пачки соответствует реперной границе между кузнецовской и березовской свитами.

Пачка 2 представлена чередованием пяти корреляционных слоев КС1-5. Пачка обладает пониженными значениями $\Delta J_{гк}$ относительно пачки 2, достигая значений до 0,08 отн.ед. Подошва пачки отмечается резким повышением УЭС до 8 Ом·м, а также резким снижением ЕРА и плотности относительно пачки 1. Характерной особенностью пачки является резкая контрастность всех геофизических характеристик корреляционных слоев относительно вмещающих их пород, особенно в нижней части стратона.

Пачка 3 представлена чередованием трех корреляционных слоев КС6-8. Пачки 2 и 3 разделяет слой, обладающий пониженным УЭС до 4,0 Ом·м и повышенной плотностью. Характерной особенностью является наличие двух максимумов диаграммы УЭС в пределах слоя КС-6. Характерной особенностью является ступенчатое снижение УЭС корреляционных слоев по направлению от подошвы к кровле пачки.

Пачка 4 представлена чередованием трех корреляционных слоев КС9-11. Пачки 3 и 4 разделяет слой, обладающий пониженным УЭС до 4,5 Ом·м и повышенной плотностью. Характерной особенностью является ступенчатое снижение УЭС корреляционных слоев по направлению от подошвы к кровле пачки.

Пачка 5 представлена чередованием двух корреляционных слоев КС12-13. Пачки 4 и 5 разделяет слой, обладающий пониженным УЭС до 3,4 Ом·м и повышенной плотностью.

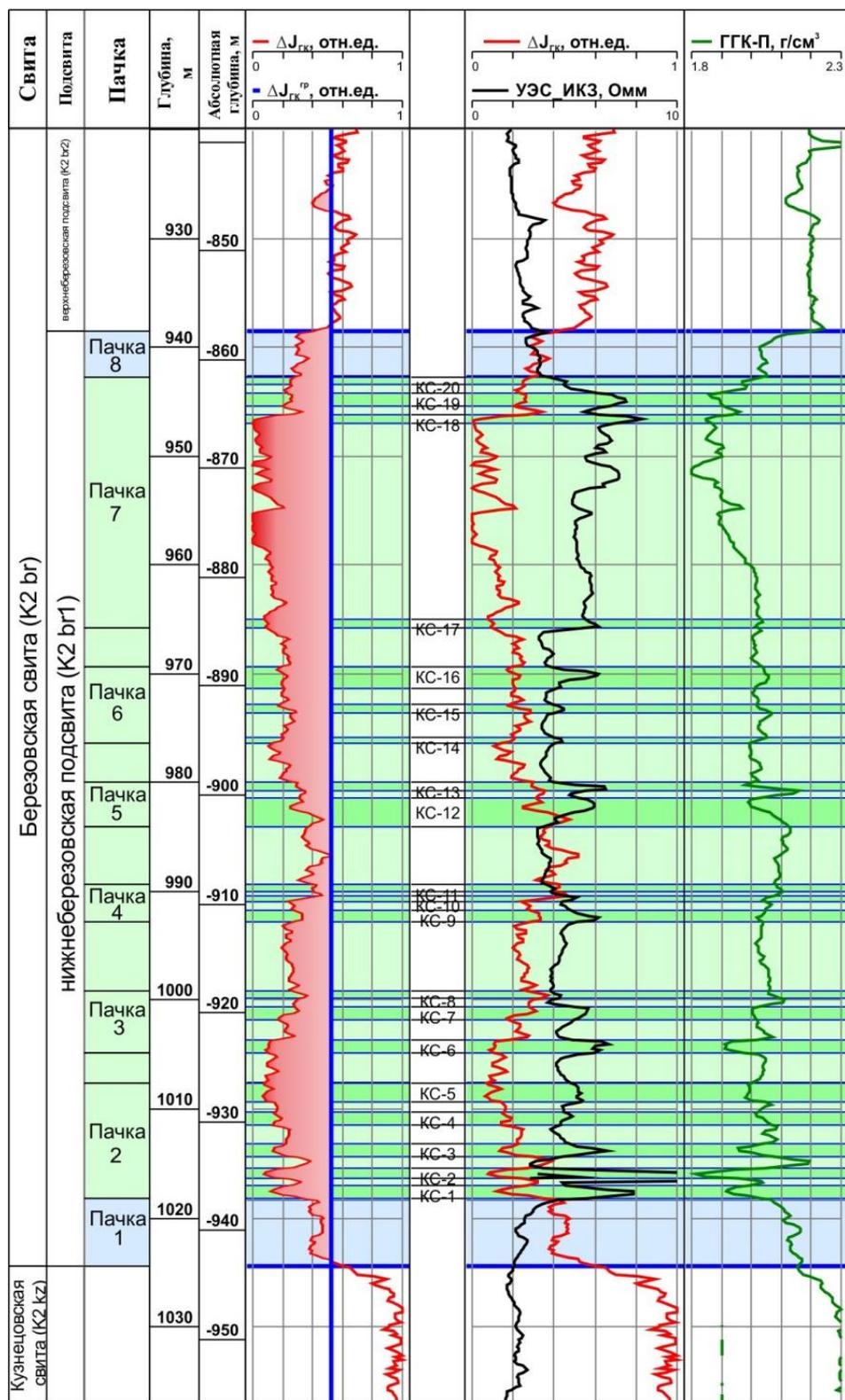


Рисунок 2.20 – Выделение корреляционных единиц в разрезе эталонной скважины 3С

Пачка 6 представлена чередованием трех корреляционных слоев КС14-16. Пачки 5 и 6 разделяет слой, обладающий пониженным УЭС до 3,2 Ом·м. Пачка обладает пониженным значением $\Delta J_{\text{ГК}}$ относительно пачки 5, достигая значений до 0,2 отн.ед. Для пачки характерны близость значений УЭС пары слоев КС14 и КС15 в сочетании с резким на их фоне повышением УЭС кровельного слоя КС16, значение которого достигает 6,2 Ом·м.

Пачка 7 представлена чередованием четырех корреляционных слоев КС17-20. Пачка характеризуется наибольшей толщиной во всем разрезе подсвиты, залегает в ее кровельной части. Для пачки характерны минимальные значения $\Delta J_{\text{ГК}}$ и высокие значения УЭС от 4,8 до 8,1 Ом·м. Также в верхней части пачки отмечаются минимальные для разреза значения объемной плотности, что соответствующих уровню КС2 в пачке 2. Особенностью строения пачки является и то, что в ее подошвенной части имеется единичный слой КС17, а в кровля представлена группой из трех близко расположенных слоев КС18-КС20.

Пачка 8 характеризуется резким повышением ЕРА до значения $\Delta J_{\text{ГК}}$ равного 0,3 отн.ед. Отмечается повышение объемной плотности и снижение УЭС до 3,2 Ом·м. Корреляционные слои не выделены. Кровля пачки соответствует реперной границе между подсвитами березовской свиты.

Согласно методическим рекомендациям [48, 68], по завершении подготовительного этапа следует приступить к последовательной парной корреляции разрезов скважин. Для этого с разрезом эталонной скважины поочередно сравнивают разрезы прочих скважин. На рисунке 2.21 представлен графический пример парного сопоставления эталонной скважины 3С и коррелируемой скважины 5С.

Описанный выше алгоритм корреляции был опробован как на скважинах с достаточной протяженностью проведенного комплекса ГИС (4С, 5С и 6С), так и на скважинах с неполной информацией (1С и 2С). На этом этапе анализ корреляционных построений выявил, что для разреза сенонских отложений Медвежьего месторождения характерно согласное залегание – чередование реперов всех порядков не нарушено. Однако данный вывод может быть не справедлив для скважины 2С, в которой отмечаются трудности с выделением пачек в верхней части залежи ввиду нечеткой, слабо дифференцированной диаграммы УЭС по ИКЗ.

После того как по данным ГИС создана основа, наполним корреляцию разрезов скважин второй составляющей – керновой информацией. Этот шаг позволит выявить основные закономерности и границы распределения литотипов, описанных в разделе 2.1.2.

Скважина №3С

Скважина №5С

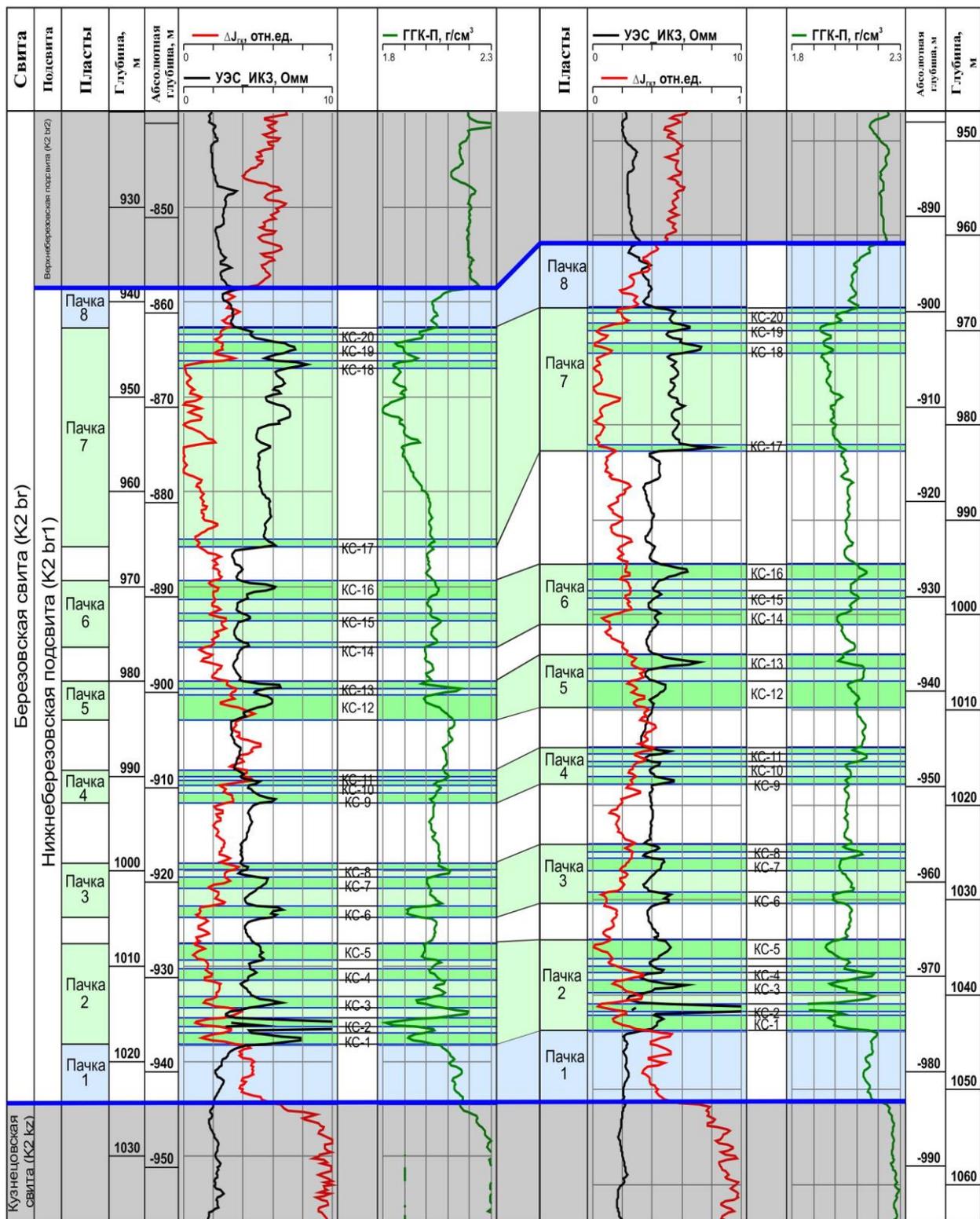


Рисунок 2.21 – Схема парной корреляции разрезов скважин 3С и 5С

2.2.2. Корреляция литотипов и выделение пластов

На примере скважин 3С и 5С рассмотрим привлечение керновой информации к корреляционным построениям, проведенным по данным ГИС согласно описанному в предыдущем разделе алгоритму идентификации реперных единиц.

К сожалению, минералогические исследования керна скважин 5С и 6С не проведены к моменту написания этой работы. Однако зная, как состав кремнисто-глинистых пород отражается на их минеральной плотности (см. раздел 2.1.2), мы на качественном уровне можем отслеживать изменения литологической характеристики разреза, используя при этом результаты стандартных исследований керна.

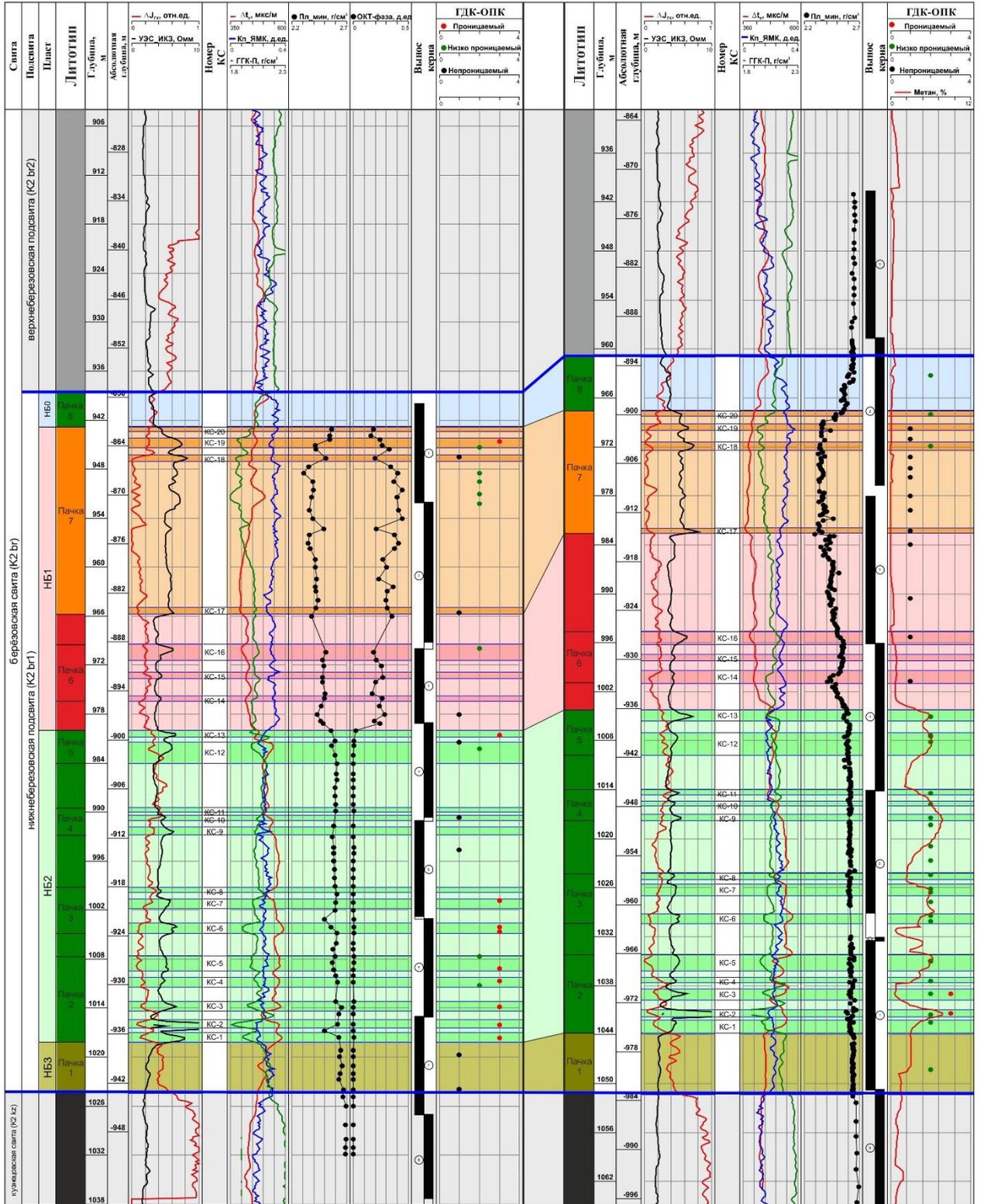
Если анализировать рисунок 2.22 снизу-вверх, то можно заметить каким образом происходит смена литологических типов кремнисто-глинистых пород по разрезу залежи. Начиная с реперной границы, между кузнецовской и березовской свитами происходит первая смена литологической характеристики: кремнистые глины (ЛТ0-КС) с минеральной плотностью порядка $2,67 \text{ г/см}^3$ уступают свое место сильно глинистым опокам литотипа ЛТ2-2 с минеральной плотностью порядка $2,64 \text{ г/см}^3$. Далее на границе между реперными пачками 1 и 2 происходит вторая смена – литотип ЛТ2-2 замещается глинистыми опоками ЛТ2-1 с минеральной плотностью порядка $2,61 \text{ г/см}^3$.

Начиная с кровли пачки 5, происходит третья смена литологического состава пород – резко возрастает содержание ОКТ-фазы кремнезема, и кварцевые опоки замещаются опоками с ОКТ-кварцевым составом кремнезема, а именно литотипом ЛТ2-2 с минеральной плотностью порядка $1,98\text{-}2,1 \text{ г/см}^3$. Затем от подошвы пачки 7 литотип ЛТ2-2 замещается опоками типа ЛТ2-1 с повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезема и пониженной минеральной плотностью порядка $1,87\text{-}1,98 \text{ г/см}^3$.

Пятая кардинальная смена литологической характеристики разреза НПБС происходит на границе пачки 7 и пачки 8, на которой ОКТ-кварцевые опоки замещаются кварцевыми опоками типа ЛТ2-1. Далее на реперной границе между НПБС и ВПБС опоки замещаются кремнистыми глинами типа ЛТ0-ВПБС.

Скважина №3С

Скважина №5С



Условные обозначения:
 - литотип ЛТ0-ВПСБ - литотип ЛТ1-2 - литотип ЛТ2-2
 - литотип ЛТ1-1 - литотип ЛТ2-1 - литотип ЛТ0-КС

Рисунок 2.22 – Схема парной корреляции разрезов скважин 3С и 5С с привлечением результатов исследований керна

Как видно из рисунка 2.22, литологические разности уверенно коррелируются по разрезу скважин в границах корреляционных слоев и пачек, описанных в разделе 2.2.1. Подобное монотипное залегание пород неизбежно приводит к ассоциации термина «литотип» с термином «пласт».

Напомним, что в 2016 г., в связи с недостаточностью керновой информации при подсчете запасов УВ, разрез НПБС был представлен как единый пласт НБ [128]. Позже в авторы работы [33] разделили сенонскую залежь на пласты НБ₀, НБ₁ и НБ₂, опираясь на неоднородность минерального состава пород по разрезу. В настоящей работе предлагается учесть разработанную в разделе 2.1.2 литолого-петрофизическую типизацию пород и определить интервал литотипа ЛТ2-2 как отдельный пласт НБ₃ (см. рисунок 2.22). Однако, перед этим определимся с терминологией.

В работе [99] О.С. Чернова приводит следующее определение: «пласт – это практически однородное по литологическому составу маломощное геологическое тело, имеющее ряд характерных признаков и ограниченное от выше и ниже залегающих отложений четкими граничащими поверхностями, обусловленными резкими региональными изменениями фациального плана, влекущими к быстрому изменению литологии пород».

Согласно вышеприведенному контексту сформулируем следующее определение термина «пласт» для условий сенонских отложений Медвежьего месторождения – это геологическое тело, сложенное кремнисто-глинистыми породами с характерными индикативными литологическими и петрофизическими особенностями. Пласт ограничен от выше и ниже залегающих отложений граничащими поверхностями, обусловленными резкими изменениями литологической характеристики и/или минерального состава пород.

Под резкими изменениями литологической характеристики понимается переход от кремнистых глин к опокам глинистым или наоборот. А под изменениями минерального состава – переход от глинистых опок с кварцевым составом кремнезема к глинистым опокам с комбинированным ОКТ-кварцевым составом кремнезема и наоборот, а также переход от сильно глинистых кварцевых опок типа ЛТ2-2 к кварцевым опокам типа ЛТ2-1.

Обязательным условием пласта НПБС является то, что литолого-минералогические изменения должны иметь границы, коррелируемые по всей площади месторождения, соответствующие четким изменениям геофизических характеристик по данным каротажа скважин.

Согласно выше приведенным условиям, в работе выявлены и прослежены границы залегания всех литологических типов кремнисто-глинистых пород, построена детальная схема корреляция отложений НПБС (Приложение А), которая определяет в пределах

подсветы четыре последовательно и согласно залегающих пласта: НБ₀, НБ₁, НБ₂, НБ₃. [85]. Из них пласты НБ₀, НБ₂, НБ₃ представлены как литологические монолиты, в то время как пласт НБ₁ имеет более сложное строение.

Дело в том, что на примере скважин 3С, 4С и 5С (Приложение А) можно заметить, как содержание ОКТ-фазы кремнезема закономерно возрастает вверх по разрезу пласта НБ₁ с локальным повышением значений в районе подошвы пачки 6. Однако, подобная тенденция не характерна для скважины 2С – содержание ОКТ-фазы имеет нетипичное повышение значений в середине пласта НБ₁ в интервале глубин от 987,6 до 997,3 м. Сложностей добавляет невозможность достоверно идентифицировать реперные пачки в виду нечеткой, слабо дифференцированной диаграммы УЭС по ИКЗ. Несмотря на это, данный интервал идентифицирован нами как литотип ЛТ1-1. В таком случае литотип ЛТ1-2 не только подстилает ЛТ1-1, но и перекрывает его (см. приложение А), что не типично для прочих скважин проекта. В итоге подобного рода неопределенности не позволяют в настоящий момент рассматривать литотипы ОКТ-кварцевых опок (ЛТ1-1 и ЛТ1-2) как самостоятельные пласты.

Объяснить изменчивость геологического строения пласта НБ₁ в области скважины 2С может ее уникальное расположение в северной части месторождения – районе с минимальной интенсивностью динамической аномалии по данным сейсморазведки (см. рисунок 1.5). Вероятнее всего, для этой зоны характерна отличная очередность смен обстановок осадконакопления, поскольку результаты элементного геохимического анализа однозначно определяют повышенную глинистость пласта НБ₁ в скважине 2С относительно аналогичных отложений в южной части месторождения. Данный факт, по мнению автора работы [43], хорошо коррелируется с представлениями о генезисе сенонских отложений.

Разработанная схема детальной корреляции литотипов (Приложение А) позволила уточнить границы пластов НПБС. Ярким примером может служить скважина 4С, для которой ранее в публикациях [33, 44] граница между пластами НБ₁ и НБ₂ отмечалась по материалам ЯМК и АК на глубине 999,6 м. Корреляция литотипов однозначно показала, что границу необходимо сместить вниз до отметки 1010,6 м.

Подводя итог данного раздела, можно с уверенностью заявить, что предложенная типизация кремнисто-глинистых пород сенона является обоснованной, так как корреляционные построения по всем шести скважинам проекта показали, что индикативные особенности минерального состава литотипов, определенные в масштабе образцов керна, свойственны для всего разреза НПБС на уровне пластов.

Обозначенные на схеме корреляции (Приложение А) границы распространения литотипов дают возможность дифференцировать скважинную геофизическую

информацию по литологическому критерию. Для примера рассмотрим рисунки 2.23 и 2.24, отражающие дифференциацию показаний методов АК, ГГК-П, ГК и ННКт (нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам).

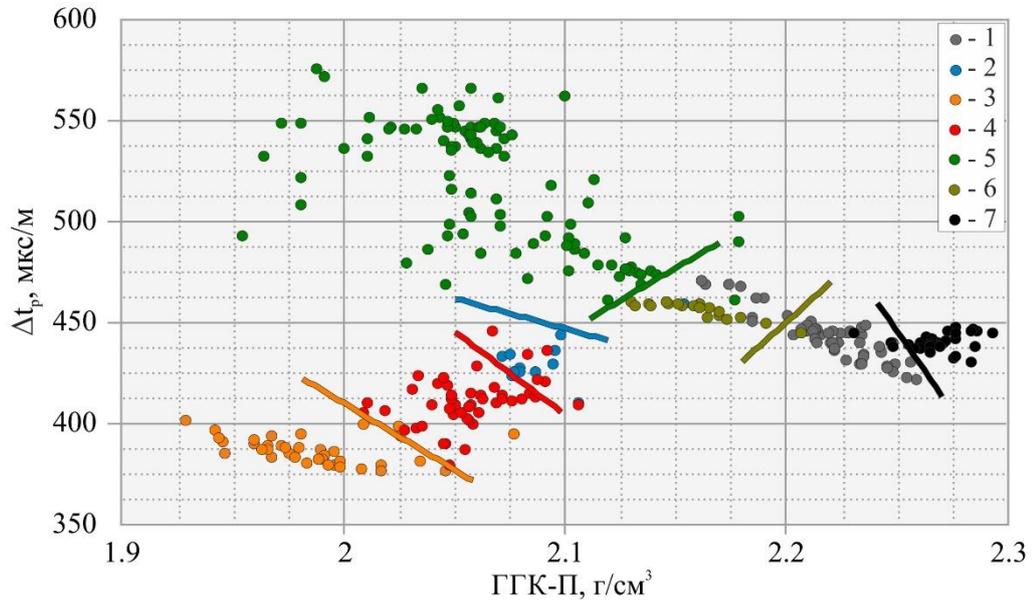


Рисунок 2.23 – Взаимосвязь интервального времени продольной волны по АК с объемной плотностью по ГГК-П (скважина № 5С)

Обозначения: 1-ЛТ0-ВПБС, 2-ЛТ2-1 (пласт НБ₀), 3-ЛТ1-1, 4-ЛТ1-2, 5-ЛТ2-1 (пласт НБ₂), 6-ЛТ2-2, 7-ЛТ0-КС

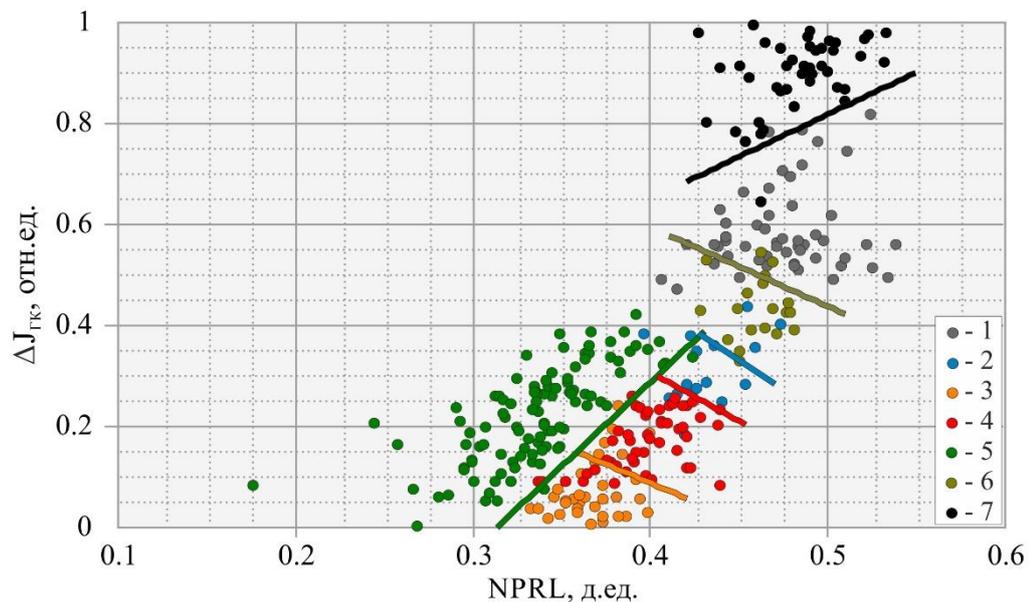


Рисунок 2.24 – Взаимосвязь двойного разностного параметра ГК от нейтронной пористости по ННКт, нормированной на эталонные модели известняка (скважина № 5С)

Обозначения соответствует рисунку 2.23

Приведенные на рисунках примеры, во-первых, являются дополнительным обоснованием разработанной литологической типизации, во-вторых, они доказывают целесообразность литологической типизации в плане повышения эффективности петрофизического обеспечения геологической интерпретации данных ГИС путем построения индивидуальных корреляционных связей для каждого из литотипов

Обобщение алгоритма построения детальной корреляции:

1. В разрезе базовой скважины определяются реперные стратиграфические границы залегания НПБС. Для этого рассчитывается двойной разностный параметр ГК с отсечкой по граничному значению $\Delta J_{гк} = 0,52$ отн.ед. Принцип нормировки диаграмм ГК представлен в разделе 2.2.1.
2. В разрезе базовой скважины выделяют реперы третьего и второго порядка: корреляционные слои и пачки. Производится их классификация и описание идентификационных характеристик по ГИС.
3. Выделяются реперные пачки в разрезах прочих скважин. Далее производится парное сопоставление разрезов скважин и корреляция пачек.
4. На полученную корреляцию наносится информация по литолого-петрофизическому изучению керна (содержание ОКТ-фазы кремнезема, минеральная плотность), после чего устанавливаются границы распространения литотипов.
5. На основе разработанной детальной корреляции литотипов корректируются границы ранее известных пластов и, при необходимости, выделяются новые.

3. ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГИС ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ПОДСЧЁТА ЗАПАСОВ ГАЗА

3.1. Оценка эффективных газонасыщенных толщин

Выделение коллекторов в интервале нижеберёзовской подсвиты по прямым качественным признакам весьма затруднительно, это связано, в первую очередь, с низкой проницаемостью пород и отсутствием зоны проникновения промывочной жидкости в традиционном виде. Соответственно, в рассматриваемых породах-коллекторах отсутствует рад радиального градиента УЭС, проявляемый в закономерном изменении показаний зондов с разным радиусом исследования в методах ИКЗ и ВИКИЗ. Фрагментарно наблюдаются интервалы сужения диаметра скважины, напоминающие наличие глинистой корки толщиной до 20 мм. Однако, в большей части разреза НПБС диаметр скважин приближен к номинальному. Наличие или отсутствие корки не коррелируется с показаниями других методов ГИС, в связи с чем не может служить критерием для выделения коллекторов [79]. Вероятно, по этим причинам авторам подсчета запасов УВ [128] не удалось разработать методические подходы к выделению интервалов коллекторов, в результате чего в качестве подсчетного параметра – эффективной газонасыщенной толщины была принята все толщина НПБС.

Рассмотрим возможность реализации статистического и корреляционного способов определения косвенных количественных критериев выделения коллекторов в условиях отсутствия явных прямых качественных признаков, связанных с проникновением фильтрата бурового раствора в пласт.

3.1.1. Статистический способ

Способ основан на построении интегральных распределений коэффициента открытой пористости или геофизических параметров по двум статистическим выборкам: «коллектор» и «неколлектор», разделение на которые осуществляется по результатам опробований пластов.

В скважине 2С гидродинамический каротаж (ГДК) и опробование пластов приборами на кабеле (ОПК) проводились отечественным аппаратурным комплексом АГИП. В скважинах 3С и 4С ГДК реализован прибором серии MFT компании Weatherford, отбор проб пластового флюида не проводился. В скважинах 5С и 6С ГДК реализован на буровом инструменте с применением аппаратурного комплекса RES компании Weatherford, позволяющим отобрать пробы пластового флюида. Данный комплекс оснащен модулем двойного пакера, обеспечивающим, в отличие от классических приборов ГДК-ОПК,

повышенную депрессию при отборе пластовых флюидов. Всего в скважинах 5С и 6С методом ОПК отобрано 13 проб пластового флюида, пять из которых представляют собой газ, а остальные восемь – ФБР. Особо отметим, что несмотря на низкую проницаемость пород, в результате применения двухпакерной системы не зафиксирован ни один отрицательный результат испытания – во всех случаях были отобраны пробы пластового флюида.

Результаты тестов ГДК были разделены на три выборки:

- непроницаемые – подвижность флюида не выявлена;
- низко проницаемые – низкий темп восстановления давлений, выявлена подвижность флюида;
- проницаемые – умеренный темп восстановления давлений, выявлена подвижность флюида, возможен отбор проб пластового флюида.

Как уже отмечалось, газовый каротаж выполнен при бурении пилотных стволов скважин 2С, 4С, 5С и 6С, а также в горизонтальных стволах скважин 3С, 4С, 5С и 6С. В скважине 1С и пилотном стволе скважины 3С запись ГТИ проведена частично, либо с очень низким качеством. Результаты испытаний ГДК и газового каротажа отражены на детальной схеме корреляции разрезов скважин (Приложение А), согласно этим данным, интервалы вмещающих глинистых толщ и пласты НПБС имеют следующие характеристики:

Кузнецовская свита. Аномалий газового каротажа не зафиксировано. Пласт недостаточно охарактеризован данными ГДК – проведен единичный тест в скважине 4С, показавший подвижность флюида. Такой результат в интервале глинистого горизонта-покрышки возможно объяснить локальной трещиноватостью пород.

Пласт НБз. Проведено четыре теста ГДК в скважинах 3С, 4С и 5С. Незначительная подвижность флюида выявлена в двух случаях. В скважинах 5С и 6С отмечаются незначительные аномалии газового каротажа в кровле пласта. Пласт недостаточно изучен, взаимосвязей промысловых данных и геофизических параметров не выявлено.

Пласт НБ2. Проведено 155 тестов ГДК, из них 48 (54%) с результатом – «низко проницаемый», 17 (11%) – «проницаемый». Основанная часть результатов «низко проницаемый» и «проницаемый» относятся к нижней половине пласта. Исключением является скважина 2С, в которой подвижность флюида зафиксирована в кровельной части пласта. По данным газового каротажа, проведенного в скважинах 2С, 4С, 5С и 6С, отмечаются интенсивные аномалии газового каротажа, формирующие по высоте пласта четыре максимально газонасыщенных интервала, которые в первом приближении, соответствуют положительным тестам испытаниям ГДК с результатами «низко

проницаемый» и «проницаемый». В горизонтальных стволах скважин в интервале пласта НБ₂ также отмечаются аномалии газопоказаний.

Пласт НБ₁. Проведено 145 тестов ГДК, из них 12 (8%) с результатом – «низко проницаемый», 8 (5%) – «проницаемый». В остальном подавляющем большинстве случаев подвижность флюида не зарегистрирована. Положительные результаты ГДК получены, в основном, в кровельной (скважины 3С, 4С и 5С) либо в средней части пласта (скважина 2С). Значимых аномалий газового каротажа не зафиксировано. Исключением является скважина 4С, в разрезе которой в нижней части пласта НБ₁ наблюдается интенсивная аномалия с советующим положительным результатом ГДК. В горизонтальных стволах скважин аномалий газового каротажа не зафиксировано, за исключением все той же скважины 4С, где газопоказания отмечаются тремя интервалами на протяжении всего разреза пласта. Взаимосвязей геофизических параметров, в частности УЭС, и результатов промысловых исследований не выявлено. Отсутствие признаков газонасыщенного коллекторов по данным ГДК и газового каротажа (за исключением скважины 4С), по нашему мнению, объясняется особым (твердым) состоянием УВ, подробнее об этом написано в главе 5.

Пласт НБ₀. Проведено 10 испытаний, из них 2 (20%) с результатом «низко проницаемый», 3 (30%) – «проницаемый». В скважинах 5С и 6С зафиксированы незначительные аномалии газового каротажа с соответствующими им положительными результатами ГДК. В горизонтальном стволе скважины 6С в интервале пласта зафиксирована интенсивная аномалия газового каротажа. Пласт недостаточно изучен, взаимосвязей промысловых данных и геофизических параметров не выявлено.

ВПБС. Проведено одно испытание в скважине 4С. Результат – «непроницаемый», аномалий газового каротажа не зафиксировано.

Пласты НБ₀ и НБ₃ в связи с малой толщиной имеют недостаточное для статистического способа количество результатов промысловых исследований. Что же касается пласта НБ₁, то для него характерна явная несогласованность результатов ГДК, газового каротажа и ГИС. Причиной тому могут послужить два фактора:

- Особенности строения пустотного пространства глинистых опок пласта НБ₁, описанные в подразделе 1.4 настоящей работы, могут привести к несостоятельности результатов метода ГДК. Возможно, применяемый прижимной модуль не способен гарантировать необходимую депрессию для получения притока пластового флюида из глинистых опок с ОКТ-кварцевым составом кремнезема, пустотное пространство которых представлено в основном порами нанометровой размерности.

- Фазовое состояние УВ в пласте НБ₁, возможно, отличается от явно газонасыщенного пласта НБ₂. О вероятности обнаружения газовых гидратов в отложениях сенона, неоднократно упоминалось в работах прошлых лет [36]. В пользу данной гипотезы свидетельствует эпизод с локальными, интенсивными газопроявлениями в пилотном и горизонтальном стволах скважины 4С, связанные с возможной диссоциацией газогидратов вследствие локальной сменой термобарических условий. Возможность залегания газовых гидратов в пределах сенонской залежи будет рассмотрена в следующем главе 5.

В итоге, по причине несогласованности данных ГИС и результатов промысловых исследований в интервале верхней части залежи (пласты НБ₀ и НБ₁) применение статистического способа для обоснования выделения коллекторов и оценки эффективных газонасыщенных толщин представляется недостаточно надежным и обоснованным. Поэтому рассмотрим следующий способ.

4. КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ СПОСОБ

Способ подразумевает применение петрофизической информации, в частности – результатов исследования естественной водонасыщенности пород. Как известно, коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) определяет долю пустотного пространства, занятого физически-связанной водой в общем объеме пор и взаимосвязан с коэффициентами эффективной пористости ($K_{п.эф}$) и газонасыщенности ($K_{г}$) следующим выражением:

$$K_{п.эф} = K_{п} \cdot K_{г} = K_{п} \cdot (1 - K_{во}), \quad (3.1)$$

где $K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности.

Выполнение условия $K_{п.эф} > 0$ свидетельствует о наличии в породе эффективного пустотного пространства, которое может быть занято газом [68], при этом для оценки $K_{п.эф}$ необходимо точно определить $K_{во}$. Однако, в нашем случае, капилляриметрические исследования с целью моделирования текущей водонасыщенности до уровня остаточной были не удачны. Предварительно экстрагированные и высушенные образцы при насыщении их моделью пластовой воды разрушились, что связано с набуханием глинистых минералов монтмориллонитового ряда.

Учитывая, что притоков пластовой воды в результате многочисленных испытаний в интервале НПБС не зафиксировано, в данной работе принято допущение о том, что вся поровая вода является остаточной. Другими словами, для условий глинистых опок сенона $K_{во}$ принимается равным $K_{в}$ – коэффициенту естественной (сохранённой) водонасыщенности, определённый по результатам исследования изолированного керна экстракционно-дистилляционным методом согласно СТЛ 223.13.17.111/2013 [91]. Как известно, результаты этих экспериментов значительно зависят от условий отбора, хранения

и транспортировки изолированного керна. Описание условий проводимых операций с сенонским керном Медвежьего месторождения представлено в таблице 4.1

Общим для всех скважин является тот факт, что керн отбирался одним типом керноотборного снаряда СК-178/100 «ТРИАС». После подъема снаряда стеклопластиковые трубы-вкладыши с керном распиливались на интервалы по одному метру, торцы тубусов запечатывались. Далее керн доставлялся на место проведения экспресс-анализов, затем упаковывался в стретч-пленку. После экспресс-анализов этого керна транспортировался на базу в г. Новый-Уренгой, а затем в лабораторию г. Тюмень. При этом максимальная зафиксированная глубина проникновения фильтрата РУО составила 1,5 см от радиуса керна в 100 см.

Таблица 4.1 – Условия отбора, хранения, транспортировки и исследования изолированного керна

Перечень проводимых операций с керновым материалом	Скважина 4С	Скважина 3С	Скважина 5С	Скважина 6С
Технология и условия отбора керна				
Типоразмер буровой головки	БИТ 220,7 /100 В 613 С.22	DFC 1307 Ø 215,9 /кern 101,6 мм	БИТ 220,7 /100 В 613 С.22	БИТ 220,7 /100 В 913 УС.01
Типоразмер керноотборного снаряда	СК-178/100 «ТРИАС»	СК-178/100 «ТРИАС»	СК-178/100 «ТРИАС»	СК-178/100 «ТРИАС»
Тип бурового раствора	полимер-глинистый	РУО	РУО	РУО
Плотность бурового раствора, г/см ³	1.15	1.23	1.32	1.31
Средняя механическая скорость проходки, м/час	2.69	7.57	9.18	12.44
Проходка, м	90	100	137,5	140
Линейный вынос керна, м	68,3 м	98,5 м	137 м	140 м
Количество рейсов, шт	6	8	9	9
Дата начала отбора керна	02.12.2015	09.07.2016	21.04.2018	26.06.2018
Дата завершения отбора керна	09.12.2015	18.07.2016	28.04.2018	02.07.2018

Продолжение таблицы 4.1

Перечень проводимых операций с кернавым материалом	Скважина 4С	Скважина 3С	Скважина 5С	Скважина 6С
Условия хранения керна на скважине				
В каком виде хранился	В деревянных ящиках	В деревянных ящиках	В деревянных ящиках	В деревянных ящиках
Изоляционный материал	Стекловолоконная керноприемная труба (распиленная по 1 метру), с двух сторон закрытая резиновыми заглушками, и стянутые металлическими хомутами	Стекловолоконная керноприемная труба (распиленная по 1 метру), с двух сторон закрытая резиновыми заглушками, и стянутые металлическими хомутами	Стекловолоконная керноприемная труба (распиленная по 1 метру), с двух сторон закрытая резиновыми заглушками, и стянутые металлическими хомутами	Стекловолоконная керноприемная труба (распиленная по 1 метру), с двух сторон закрытая резиновыми заглушками, и стянутые металлическими хомутами
В каких условиях (помещение, улица)	На открытом воздухе	На открытом воздухе	В отапливаемом фургоне на базе а/м КАМАЗ	Не хранился (вывозился на базу в г. Н.-Уренгой)
Температура хранения, °С	день от -5 до-25 ночь от -6 до-25	день от +17 до+20°С ночь от +17 до+20°С	+18	+18
Дата загрузки на скважине	10.12.2015	21.07.2016	02.05.2018	-
Время хранения керна на скважине, сутки	1	3	4	-
Оперативные исследования керна				
Отбор образцов с торцевой части керна для определения состава и количества газа	Отбор образцов (с начала или конца) каждого метра (представителями станции геохимического анализа керна)	Отбор образцов (с начала или конца) каждого метра (представителями станции геохимического анализа керна)	Отбор образцов (с начала или конца) каждого метра (представителями станции геохимического анализа керна)	Отбор образцов (с начала или конца) каждого метра (представителями станции геохимического анализа керна)
Отбор образцов с торцевой части керна для определения состава и количества газа	Отбор образцов (с начала или конца) каждого метра (представителями станции геохимического анализа керна)	Отбор образцов (с начала или конца) каждого метра (представителями станции геохимического анализа керна)	Отбор образцов (с начала или конца) каждого метра (представителями станции геохимического анализа керна)	Отбор образцов (с начала или конца) каждого метра (представителями станции геохимического анализа керна)
Полевое описание керна по торцам	Описание производилось по торцам спилов каждого метра (геологом станции ГТИ и геологом бур. предприятия)	Описание производилось по торцам спилов каждого метра (геологом станции ГТИ и геологом бур. предприятия)	Описание производилось по торцам спилов каждого метра (геологом станции ГТИ и геологом бур. предприятия)	Описание производилось по торцам спилов каждого метра (геологом станции ГТИ и геологом бур. предприятия)

Продолжение таблицы 4.1

Перечень проводимых операций с кернавым материалом	Скважина 4С	Скважина 3С	Скважина 5С	Скважина 6С
Извлечения керна из тубусов для экспресс-исследований	Не проводились	Каждый интервал извлекался после получения материала не более 2-х часов после подъема	Каждый интервал извлекался после получения материала не более 2-х часов после подъема	Каждый интервал извлекался после получения материала не более 5-ти часов после подъема (исследовался на базе в г. Н.-Уренгой)
Отбор и изолирование образцов керна для сохранения естественной водонасыщенности	Не проводились	С каждого метра отбирались образцы керна (10-15 см) и незамедлительно изолировались в стретч-пленку	С каждого метра отбирались образцы керна (10-15 см) и незамедлительно изолировались в стретч-пленку	С каждого метра отбирались образцы керна (10-15 см) и незамедлительно изолировались в стретч-пленку
Протирка сухой ветошью	Не проводились	Проводилось	Проводилось	Проводилось
Фотографирование в дневном и УФ свете	Не проводились	Проводилось	Проводилось	Проводилось
Люминесцентно-битуминологический анализ породы	Не проводились	Проводился на кусках породы (2 обр. с метра)	Проводился на кусках породы (1 шт. с метра)	Проводился на кусках породы (1 шт. с метра)
Определение газопроницаемости керна	Не проводились	Замеры производились каждые 10 см.	Замеры производились каждые 10 см.	Замеры производились каждые 10 см.
Отбор образцов для определения пористости породы	Не проводились	Измерения производились на кусках породы (по керосину) в среднем 3 шт. с метра.	Измерения производились на кусках породы (по керосину) в среднем 5 шт. с метра.	Измерения производились на кусках породы (по керосину) в среднем 5 шт. с метра.
Изолирование керна в стретч-пленку, и амортизированные тубусы	Не проводились	Укладывался в тубусы и закрывался резиновыми заглушками.	Каждый метр изолировался в пластиковую подложку, стретч-пленку и амортизированную подложку	Каждый метр изолировался в пластиковую подложку, стретч-пленку и амортизированную подложку
Дата начала работ по экспресс-исследованиям керна	Не проводились	10.07.2016	21.04.2018	28.06.2018
Дата окончания работ по экспресс-исследованиям керна	Не проводились	21.07.2016	01.05.2018	05.07.2018
Время, затраченное на экспресс-исследования керна, сутки	-	11	10	7

Продолжение таблицы 4.1

Перечень проводимых операций с керновым материалом	Скважина 4С	Скважина 3С	Скважина 5С	Скважина 6С
Условия транспортировки керна в лабораторию г. Тюмень				
Дата отгрузки на базе в г. Новый Уренгой	10.12.2015	21.07.2016	02.05.2018	05.07.2018
Дата загрузки на базе в г. Новый Уренгой	11.12.2015	22.07.2016	02.05.2018	06.07.2018
Тип транспорта (скважина- г. Новый Уренгой)	а/м КАМАЗ	а/м КАМАЗ	а/м КАМАЗ с отапливаемым фургоном	а/м Газель (каждый интервал вывозился в течении 2-х часов после подъема)
Тип транспорта (г. Новый Уренгой- г. Тюмень)	Фургон рефрижератор	Тентовый полуприцеп	Фургон рефрижератор	Тентовый полуприцеп
Дата прибытия в г. Тюмень	14.12.2015	25.07.2016	07.05.2018	09.07.2018
Время транспортировки, сутки	4	4	5	4
Отбор образцов и их изоляция	Сухой отбор алмазной коронкой/диском, изолировались стретч-пленкой			
Условия хранения изолированных образцов	В холодильной камере при температуре от +2 до +4°С не более 3-4 дней до начала проведения анализа	В холодильной камере при температуре от +2 до +4°С не более 3-4 дней до начала проведения анализа	В холодильной камере при температуре от +2 до +4°С не более 3-4 дней до начала проведения анализа	В холодильной камере при температуре от +2 до +4°С не более 3-4 дней до начала проведения анализа
Дата начала работ по определению естественной водонасыщенности породы методом Закса	01.03.2016	14.09.2016	21.05.2018	07.08.2018
Время с момента окончания отбора керна до начала исследований методом Закса, сутки	83	58	23	36

Первый опыт отбора керн на скважине 4С был неудачным. Бурение скважины происходило в суровых зимних условиях, процессу сопутствовали многочисленные технические сложности, связанные с замерзанием бурового инструмента и непредвиденными интенсивными газопроявлениями. После подъема керн хранился при отрицательных температурах, что не соответствует требованиям руководящих документов [49, 50]. После опыта бурения скважины 4С было принято решение о переходе с полимерного раствора на РУО с увеличением удельного веса, бурение рекомендуется проводить исключительно во время весенне-летнего периода.

После доставки керн в лабораторию в г. Тюмень, изготавливались образцы для проведения исследований, в первую очередь на аппарате Закса. Для этого алмазной коронкой изготавливались цилиндры диаметром 3 см, из центральной части которых выпиливались образцы высотой по 3 см.

Для пород верхней части НПБС в интервале пласта НБ₁ зачастую характерна высокая степень дезинтеграции керн, из которого невозможно отобрать цилиндрические образцы. В таком случае отобраны образцы неправильной формы – фрагменты породы. Такие образцы взяты из керн скважины 5С и 6С. Далее перед началом исследований в аппарате Закса образцы герметизировались путем упаковки в полиэтиленовую пленку.

В связи с тем, что условия отбора, хранения, исследования и транспортировки керн скважин 5С и 6С наиболее приближены к требованиям руководящих документов [49, 50], в работе принято решение о разработке петрофизического обеспечения интерпретации данных ГИС на основе керновой информации именно по этим двум скважинам. Коллекция образцов этих скважин состоит из 804 образцов керн скважин 5С и 6С, из них 222 образца неправильной формы, на которых не определялся коэффициент проницаемости.

Рассмотрим результаты определения естественной водонасыщенности кремнисто-глинистых пород в рамках реализации статистического способа оценки критериев выделения коллекторов в разрезе НПБС. На рисунке 4.1 представлен классический вариант реализации корреляционного способа с построением графика взаимосвязи между коэффициентами эффективной и общей пористости [68]. В этом варианте граничные значения $K_{п.гр}$ определяются в точке пересечения оси абсцисс (при $K_{п.эф}=0$) линией тренда. Статистический анализ показал, что корреляция, рассматриваемых на рисунке 4.1 параметров, существует только на уровне тенденции. Уравнения зависимостей и соответствующие им значения $K_{п.гр}$ представлены ниже.

$$K_{п.эф} = 3,299 \cdot K_{п.гр} - 0,936, \quad K_{п.гр} = 0,283 \quad (3.2)$$

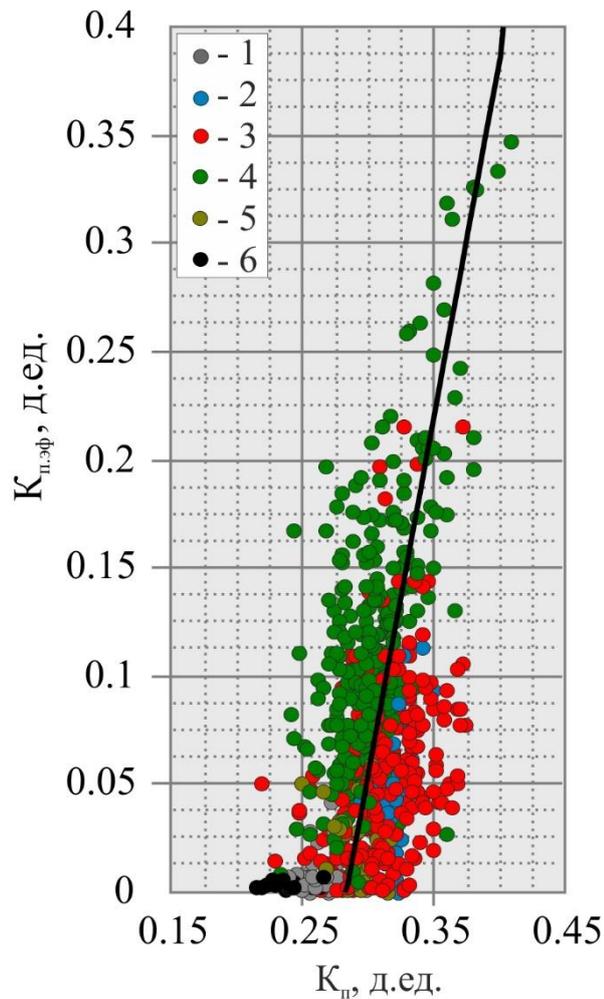


Рисунок 4.1 – Сопоставление коэффициентов эффективной и открытой пористости изолированного керна

Обозначения: 1- ВПБС, 2- пласт НБ₀, 3- пласт НБ₁, 4- пласт НБ₂, 5- пласт НБ₃, 6- кузнецовская свита

Согласно определению, приведенному в методических рекомендациях [68], коллектором является порода, способная вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах. Анализ результатов исследования изолированного керна, представленных на рисунке 4.1, показал, что первое условие коллектора характерно для всей коллекции образцов, в том числе и для кремнистых глин. Наличие эффективной пористости подтверждается и ранее отмеченными газопроявлениями при бурении глинистой толщи кузнецовской свиты [20].

Второе условие коллектора (способность отдавать углеводороды) доказывается неоднократными притоками газа при испытании интервала НПБС [20, 71, 98]. Возможно, второе условие, выполнимо и для кремнистых глин вмещающих толщ в случае применения методов вторичного вскрытия пластов. Однако, даже в этом случае вероятность значимых дебитов из отложений кузнецовской свиты и ВПБС крайне мала.

Классический вариант корреляционного способа определения граничных значений успешно зарекомендовал себя в практике традиционных терригенных коллекторов. В случае пород НПБС структура пустотного пространства коллектора настолько сложная, что водонасыщенность не имеет тесной связи с пористостью, это хорошо видно из сопоставления $K_{п}$ и $K_{в}$ для пластов НБ₁ и НБ₂, (см. рисунок 4.1). Это значит, что для условий нетрадиционного коллектора недостаточно использовать только граничное значение $K_{п}$ – необходимо определить граничный параметр, отражающий насыщенность, а именно коэффициент эффективной пористости.

В данной работе принято допущение о том, что неколлекторами являются литотип ЛТ2-2 пласта НБ₃, а также вмещающие породы: кремнистые глины кузнецовской свиты и ВПБС [79, 86]. В таком случае в качестве граничного значения «коллектор-неколлектор» может быть принято максимальное значение коэффициента эффективной пористости, характерное для этих пород и равное 0,06 д.ед. На рисунке 4.2 представлены соотношения принятого граничного значения с результатами исследований керна различных пластов.

При рассмотрении детально рисунков 4.2 в и 4.2 г видно, насколько отличаются диапазоны эффективной пористости пород пластов НБ₁ и НБ₂ при равной общей пористости (в узком диапазоне от 0,25 до 0,35 д.ед). Вероятно, структура пустотного пространства различных видов опок предопределяет характер распределения в них капиллярной воды. Эта теория получила развитие в работах А.А. Дорошенко и Я.О. Карымовой [33, 44, 45]. Рассмотрим эту концепцию подробнее.

Согласно исследованиям В.А Приклонского, Е.М. Сергеева, А.А. Роде, Ф.Д. Овчаренко, Ф.Н. Зосимова и др. [34, 66, 72, 75, 88], поровая вода капиллярных систем делится на три слоя:

1. Адсорбционный - слой прочно связанной воды толщиной 6-10 нм, обладающей резко отличными от свободной воды свойствами. Удерживается электрическими и адсорбционными силами поверхности твердой фазы.
2. Диффузионный – слой рыхлосвязанной воды толщиной примерно до 30 нм. Удерживается электро-кинематическим равновесием.
3. Вода свободная.

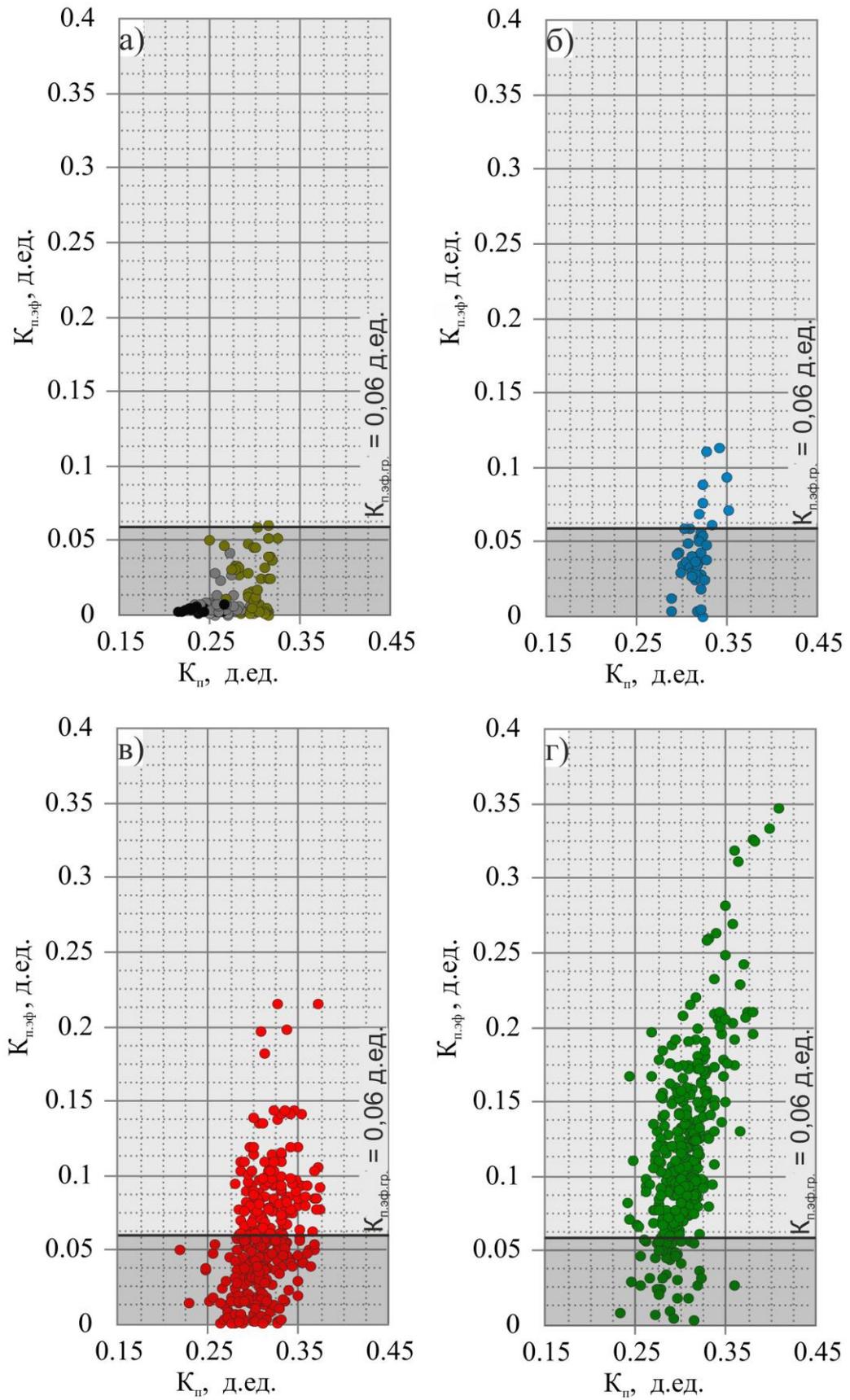


Рисунок 4.2 – Сопоставление коэффициентов эффективной и открытой пористости изолированного ядра кузнечковкой свиты, ВПБС и НБ₃ (а), НБ₀ (б), НБ₁ (в), НБ₂ (г)

Обозначения соответствует рисунку 4.1

Напомним, что для пустотного пространства всех видов глинистых опок характерна значительная доля мезопор с диаметром каналов от 2 до 50 нм (см. раздел 2.1.4 и рисунок 2.13). В связи с чем в профессиональной литературе по отношению к глинистым опокам НПБС даже введен специальный термин «нанокolleктор» [78]. Согласно вышеприведенной классификации, поры диаметром до 50 нм, заполнены сочетанием прочно- и рыхлосвязанной воды. Как отмечает А.А. Карцев в работе [42], движение воды в таких субкапиллярах невозможно. В таком случае подвижная вода может находиться в порах только капиллярной размерности (макропористость, по классификации IUPAC).

Согласно капиллярному механизму формирования залежи, газ в заполненной водой капиллярной системе подвижен и стремится к центрам меньших физико-химических сил этой системы – крупным порам, содержащим свободную воду. Постепенно накапливаясь, газ заполняет эффективное поровое пространство и впоследствии полностью замещает свободную воду.

В итоге при сравнении двух образцов с одинаковым объемом пор, но с разной структурой пустотного пространства, большей эффективной емкостью будет характеризоваться тот образец, в котором доля крупных пор будет преобладать. А это значит, что эффект, который мы наблюдаем на рисунках 4.2 в и 4.2 г, является следствием того, что ОКТ-кварцевые опоки пласта НБ₁ содержат в два раза меньше крупных капиллярных пор, чем кварцевые опоки пласта НБ₂. (см. раздел 2.1.4).

Результаты исследований изолированного керна однозначно свидетельствуют в пользу того, что пласты НБ₀, НБ₁ и НБ₂ имеют в различных пропорциях эффективную пористость, зачастую выше граничного значения. Следовательно, в естественных условиях породы-коллекторы этих объектов, помимо воды, должны содержать углеводороды, что, как мы помним, не согласуется с результатами промысловых исследований, которые в целом не подтверждают наличие свободного газа в верхней части залежи (пласты НБ₀ и НБ₁). Данное несоответствие вновь возвращает нас к возможности особого (твердого) состояния углеводородов. Это предположение будет подробно изложено в главе 5.

Для применения граничного значения $K_{п.эф}$ в практике выделения эффективных толщин, необходимо учесть объемное расширения керна в процессе его поднятия. Уравнения, позволяющее привести значения $K_{п.эф}$ к термобарическим условиям (В.Г. Мамяшев, 2002 г.), имеет вид:

$$K_{п.эф(пл.усл.)} = K_{п} \cdot \left(\beta - K_{в} \cdot \left(\frac{1 - \beta \cdot K_{п}}{1 - K_{п}} \right) \right), \quad (3.3)$$

где β – коэффициент, характеризующий влияние пластовых условий на пористость пород, численно равный в нашем случае 0,97. Данный параметр установлен по результатам

исследования керна в пластовых условиях при эффективном давлении 11,2 МПа и температуре 25°C. Коэффициент β определяется по формуле:

$$\beta = K_{п(пл.усл.)}/K_{п} \quad (3.4)$$

Таким образом граничное значение коэффициента эффективной пористости коллекторов, с учетом термобарических условий, становится меньше и составляет 0,047 д.ед. Впоследствии данное значение сопоставляется с непрерывной кривой $K_{п.эф.}$, рассчитанной по данным ГИС. Для этого, как известно из уравнения (3.1), необходимо сначала рассчитать коэффициенты пористости и газонасыщенности, рассмотрим подробнее этот вопрос.

4.1. Определение коэффициента пористости

3.2.1 Определение пористости по данным метода ГГК-П

За основу определения открытой пористости по данным метода ГГК-П принята зависимость типа «кern-кern» между коэффициентом пористости $K_{п}$ и объемной плотностью воднонасыщенной породы $\sigma_{об.вл.}$. Параметры определены на керне скважин 1С, 2С, 4С, 3С, 5С и 6С методом керосинонасыщения в атмосферных условиях. Взаимосвязь параметров определяется уравнением:

$$\sigma_{об.вл.} = \sigma_{об} + K_{п} \cdot \sigma_{в} \quad (3.5)$$

где $\sigma_{об}$ – объемная плотность образца керна, г/см³;

$\sigma_{в}$ – плотность воды численно равная 1,0 г/см³.

Из анализа результатов исследований керна, приведенных в разделе 2.1.1, следует, что ОКТ-кварцевые опоки характеризуются широким диапазоном изменения минеральной плотности (см. рисунок 2.10). Этот факт не позволяет выявить единую тесную взаимосвязь для ОКТ-кварцевых опок по типу уравнения (3.5).

В свою очередь, зависимость пористости кварцевых опок типа ЛТ2-1 (см. рисунок 4.3) от их объемной плотности в насыщенном состоянии описывается уравнением с высокой степенью корреляции:

$$K_{п} = 1,666 - 0,645 \cdot \sigma_{об.вл.}, R^2 = 0,81 \quad (3.6)$$

При формировании петрофизической основы методики интерпретации метода ГГК-П описанным выше способом не стоит забывать о том, что скважины сенонского проекта пробурены на нефилтрующих буровых растворах углеводородного или полимерного составов. В радиусе исследования зонда ГГК-П может присутствовать газ. В таком случае данный эффект приводит к завышению расчетного значения $K_{п}$.

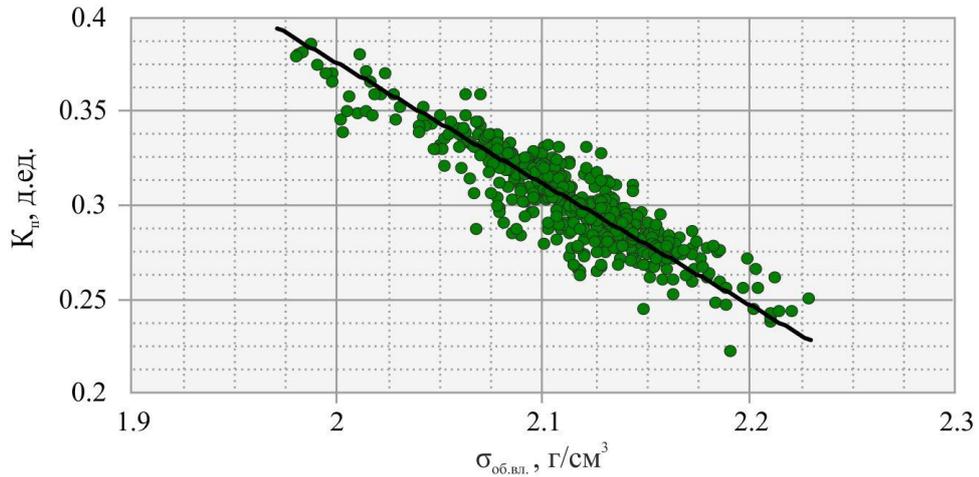


Рисунок 4.3 – График зависимости коэффициента открытой пористости с объемной плотности насыщенных образцов кварцевых опок пласта НБ₂

В соответствии с методическими рекомендациями [68], влияние газонасыщенности зависит от плотности газа σ_g , а значение поправки $\Delta\sigma$ в показания метода ГГК-П определяется, исходя из величин пористости и газонасыщенности пород в радиусе исследования зонда. Поправка в показания метода ГГК-П рассчитывается по формуле:

$$\Delta\sigma = (\sigma_b - \sigma_g) \cdot K_p \cdot K_g', \quad (3.7)$$

где σ_g – плотность газа в пластовых условиях в единицах г/см³;

σ_b – плотность воды, принято значение которой равняется 1,0 г/см³;

K_g' – коэффициент газонасыщенности в радиусе исследования метода ГГК-П, д.ед.

Из анализа данных таблицы 2.2 следует, что среднее значение коэффициента пористости кварцевых опок пласта НБ₂ составляет 0,304 д.ед. При этом коэффициент газонасыщенности K_g – 0,371 д.ед. Однако, газонасыщенность в радиусе исследования метода ГГК-П, вероятно, ниже, чем в незатронутой части пласта. Это связано с тем, что бурение скважин на РУО не гарантирует отсутствие проникновения фильтрата в породу с сопутствующим замещением газа в прискважинной части пласта.

Оценить коэффициент газонасыщенности в ближней зоне геофизическими методами не представляется возможным. Поэтому определение величины аддитивной поправки $\Delta\sigma$ в показания метода ГГК-П было осуществлено методом подбора с использованием взаимосвязи параметров $K_{п_кern}$ и $K_{п_ГГК}$. На графике (рисунок 4.4 а) представлено сопоставление значений $K_{п}$ определенного по методу ГГК-П по формуле (3.6) со значениями на керне скважин 5С и 6С.

Для сходимости величин $K_{п_ГГК}$ и $K_{п_керна}$, в показания метода ГГК-П потребовалось внести поправку $\Delta\sigma$ равную $0,03 \text{ г/см}^3$ (см. рисунок 4.4 б). Согласно уравнению (3.7), при среднем значении $K_{п}$, равном $0,304$ д.ед., значения коэффициента газонасыщенности K_g в радиусе исследования зонда ГГК-П составит $0,09$ д.ед.

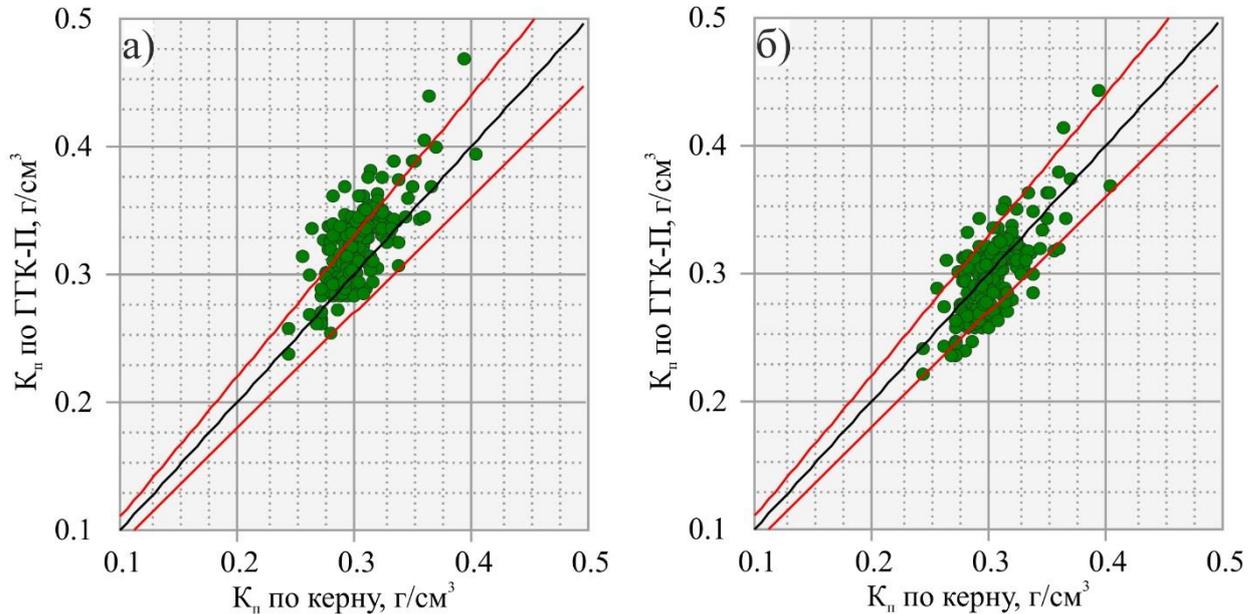


Рисунок 4.4 – Сопоставление коэффициентов пористости, определенных по данным метода ГГК-П и на керне до введения поправки за газ (а) и после (б)

3.2.2 Определение пористости по данным метода АК

В рассматриваемых скважинах выполнены замеры методом АК (АКШ). Основой определения пористости по данным акустического каротажа является зависимость коэффициента пористости пород от интервального времени пробега продольной волны (Δt_p). Существуют различные модели, предназначенные для описания этой зависимости [28, 68]. Имеющиеся материалы исследования и запись интервального времени позволяют провести прямое сопоставление данных (Δt_p) ГИС и керна ($K_{п}$). Такое сопоставление выполнено по наиболее представительным данным скважин 5С и 6С (рисунок 4.5).

Важным аспектом построения зависимостей типа «кern-ГИС» является точность увязки керна [68]. Коллекция скважин 5С и 6С состоит из 804 образцов и характеризуется высокой плотностью анализов в среднем 2,9 определений на метр. После тщательной увязки интервалов выноса керна и детальной увязки некоторых образцов, максимальное расстояние между двумя соседними образцами в интервале НПБС составило 1,4 м, в среднем эта величина составляет 0,24 м.

Традиционно для построения зависимостей типа «кern-ГИС» применяются статистические выборки по пластопресечениям толщиной более 1,5 м, считается, что в

таким случае обеспечивается надежность оценки любой геофизической характеристики, при этом плотность анализов должна составлять не менее трех образцов на метр [68]. Данный подход справедлив для традиционных пород-коллекторов, петрофизические свойства которых могут быть практически неизменными в пропластке толщиной в несколько метров. В случае отложений сенона структурно-литологическая характеристика пород очень изменчива, в следствии чего два образца залегающих в одном пропластке глинистой опоки толщиной один метр могут иметь весьма отличные значения петрофизических свойств. В тоже время методы ГИС не обладают достаточной разрешающей способностью для того, чтобы корректно фиксировать такие частые и резкие смены литолого-петрофизических свойств разреза.

Для того, чтобы согласовать разномасштабную информацию методов ГИС и исследований керна, был применен следующий принцип дискретизации данных. Разрез скважин был разбит на слои толщиной 0,4 м, что соответствует минимальная разрешающей способности большинства методов ГИС [68]. Далее в автоматическом режиме в программной среде GeoOffice Solver производится снятие отсчетов с каротажных диаграмм и после тщательной увязки керна присваиваются средние значения петрофизических характеристик. Таким образом получена статическая выборка объемом около 200 пластопересечений по каждой из скважин, при этом каждому пропластку толщиной 0,4 м соответствует в среднем 1,7 определения пористости по керну.

Такой принцип дискретизации геолого-геофизической информации позволил добиться оптимального соотношения между разрешающей способностью методов ГИС и высокой степенью неоднородности петрофизических свойств кремнисто-глинистых пород на сантиметровом уровне. Описанный выше методический подход был применён при построении зависимостей типа «кern-ГИС» для расчёта коэффициента пористости по АК и ЯМК и при оценке коэффициента газонасыщенности (см. раздел 4.2).

Результаты сопоставления данных акустического каротажа (Δt_p) и коэффициента пористости приведён на рисунке 4.5, из анализа которого прослеживается достаточно четкая дифференциация данных литотипом пород. Отметим, что литотипы ЛТ0-ВПБС и ЛТ2-2 можно охарактеризовать единой значимостью. Уравнения регрессии данного сопоставления для каждого из литотипов имеют следующий вид:

для литотипа ЛТ1-1 пласта НБ₁:

$$K_{п_АК} = 0.00335 \cdot \Delta t_p - 0.984, R^2 = 0,32 \quad (3.8)$$

для литотипов ЛТ1-2 пласта НБ₁ и ЛТ2-1 пласта НБ₀

$$K_{п_АК} = 0.00157 \cdot \Delta t_p - 0.346, R^2 = 0,39 \quad (3.9)$$

для литотипа ЛТ2-1 пласта НБ₂:

$$K_{п_АК} = 0.00058 \cdot \Delta t_p + 0.014, R^2 = 0,33 \quad (3.10)$$

для литотипов ЛТ0-ВПБС и ЛТ2-2 пласта НБ₃:

$$K_{п_АК} = 0.00141 \cdot \Delta t_p - 0.355, R^2 = 0,71 \quad (3.11)$$

для литотипа ЛТ0-КС:

$$K_{п_АК} = 0.00113 \cdot \Delta t_p - 0.516, R^2 = 0,76 \quad (3.12)$$

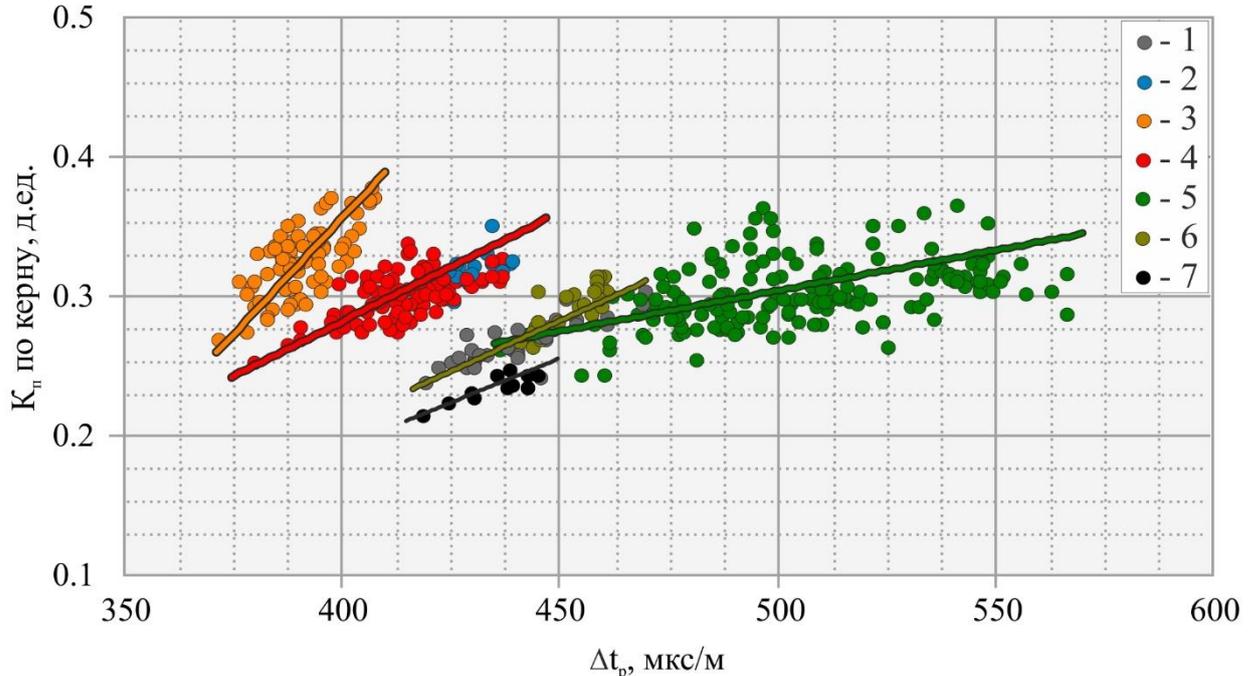


Рисунок 4.5 – Взаимосвязь коэффициента открытой пористости с интервальным временем пробега продольной волны

Обозначения: 1-ЛТ0-ВПБС, 2-ЛТ2-1 (пласт НБ₀), 3-ЛТ1-1, 4-ЛТ1-2, 5-ЛТ2-1 (пласт НБ₂), 6-ЛТ2-2, 7-ЛТ0-КС

Разработанные зависимости обладают низкими корреляционными характеристиками. Связано это с характерным для НПБС узким диапазоном изменения пористости наряду с широким спектром акустических характеристик, предопределяемых изменчивостью минерального состава и степенью заполненности порового пространства газом. Как видно из рисунка 4.5, акустические характеристики пластов НБ₀ и НБ₁ резко отличны от остального разреза. Интервальное время пробега продольной волны для этих пластов даже ниже, чем во вмещающих глинистых толщах. Подробный анализ акустических характеристика пластов будет представлен в разделе 5.2.1.

3.2.3 Определение пористости по данным метода ЯМК

Для определения компонент пористости использовалась методика граничных значений времен спин-решетчатой (поперечной) релаксации T_2 , соответствующих

различному энергетическому состоянию молекул воды в порах определённого размера. Взаимосвязь компонент пористости описывается уравнением:

$$K_p = K_{p_глин} + K_{p_кап.св} + K_{p.эф}, \quad (3.13)$$

где $K_{p_глин}$ – коэффициент микропористости глинистых минералов, $K_{p_кап.св}$ – коэффициент пористости капиллярно-связанного флюида. Расчёт компонент пористости ($K_{p_глин}$, $K_{p_кап.св}$, $K_{p.эф}$) проводился путем интегрирования спектров ЯМК в принятых временных интервалах, граничные значения которых определены для песчано-глинистого разреза по опыту работы в условиях туронских терригенных отложений Южно-Русского месторождения (см. таблицу 4.2).

Таблица 4.2 – Принятые интервалы параметра T_2 для определения компонент пористости

Компоненты пористости по данным ЯМК	Интервал T_2 , мс
Пористость глин ($K_{p_глин}$)	от T_{2min} до 3
Пористость, занятая капиллярно-связанной водой ($K_{p_кап.св}$)	от 3 до 18
Пористость эффективная ($K_{p_эф}$)	от 18 до T_{2max}
Пористость общая (K_p)	от T_{2min} до T_{2max}

К сожалению, в настоящий момент невозможно оценить, насколько правомочно применять к сенонским отложениям методику интерпретации материалов ЯМК, разработанную для турона. Для этого необходимо провести специализированные лабораторные исследования керн на установках ядерно-магнитной релаксометрии. Однако, мы можем использовать данные ЯМК для целей оценки коэффициента общей пористости, нормируя данные показания метода на керн путем построения зависимостей типа «керн-ГИС». Для этого сопоставим значения коэффициента пористости, определяемых на керне, с результатами оценки по методу ЯМК. Сопоставление на рисунке 4.6 может быть аппроксимировано уравнением полиномиального вида:

$$K_p = 6,98 \cdot K_{p_ЯМК} - 28,631 \cdot K_{p_ЯМК}^2 + 39,414 \cdot K_{p_ЯМК}^3 - 0,274, R^2 = 0.68 \quad (3.14)$$

При этом на рисунке 4.6 видно, что значения коэффициентов пористости близки только для пород пластов НБ₁ и НБ₀, для пород пластов НБ₂ и пород-неколлекторов характерно занижение показаний ЯМК относительно керновых данных. Наиболее вероятными факторами, определяющими подобное отклонение, являются:

1. физический фактор – занижение показаний метода за счёт присутствия в поровом флюиде ферримагнитных ионов железа. Известно, что даже малые концентрации ферримагнитных ионов существенно снижают времена релаксации T_2 [111];
2. фактор «мертвого времени» – занижение показаний метода за счёт неполной регистрации пор минимальных размеров;

3. фактор фазового состояния УВ – занижение показаний метода как результат снижения водородосодержания среды в радиусе исследования метода за счёт присутствия газа.

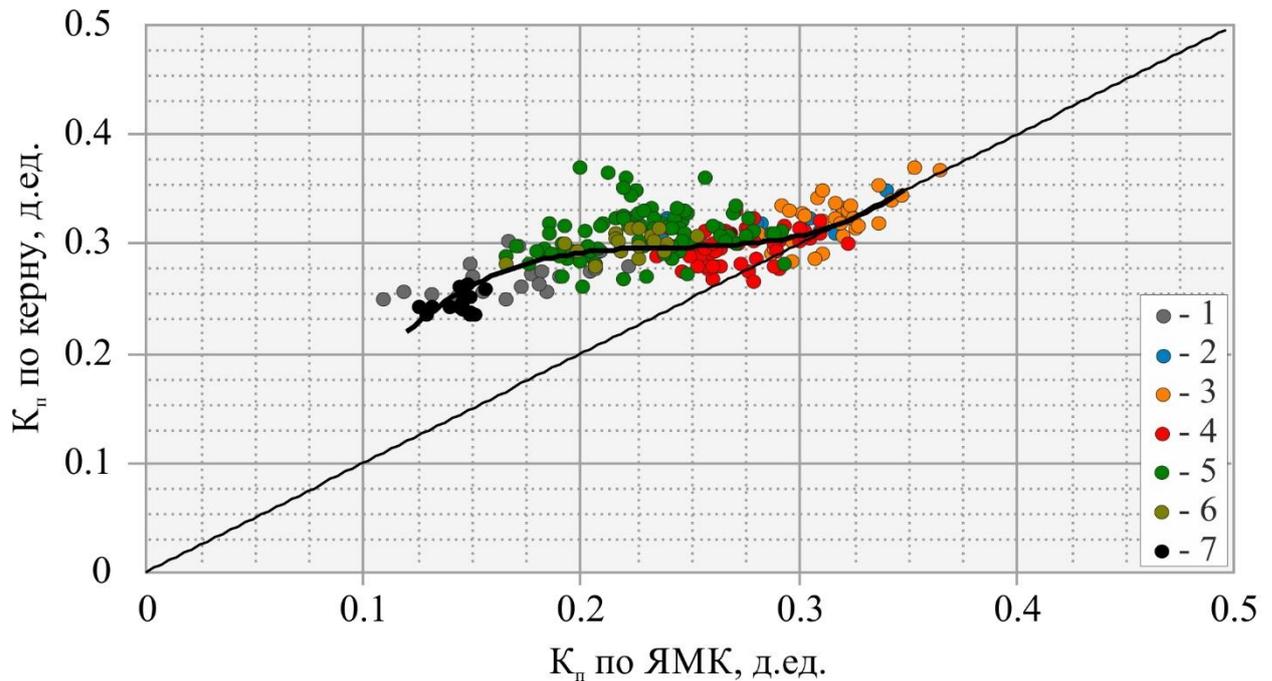


Рисунок 4.6 – Взаимосвязь коэффициента пористости по данным керна с пористостью по данным метода ЯМК (скважина 5С)

Обозначения соответствует рисунку 4.5

Оценить масштаб влияния первого фактора весьма затруднительно. Единственное, о чем можно говорить с уверенностью, – это то, что источником ферримагнитных ионов может служить пирит [35]. По данным РСА, среднее содержание пирита равномерно уменьшается от 1,4 % в кузнецовкой свите до 0,6 % в интервале ЛТ1-1 пласта НБ₁. Если существует прямая корреляция между содержанием пирита и концентрацией ферримагнитных ионов, то подобная тенденция логично согласуется с характером зависимости (3.14). Вопрос требует дополнительного изучения.

Фактор «мертвого времени» традиционно ассоциируется с микропористостью глинистых минералов и проявляется в исключении из общего сигнала доли от прицессии части атомов водорода (и молекул воды), находящихся в прочносвязанном слое внешней обкладки двойного электрического слоя (ДЭС) и обладающими очень низким значением времени спин-решетчатой релаксации (T_2). Данный фактор, вероятно, является определяющим для глинистых пород вмещающих толщ и литотипа ЛТ2-2 пласта НБ₃.

В тоже время, согласно исследованиям структуры пустотного пространства, представленными в разделе 2.1.4, пласт НБ₁ характеризуется пористостью меньшего размера, чем пласт НБ₂, а значит логично предположить, что данный эффект должен как

минимум в равной степени занижать показания ЯМК для обоих объектов. Ничего подобного на рисунке 4.6 не наблюдается, даже наоборот – литотип ЛТ1-1, представленный глинистыми опоками с максимальным содержанием ОКТ-фазы и максимальной долей изометричного нанопустотного пространства, обладает лучшей сходимостью значений K_p с керном, нежели ЛТ1-2, в котором удельный объем крупных пор больше. Вероятно, данный эффект связан с различием строения ДЭС на поверхности глинистых минералов и кремнистой губки. Вопрос требует дополнительного изучения.

Третий фактор закономерно снижает показания ЯМК в пласте НБ₂. В пласте НБ₁ показания метода ведут себя так, словно постепенно от подошвы к кровле влияние газа уменьшается, вплоть до полного отсутствия – коэффициент пористости по ЯМК в интервале литотипа ЛТ1-1 становится близким к значениям по керну. В традиционной практике интерпретации данных ЯМК такой эффект характерен для водонасыщенного коллектора [68]. Отметим данный вывод, подробнее об особенностях показаний метода ЯМК будет сказано в разделе 5.3.

Метод ЯМК для расчета K_p газонасыщенных коллекторов пласта НБ₂ не рекомендуется, так как зависимость на рисунке 4.6 имеет очень пологий тренд полиномиального уравнения (3.14) относительно оси ординат (K_p по керну). Этот факт, вероятно, свидетельствует об отсутствии взаимосвязи между остаточной газонасыщенностью и общей пористостью пласта.

4.2. Определение коэффициента газонасыщенности

Коэффициент газонасыщенности (K_r) является одним из основных параметров при подсчете запасов УВ [68]. По мере изучения кремнисто-глинистых отложений сенона предпринимались неоднократные попытки его оценки. В свое время А.В. Ильин предлагал способ расчета K_r как разность коэффициентов пористости, определенных по данным ГГК-П и НК [36]. Предпосылки определения K_r по комплексу методов ГГК-П и НК основаны на разнонаправленном характере влияния газонасыщенности на значения K_p , определенные этими методами. Наличие газа приводит к завышению K_p по ГГК-П и к занижению пористости (водородсодержания) по НК. Как уже отмечалось ранее, для пласта НБ₁ достоверность определения пористости по ГГК-П снижается значительными вариациями минеральной плотности, а результатов, получаемых по данным НК – отсутствием методического обоснования определения водородсодержания твердой фазы ОКТ-кварцевых опок.

Альтернативный способ с применением гравиметрического каротажа в своей работе предлагал А.С. Пережогин [69, 70]. Результативность применения данных этого вида

исследований ограничивается недостаточной чувствительностью существующей аппаратуры вариациям ускорения силы тяжести, обусловленной влиянием газонасыщенности на плотность пород. По этим причинам результаты оценок, выполненных А.В. Ильиным и А.С. Пережоговым, значительно разнятся, и, более того, в виду новой керновой и промысловой информации вызывают сомнения.

Постепенное накопление информации по исследованиям кернового материала позволило со временем разработать объемно-компонентную модель коллектора, учитывающую неоднородность литологического состава пород НПБС [80, 81, 83, 84]. Данная модель имеет математическое выражение в виде системы многомерных петрофизических связей, отражающих различные независимые характеристики объекта – какого-либо одного литологического типа коллектора НПБС. Методология построения и решения таких систем для целей нефтегазовой геологии подробно изложена в работах М.М. Элланского [104, 105, 106]. Этот способ является одним из основных инструментов оценки характеристик геологических объектов на начальной стадии их изучения.

Частным случаем математического моделирования при описании газонасыщенных коллекторов, является методика комплексирования данных методов ГГК-П и ЯМК, получившая широкое распространение в зарубежной геологоразведочной практике под аббревиатурой DMRP (Density Magnetic Resonance Porosity) [112, 114, 119]. Реализация этой методики для оценки K_r в интервале НПБС представлена в работах [77, 78, 86].

На момент разработки различных вариаций многомерных петрофизических моделей в нашем распоряжении были исследования изолированного керна только по скважинам 3С и 4С. Подробно об объеме и недостатках этой коллекции написано в разделе 3.1. На тот момент результаты керновых исследований и математического моделирования имели удовлетворительную сходимость. После того, как в 2018-2019 годах была реализована программа исследования коллекции изолированного керна скважин 5С и 6С (см. раздел 3.1), состоящей более чем из 800 образцов, стало очевидным, что разработанные ранее математические модели не способны с достаточной точностью воспроизвести близкую к реальной характеристику распределения воды в сложном пустотном пространстве такого крайне неоднородного объекта, как коллектор НПБС, требующего учета большого количества параметров. В итоге формируется сложная математическая система, решение которой сопровождается низкой степенью достоверности определения неизвестных. На этом развитие объемно-компонентных моделей коллектора сенона было приостановлено.

Применение традиционной методики, основанной на уравнении Арчи-Дахнова [27, 28], в частности, использование зависимостей вида $P_n=f(K_n)$ и $P_n=f(K_v)$, исключается

невозможностью моделирования этих зависимостей на образцах глинистых опок. Насыщение водой буквально с первых минут приводило к появлению трещин в образцах, а по истечению примерно семи часов происходило их полное разрушение. Вероятнее всего, данный эффект обусловлен наличием в составе опок сенона монтмориллонита, содержание которого варьирует от 13 % до 44 % (см. рисунок 2.5). Кроме того, достоверно не известно значение минерализации пластовых вод, что также снижает эффективность классической методики.

В этих условиях для оценки K_r можно воспользоваться методикой, основанной на сопоставлении параметра относительного сопротивления (P_o) с объемной влажностью пород ($W_B = K_n \cdot K_B$), описанной В.Н. Дахновым [27, 28]:

$$P_o = \frac{\rho_{\pi}}{\rho_B} = \frac{a}{W_B^n}, \quad (3.15)$$

где ρ_{π} – УЭС породы, ρ_B – УЭС пластовой воды, a и n – эмпирические коэффициенты, определяемые структурой токопроводящего (пустотного) пространства пород. Дальнейшее развитие эта методика получила в работах Е.И. Леонтьева [53, 54, 57] и В.Г. Мамяшева [59, 60, 61, 62]. С бурением в Западной Сибири скважин на РУО методика была успешно опробована в 80-х годах XX века на ряде месторождений такими исследователями, как В.Х. Ахияров, Н.А. Пих Н.И. Нефедова [56, 65, 93], которыми была предложена реализация этой методики на основе следующего уравнения (3.15) В.Н. Дахнова:

$$\rho_{\pi} = \frac{a \cdot \rho_B}{W_B} \quad (3.16)$$

При этом термин «объемная влажность» уточнен самим В.Н. Дахновым в 1974 г. как «объемная водонасыщенность». После опробования методика была рекомендована ФБУ «ГКЗ» для целей подсчета запасов УВ [68]. Для конкретного подсчетного объекта (резервуара) можно принять произведение $a \cdot \rho_B$ как константу a_w , тогда:

$$\rho_{\pi} = \frac{a_w}{W_B} \quad (3.17)$$

Основное преимущество данной методики в том, что возможно прямое сопоставление данных ГИС (УЭС) с объемной водонасыщенностью, определенной на керне, отобранном с помощью изолирующих технологий. В нашем случае такого рода исследования впервые были проведены на керне скважин 3С и 4С (см. раздел 3.1). В результате были построены и представлены в работах [81, 86] зависимости типа «ГИС-керн» между УЭС глинистых опок и коэффициентом объемной водонасыщенности W_B , который равен:

$$W_B = K_{\pi} \cdot (1 - K_r) \quad (3.18)$$

Представленные на рисунке 4.7 уравнения зависимостей обладают низкими корреляционными характеристиками, их математическое представление имеет следующий вид:

$$\text{НБ}_1: \text{УЭС} = 0,209/W_B^{2,18}, R^2 = 0,13; \quad (3.19)$$

$$\text{НБ}_2: \text{УЭС} = 0,494/W_B^{1,15}, R^2 = 0,34 \quad (3.20)$$

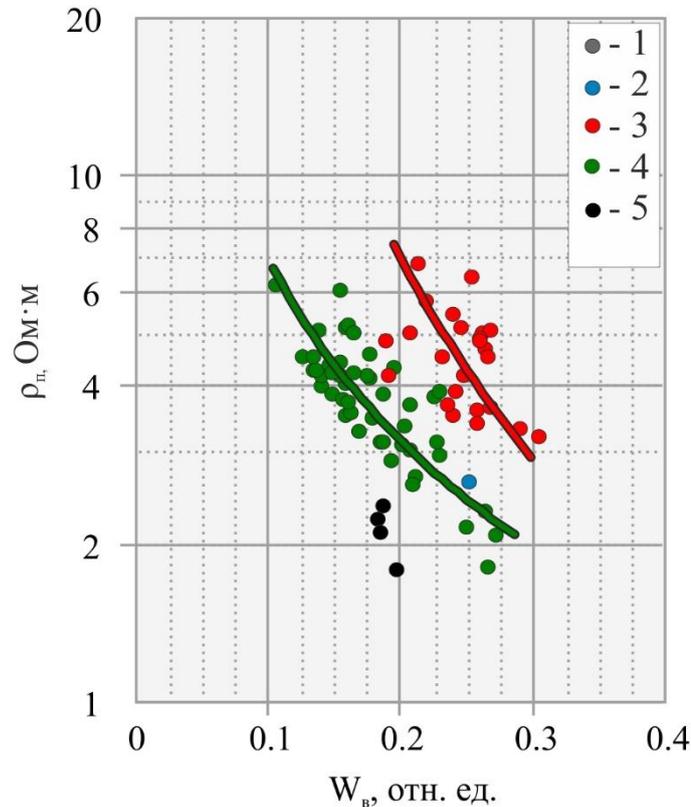


Рисунок 4.7 – Зависимость УЭС пород от коэффициента объемной водонасыщенности изолированного керна скважин 3С и 4С

Обозначения: 1- ВПБС, 2- пласт НБ₀, 3- пласт НБ₁, 4- пласт НБ₂, 5- пласт НБ₃, 6- кузнецовская свита

С поступлением новой информации по скважинам 5С и 6С выяснилось, что коллекция скважин 3С и 4С, вероятно, подверглась факторам, снижающим естественную водонасыщенность (см. раздел 3.1). Кроме того, стало очевидным, что данные, представленные на рисунке 4.7, не в полной мере отражают литологическое разнообразие пород НПБС. Связно это с тем, что для скважин 3С и 4С не отбирались образцы из верхней части пласта НБ₁, в которой керна литотипа ЛТ1-1 был разрушен.

Новая информация представлена на рисунке 4.8, на котором отражены взаимосвязи типа «ГИС-керна», полученные для всех литотипов разреза скважин 5С и 6С. Исключением является пласт НБ₀, значения по которому, с достаточной точностью, описываются уравнением для ЛТ1-2 пласта НБ₁. Дополнительно на рисунке 4.8 кремнистые аргиллиты по характеру распределения воды в пустотном пространстве также делятся на две группы:

породы ВПБС и пласта НБ₃ и отдельно породы кузнецовской свиты. Уравнения зависимостей, отраженные на рисунке, представлены ниже.

Для литотипа ЛТ1-1 пласта НБ₁:

$$\rho_{\text{п}} = 1,854/W_{\text{в}}^{0,732}, \quad R^2 = 0,87 \quad (3.21)$$

Для литотипов ЛТ1-2 пласта НБ₁ и ЛТ2-1 пласта НБ₀:

$$\rho_{\text{п}} = 0,778/W_{\text{в}}^{1,179}, \quad R^2 = 0,22 \quad (3.22)$$

Для литотипа ЛТ2-1 пласта НБ₂:

$$\rho_{\text{п}} = 1,373+0,501/W_{\text{в}}, \quad R^2 = 0,68 \quad (3.23)$$

Для литотипов ЛТ2-2 пласта НБ₃ и ЛТ0-ВПБС:

$$\rho_{\text{п}} = -1,214+0,932/W_{\text{в}}, \quad R^2 = 0,58 \quad (3.24)$$

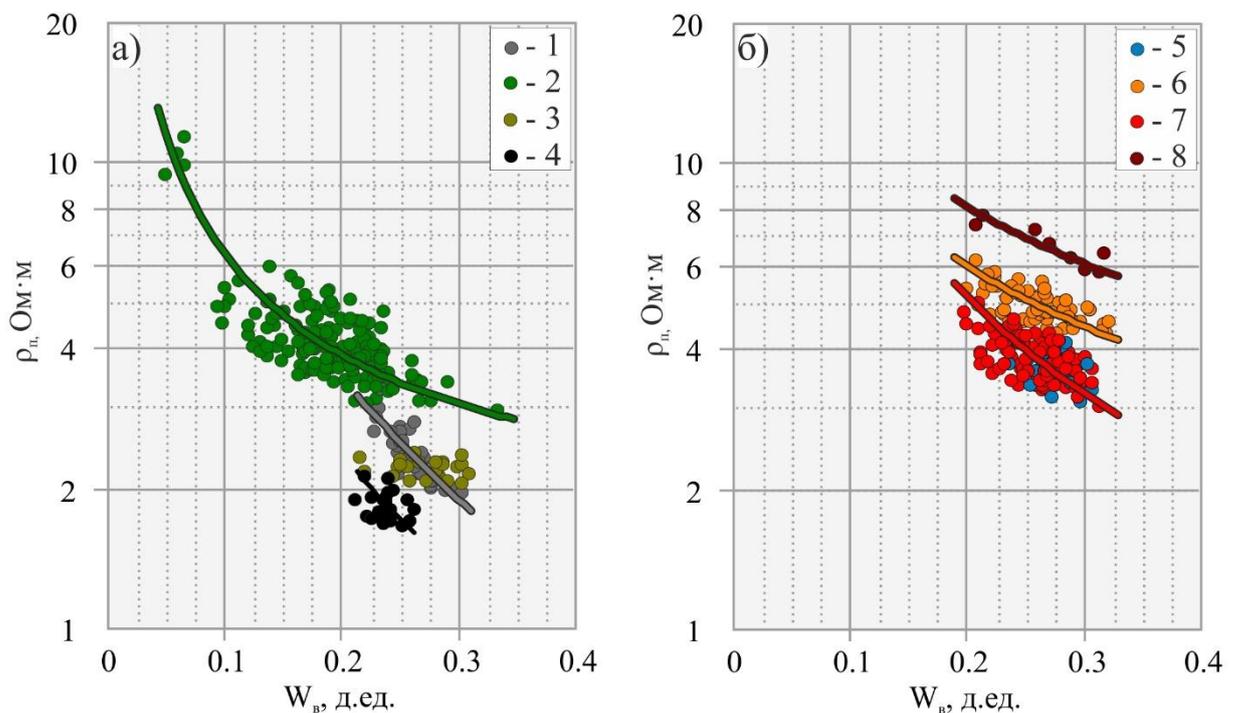


Рисунок 4.8 – Зависимость УЭС пород от коэффициента объемной водонасыщенности изолированного ядра скважин 5С и 6С для пород пласта НБ₂ и пород-неколлекторов (а) и пород пластов НБ₁ и НБ₀ (б)

Обозначения: 1-ЛТ0-ВПБС, 2- ЛТ2-1, 3- ЛТ2-2, 4- ЛТ0-КС, 5- ЛТ2-1 (пласт НБ₀), 6- ЛТ1-1, 7- ЛТ1-2, 8- ЛТ1-1($\rho_{\text{п}} > 5,8$ Ом·м)

Рассмотрим подробнее рисунок 4.8 б, на нем отражена характеристика пород, относящихся к пластам НБ₁ и НБ₀. Несмотря на единый для всех литотипов диапазон объемной водонасыщенности, значения УЭС резко отличны. В связи с этим в пределах литотипа ЛТ1-1, породы с УЭС более 5,8 Ом·м описываются отдельным уравнением регрессии:

$$\rho_{\text{п}} = 2,640/W_{\text{в}}^{0,697}, \quad R^2 = 0,51 \quad (3.25)$$

Такой ступенчатый характер взаимосвязей УЭС и объемной насыщенности для пород пласта НБ₁ может быть объяснен сложной структурой пустотного пространства. Сегодня достоверно известно, что чем больше содержание ОКТ-фазы в глинистых опоках, тем больше становится доля пор наноразмерности. Это вероятно приводит к эффекту дополнительного сопротивления при прохождении электрического тока за счет повышения извилистости поровых каналов, при одной, казалось бы, объемной водонасыщенности [28, 55].

Уравнения (3.21-3.23) справедливы для всех скважин сенонского проекта, кроме скважины 2С, в которой в интервале пласта НБ₁ газонасыщенный коллектор не идентифицирован в связи с низким уровнем УЭС в диапазоне от 2,9 до 4,3 Ом·м. Соответственно, пласт имеет низкие значения K_r менее 0,10 д ед. Вероятно, это связано с тем, что применять описанную выше методику для скважин северной части месторождения не корректно. Напомним, что изолированный керн из скважины 2С также не отбирался. А это значит, что мы не располагаем информацией о степени газонасыщенности пород нижнеберезовской свиты в северной части месторождения. Фактически эта зона является малоизученной, так как она охарактеризована керновой информацией только по одной скважине, к тому же не вскрывшей весь интервал нижнеберезовской подсвиты.

Отметим, что отсутствие информации не является причиной для вывода о бесперспективности сенонских отложений в северном направлении Медвежьего месторождения. Вопрос требует дополнительного изучения, так как по результатам литолого-петрофизических исследований предполагается, что отложения пласта НБ₁ в разрезе скважины 2С находятся в фациальной обстановке отличной от южной части залежи (см. рисунок 1.5). В тоже время анализ информации по пласту пласта НБ₂ показал близость литолого-петрофизических характеристик пород по разрезу всех скважин сенонского проекта.

Предлагаемый вариант реализации методики оценки K_r имеет требование строить зависимости типа $\rho_{п} = f(W_v)$ для каждого конкретного объекта. Как известно, характер взаимосвязи УЭС пород от объемной водонасыщенности зависит напрямую от минерализации пластовой воды, значение которой для отложений нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения не установлено. Соответственно, применяя разработанную методику к отложениям сенона прочих месторождений, результат оценки K_r будет нести определенную долю условности.

Алгоритм определения эффективных толщин и оценки подсчётных параметров коллекторов

1. Производится расчет коэффициента общей пористости в виде непрерывной диаграммы по глубине скважины. По данным методов ГГК-П и АК коэффициент K_p рассчитывается в зависимости от литологического типа пород. По данным метода ЯМК расчет ведется по обобщенной для всего разреза НПБС зависимости. Все необходимые уравнения представлены в разделе 4.1 и таблице 4.3.

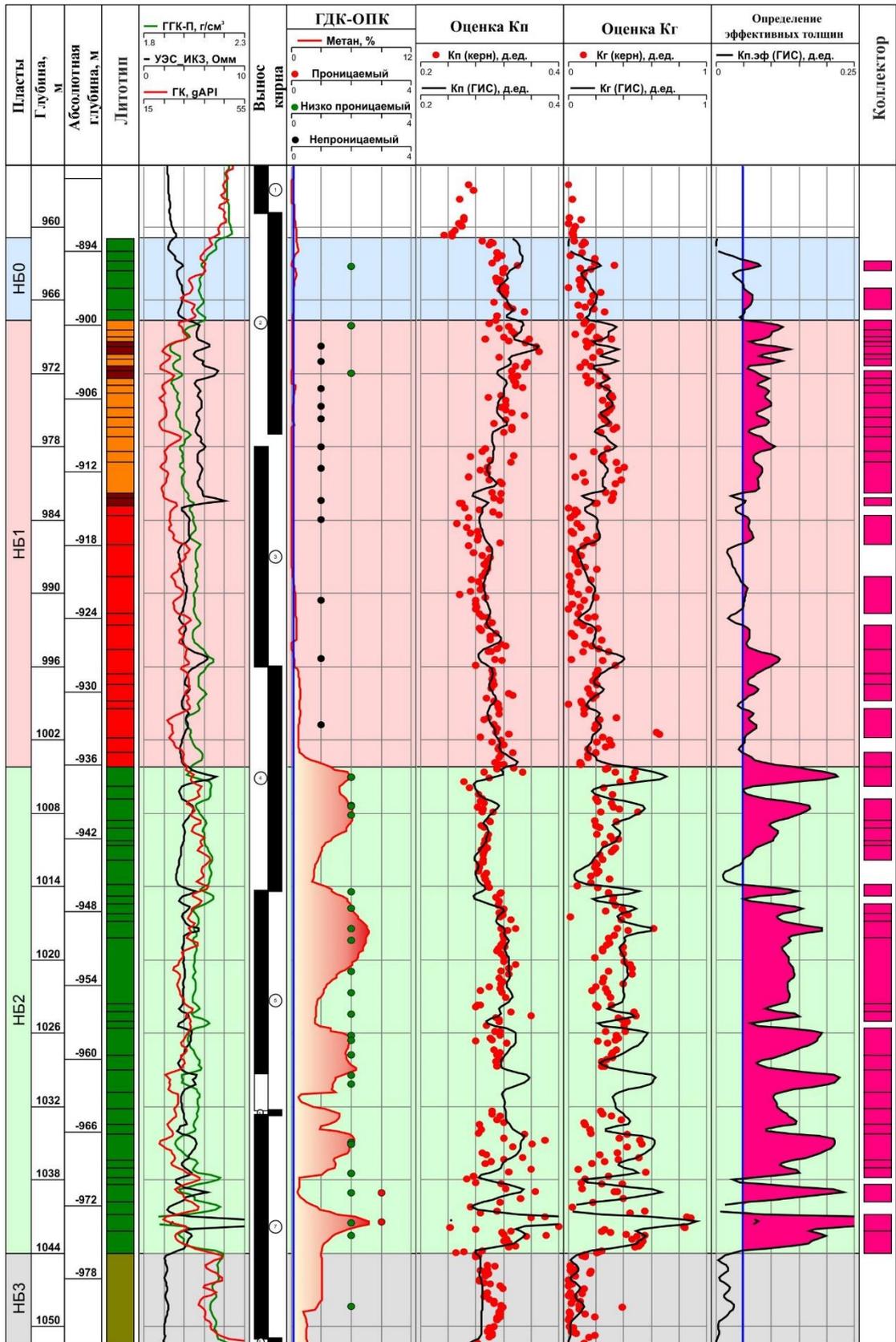
2. Производится расчет коэффициента объемной водонасыщенности в виде непрерывной диаграммы по глубине скважины. Коэффициент W_v рассчитывается в зависимости от литологического типа пород. Все необходимые уравнения представлены в разделе 4.1 и таблице 4.3. Итоговое значение K_r рассчитывается по формуле $K_r = 1 - W_v / K_p$.

3. По формуле $K_{п.эф} = K_p \cdot K_r$ производится расчет коэффициента эффективной пористости в виде непрерывной диаграммы по глубине скважины. Затем данная диаграмма сопоставляется с граничным значением $K_{п.эф.гр} = 0,047$ д.ед. (см. раздел 3.1). Далее методом отсечки определяются и интервалы эффективных толщин.

На рисунке 4.9 представлен результат применения, описанного выше алгоритма интерпретации ГИС по скважине 5С. При необходимости можно произвести дискретизацию полученных результатов на прослой с однородной петрофизической характеристикой. В таком случае результаты интерпретации ГИС (РИГИС) представляются в традиционном попластовом варианте. В таблицах 4.4 и 4.5 представлен подобный вариант РИГИС по скважине 5С с указанием средневзвешенных значений параметров K_p и K_r отдельно для верхней и нижней частей сенонской залежи Медвежьего месторождения.

Таблица 4.3 – Уравнения, описывающие петрофизическую основу комплексной интерпретации данных ГИС

Параметр		Литологический тип пластов НПБС					
		ЛТ2-2 НБ ₀	НБ ₁			ЛТ2-1 НБ ₂	ЛТ2-2 НБ ₃
			ЛТ1-2	ЛТ1-1	ЛТ1-1(1)		
K _п	ГГК-П				$K_{п} = 1,666 - 0,645 \cdot \sigma_{об.вл}$		
	АК	$K_{п} = 0.00157 \cdot \Delta t_p - 0.346$	$K_{п} = 0.00335 \cdot \Delta t_p - 0.984$		$K_{п} = 0.00058 \cdot \Delta t_p + 0.014$	$K_{п} = 0.00141 \cdot \Delta t_p - 0.355$	
	ЯМК	$K_{п} = -0.274 + 6.9 \cdot K_{п_ямк} - 28.6 \cdot K_{п_ямк}^2 + 39.4 \cdot K_{п_ямк}^3$					
K _г		$УЭС = 0.778 / W_B^{1.179}$	$УЭС = 1.854 / W_B^{0.732}$	$УЭС = 2.640 / W_B^{0.697}$	$УЭС = 1.373 + 0.501 / W_B$	$УЭС = -1.214 + 0.932 / W_B$	



Условные обозначения:

- литотип ЛТ1-1
- литотип ЛТ2-1
- литотип ЛТ1-1(1)
- литотип ЛТ2-2
- литотип ЛТ1-2
- интервал коллектора

Рисунок 4.9 – Графическое представление РИГИС по скважине 5С Медвежьего месторождения

Таблица 4.4 – Результаты интерпретации данных ГИС по скважине 5С в интервале пластов НБ₀ и НБ₁

Пласт	Литотип	Кровля, м	Подошва, м	Н _{эф} , м	К _п , д.ед.	К _г , д.ед.
НБ ₀	ЛТ2-1	962.8	963.6	0.8	0.339	0.232
НБ ₀	ЛТ2-1	965	966.8	1.8	0.322	0.206
НБ ₁	ЛТ1-1	967.6	968.4	0.8	0.349	0.349
НБ ₁	ЛТ1-1	968.4	969	0.6	0.341	0.293
НБ ₁	ЛТ1-1	969	969.4	0.4	0.338	0.236
НБ ₁	ЛТ1-1(1)	969.4	969.8	0.4	0.359	0.218
НБ ₁	ЛТ1-1(1)	969.8	970.4	0.6	0.361	0.361
НБ ₁	ЛТ1-1	970.4	970.8	0.4	0.333	0.236
НБ ₁	ЛТ1-1	970.8	971.4	0.6	0.33	0.357
НБ ₁	ЛТ1-1(1)	971.8	972.4	0.6	0.31	0.257
НБ ₁	ЛТ1-1	972.4	973	0.6	0.325	0.258
НБ ₁	ЛТ1-1	973	973.6	0.6	0.32	0.302
НБ ₁	ЛТ1-1	973.6	974.8	1.2	0.315	0.301
НБ ₁	ЛТ1-1	974.8	975.6	0.8	0.312	0.235
НБ ₁	ЛТ1-1	975.6	976.4	0.8	0.325	0.298
НБ ₁	ЛТ1-1	976.4	977.2	0.8	0.307	0.193
НБ ₁	ЛТ1-1	977.2	978.4	1.2	0.306	0.347
НБ ₁	ЛТ1-1	978.4	979.2	0.8	0.305	0.219
НБ ₁	ЛТ1-1	979.2	981.8	2.6	0.305	0.268
НБ ₁	ЛТ1-1(1)	982.2	982.8	0.6	0.298	0.185
НБ ₁	ЛТ1-2	983.6	986	2.4	0.285	0.217
НБ ₁	ЛТ1-2	988.6	991.6	3	0.295	0.191
НБ ₁	ЛТ1-2	992.6	994.6	2	0.317	0.187
НБ ₁	ЛТ1-2	994.6	996.6	2	0.284	0.406
НБ ₁	ЛТ1-2	996.6	997.4	0.8	0.303	0.184
НБ ₁	ЛТ1-2	997.4	998.8	1.4	0.309	0.254
НБ ₁	ЛТ1-2	999.4	1001.8	2.4	0.297	0.227
НБ ₁	ЛТ1-2	1003	1004.2	1.2	0.341	0.238
Всего по верхней части залежи				32.2	0.319	0.259

Таблица 4.5 – Результаты интерпретации данных ГИС по скважине 5С в интервале пласта НБ₂

Пласт	Литотип	Кровля, м	Подожва, м	Нэф, м	Кп, д.ед.	Кг, д.ед.
НБ ₂	ЛТ2-1	1004.2	1005.8	1.6	0.3	0.711
НБ ₂	ЛТ2-1	1006.8	1008.6	1.8	0.313	0.55
НБ ₂	ЛТ2-1	1008.6	1009.2	0.6	0.291	0.321
НБ ₂	ЛТ2-1	1009.2	1010.2	1	0.298	0.376
НБ ₂	ЛТ2-1	1010.2	1010.6	0.4	0.293	0.319
НБ ₂	ЛТ2-1	1010.6	1011.8	1.2	0.278	0.224
НБ ₂	ЛТ2-1	1013.8	1014.8	1	0.293	0.513
НБ ₂	ЛТ2-1	1015.4	1016.2	0.8	0.32	0.491
НБ ₂	ЛТ2-1	1016.2	1016.8	0.6	0.312	0.352
НБ ₂	ЛТ2-1	1016.8	1018.2	1.4	0.322	0.6
НБ ₂	ЛТ2-1	1018.2	1023.6	5.4	0.328	0.402
НБ ₂	ЛТ2-1	1023.6	1024.2	0.6	0.314	0.282
НБ ₂	ЛТ2-1	1024.2	1025	0.8	0.317	0.479
НБ ₂	ЛТ2-1	1025.6	1027.8	2.2	0.337	0.571
НБ ₂	ЛТ2-1	1027.8	1029	1.2	0.316	0.23
НБ ₂	ЛТ2-1	1029	1030.8	1.8	0.357	0.628
НБ ₂	ЛТ2-1	1030.8	1032.2	1.4	0.32	0.332
НБ ₂	ЛТ2-1	1032.2	1033.4	1.2	0.324	0.449
НБ ₂	ЛТ2-1	1033.4	1034.2	0.8	0.335	0.27
НБ ₂	ЛТ2-1	1034.2	1036.4	2.2	0.35	0.623
НБ ₂	ЛТ2-1	1036.4	1037	0.6	0.319	0.36
НБ ₂	ЛТ2-1	1037	1037.8	0.8	0.3	0.501
НБ ₂	ЛТ2-1	1038.4	1039.8	1.4	0.349	0.671
НБ ₂	ЛТ2-1	1040.8	1042.2	1.4	0.385	0.926
НБ ₂	ЛТ2-1	1042.2	1044	1.8	0.316	0.563
Всего по ниже части залежи				34	0.319	0.470

5. МОДЕЛЬ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ СЕНОНСКОЙ ЗАЛЕЖИ

5.1. Термобарическая характеристика сенонской залежи

Газовые гидраты как новый вид углеводородного сырья впервые открыт советскими учеными в конце 60-х годов XX века. Научное открытие было зарегистрировано Комитетом по делам изобретений и открытий при Совете Министров СССР, который установил, что граждане Ю.Ф. Макоган, Ф.А. Требин, А.А. Трофимук, Н.В. Черский и В.Г. Васильев 24 декабря 1969 года сделали открытие, определяемое следующей формулой: «Экспериментально установлено ранее неизвестное свойство природных газов образовывать в земной коре при определённых термодинамических условиях залежи в твёрдом газогидратном состоянии» [21].

Газогидраты – это твердые природные соединения, формирующиеся при определенных давлениях и температурах путем включения молекул газа в полости молекулярных решеток воды, образованных прочными водородными связями. Соединения такого клетчатого типа называют клатратами (лат. «clathratus» – помещенный в клетку). При достижении критически высокой температуры и/или снижении давления газогидраты разлагаются на газ и воду – диссоциируют.

История газовых гидратов Западной Сибири началась с изучения сеноманской газовой залежи Мессояхского месторождения. Наличие газовых гидратов в породах-коллекторах сеноманского возраста обосновали ученые А.Э. Беняминович, М.Х. Сапир, Н.Л. Шешуков. Они определили, что начальные термобарические условия сеномана совпадают с условиями гидратообразования [18, 19, 103]. Вопрос гидратосодержания аналогичных сеноманских отложений изучали С.Е. Агалаков, А.Р. Курчиков на примере Гыданского, Пеляткинского и др. месторождений севера Тюменской области [6, 9, 10, 13], а также Ю.А. Чикишев на примере Северного месторождения Томской области [100].

Естественно, как и многие другие научные исследования, вопрос газовых гидратов в сеноманских отложениях не остался без критики. Наиболее известными трудами, содержащими критический анализ данной тематики, отмечается Г.Д. Гинзбург [22, 23, 24], который опроверг теорию наличия природных газогидратов в коллекторах сеноманской залежи Мессояхского месторождения.

Несмотря на некоторые разногласия, на сегодняшний день тематика газогидратов достаточно хорошо изучена, накоплен огромный объем информации как по аналитическим и лабораторным, так и по промысловым исследованиям. Наиболее изучен вопрос гидратоносности надсеноманских отложений Западной Сибири, находящихся выше

границы многолетнемерзлых пород (ММП). Исследованием данной тематики занимались С.Е. Агалаков, В.А. Истомин, А.Р. Курчиков, С.А. Леонов, В.А. Ненахов, Е.В. Перлова, В.П. Царёв, Е.М. Чувилин, В.С. Якушев и многие другие ученые [1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 11, 12, 13, 37, 38, 39, 52, 64, 67, 101, 102, 108, 109].

Подводя итог многолетних исследований, В.П. Якуцени в работе [107] заключает, что ниже границы залегания ММП факт обнаружения скоплений газогидратов в Западной Сибири маловероятен. Это объясняется тем, что свободный газ не переходит в гидратное состояние, так как для его образования в порах газонасыщенного коллектора недостаточно свободной воды. Дефицит свободной воды также предопределяет отсутствие газогидратов и в глинистых отложениях.

Однако, скопления газогидратов ниже границы ММП достоверно выявлены в пределах месторождений севера США и Канады. В диссертационной работе Д.С. Джафарова 2015 года [30] подробно рассмотрен пример разведочной скважины Mount Elbert, пробуренной в районе северного склона Аляски. В скважине скопления газогидратов уверенно идентифицируются методами ГИС и подтверждены отбором керна ниже границы ММП с глубин от 606 до 760 м [110].

Также известны глубинные континентальные скопления газогидратов геотермального генезиса. Формируются они газообразными углеводородами, поступающими в коллектор по глубинным разломам в результате естественной дегазации земных недр. Термогенные газогидраты нефтяных и газовых месторождений Мексиканского залива помимо метана содержат небольшое количество более тяжелых газов: этана (4%) и пропана (1%) [116].

Объект исследования диссертационной работы – кремнисто-глинистые отложения НПБС Медвежьего месторождения находится ниже границы ММП, а значит вероятность обнаружения газовых гидратов значительно снижается. И всё же, рассмотрим подробнее историю изучения данной проблемы.

Впервые о том, что фазовое состояние углеводородов сенонской залежи Медвежьего месторождения может быть отлично от газообразного, высказался А.В. Ильин. В своей диссертационной работе 2012 года [36] автор, опираясь на региональные термобарические тренды, установленные в ООО «ТюменННИИГипрогаз», приводит следующие характеристики интервала НПБС: пластовое давление изменяется в пределах от 107 до 134 атм. (от 10,8 до 13,6 МПа), температура – от 16 до 20°C. Сопоставив эти значения с номограммой фазовых состояний газогидратов, разработанной специалистами геологической службой США (рисунок 5.1), в частности Т.С. Коллеттом, автор диссертационной работы заключает, что весь разрез НПБС – это зона стабильного

состояния газогидратов. При этом интервалы явных газопроявлений автор связывает исключительно с диссоциацией газогидратов, отрицая тем самым существование газонасыщенных зон, не связанных с фазовыми переходами системы «газогидрат-вода-газ».

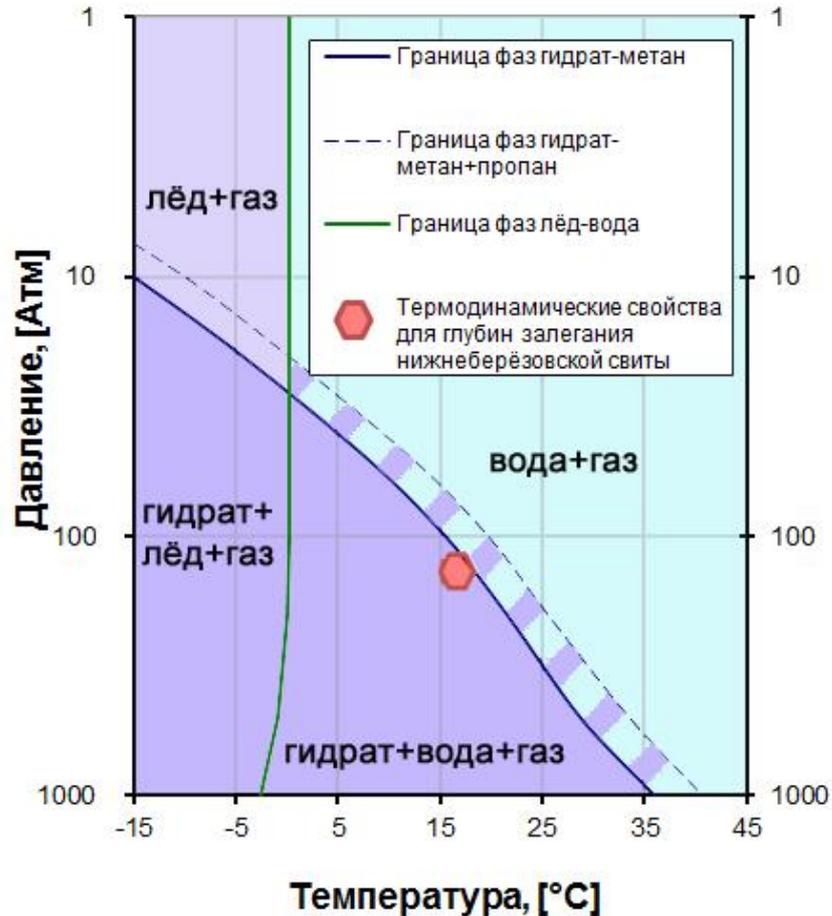


Рисунок 5.1 – Диаграмма равновесия метановых гидратов (по данным А.В Ильина, 2012 год)

Помимо мнения А.В. Ильина существует противоположная позиция – в 2017 году А.С. Пережогин в диссертационной работе [69] приводит следующий вывод: «на Медвежьем месторождении по результатам замеров пластовых давлений и температур термобарические условия залегания сенонских отложений неблагоприятны для существования скоплений газогидратов». Для описания равновесного состояния газогидратной системы, представленной на рисунке 5.2, А.С. Пережогин принимает разработки отечественных авторов В.А. Истомина и В.С. Якушева [37, 38, 39].

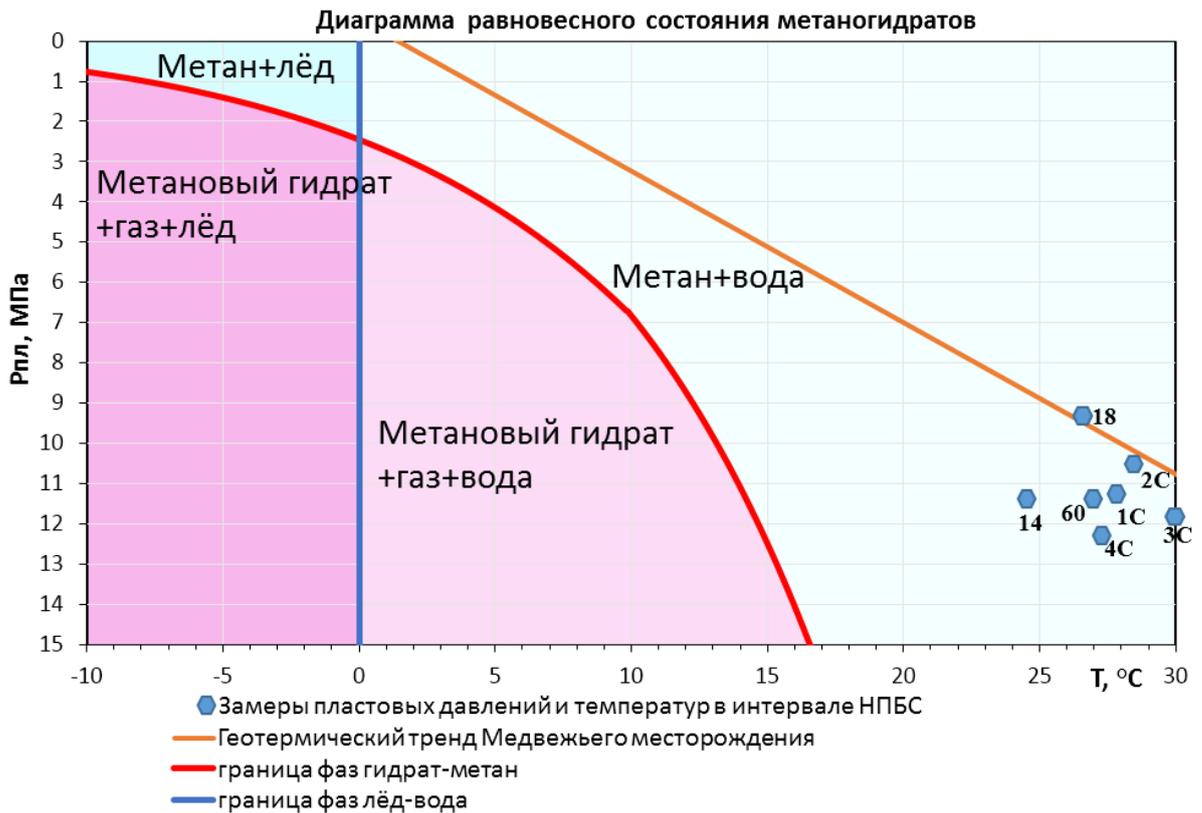


Рисунок 5.2 – Термобарические условия залегания отложений НПБС Медвежьего (по данным А.С. Пережогин, 2017 год)

Примечательным является тот факт, что, если спроецировать термобарическую характеристику НПБС, приведенную А.В. Ильиным на рисунке 5.1, на рисунок 5.2, то мы увидим, что она попадает в зону «метан-вода» и значительно отличается от характеристик НПБС по скважинам, приведенных А.С. Пережогиним. Дело в том, что автор рисунка 5.2, в отличие от А.В. Ильина, использует не только региональные тренды, но и реальные значения температуры и давлений, замеренные в процессе испытаний скважин. Согласно этим данным для того, чтобы термобарические условия соответствовали зоне метастабильного состояния газогидратов, температура в интервале НПБС должна быть ниже 16°C, что, как минимум, на 10 градусов меньше фактически замеренной температуры, изменяющейся в пределах от 25 до 29°C.

Многочисленные замеры скважинной термометрии подтверждают построения А.С. Пережогина, в связи с чем не согласиться с выводом о том, что современные термобарические условия не соответствуют так называемому «гидратному окну» очень сложно. Подобные заключения, аналогично ситуации с Мессояхским месторождением, не опровергают существование газовых гидратов, так их формирование, вероятно, происходило при термодинамических условиях, отличных от современных, а способность газогидратов к самоконсервации может обеспечивать им сохранность при температурах гораздо выше той, при которой они сформировались [39].

В качестве доказательства существования газогидратов сенона А.В. Ильин в своё время привлекал данные методов ГГК-П и ННК_т [36]. Нормализация диаграмм этих методов, по его мнению, выявляет зоны концентрации газовых гидратов. При этом интервалы гидратообразования отождествляются с газонасыщенными, так они являются следствием локальной диссоциации газогидратов.

В тоже время известно, что некоторые физические свойства газовых гидратов весьма близки к свойствам льда, или даже воды. Так объемная плотность газогидратов в зависимости от структуры изменяется в пределах от 0,908 до 0,917 г/см³ [107], а водородный индекс (ВИ) близок к значению ВИ для воды – 1,05 [14]. То есть такие геофизические методы, как ГГК-П и ННК_т, в принципе, не способны с необходимой точностью отличить газогидраты в стабильном состоянии от воды. Вероятно, в этом аспекте и заключается основная неточность работы А.В. Ильина: комплексирование методов ГГК-П и ННК_т свидетельствуют лишь о наличии газонасыщенных интервалов, поэтому, самостоятельно результаты сопоставления этих не могут быть признаками существования газовых гидратов в интервале НПБС.

Справедливости ради отметим что, в распоряжении А.В. Ильина в 2008-2012 гг. не было того объема разнородной промысловой и лабораторной информации, что существует на момент написания данной работы. Например, ранее метод ЯМК не проводился в интервале сенона, а акустический каротаж был проведен всего в паре скважин с очень низким качеством записи, потому не рассматривался автором в диссертационной работе.

В настоящий момент анализ новой геолого-промысловой информации позволяет сделать однозначный вывод – газовые гидраты в интервале сенонской залежи Медвежьего месторождения существуют, несмотря на негативные для них современные термобарические условия. Данному выводу имеется три подтверждения, основанные на анализе данных ГИС, ГТИ и газохимических исследований проб бурового раствора и керна [82]. Рассмотрим признаки содержания газовых гидратов в интервале НПБС подробнее.

5.2. Признаки наличия газовых гидратов в интервале сенонской залежи

5.2.1. Петрофизические признаки наличия газовых гидратов

Для описания первого признака существования газовых гидратов в интервале сенона Медвежьего месторождения рассмотрим результаты ГИС, а именно акустический каротаж. Метод АК успешно зарекомендовал себя в мировой практике поиска скоплений газогидратов [113, 115, 117, 118], его информативность определяется различием упруго-прочностных свойств компонентов системы «газогидрат-вода-газ». Так для воды и газа

интервальное время пробега продольной акустической волны (Δt_p) можно определить по формулам, предложенным в учебном пособии [28] В.Н. Дахновым:

$$\Delta t_p = \frac{666}{(1+5 \cdot 10^{-5}H)(1+\frac{C_B}{2500})}, \quad (4.1)$$

где H – глубина залегания коллектора в м, C_B – общая минерализация в г/л, величина которой, к сожалению, на момент написания работы достоверно не установлено. Для расчетов примем 20 г/л, по аналогии с нижележащими сеноманскими отложениями. В этом случае для глубин залегания подсветы в пределах от 860 до 980 м Δt_p составит 633 и 630 мкс/м соответственно. Для газа формула имеет следующий вид:

$$\Delta t_p = \frac{46000}{(1+6 \cdot 10^{-5}H)\sqrt{T}} \quad (4.2)$$

где T – абсолютная температура, которая для условий газонасыщенного пласта $НБ_2$ изменится в пределах от 298 до 303 К. В этом случае для глубин залегания подсветы Δt_p для газа составит более 2000 мкс/м.

Газовые гидраты – это кристаллические твердые соединения, обладающие в системе «газогидрат-вода-газ» наилучшими акустическими свойствами. Для газогидратов характерны низкие значения интервального времени пробега продольной волны, составляющие в среднем 270 мкс/м [14].

Имея представление об акустических свойствах поровых компонент системы «газогидрат-вода-газ», рассмотрим реальные показания АКШ в скважинах сенонского проекта. На рисунках 5.3 и 5.4 представлены дифференциальные гистограммы распределений значений интервального времени (Δt) и скорости пробега основных видов акустических волн (V), регистрируемых методом АКШ: продольные (p), поперечные (s) и трубные волны Лэмба-Стоунли (st).

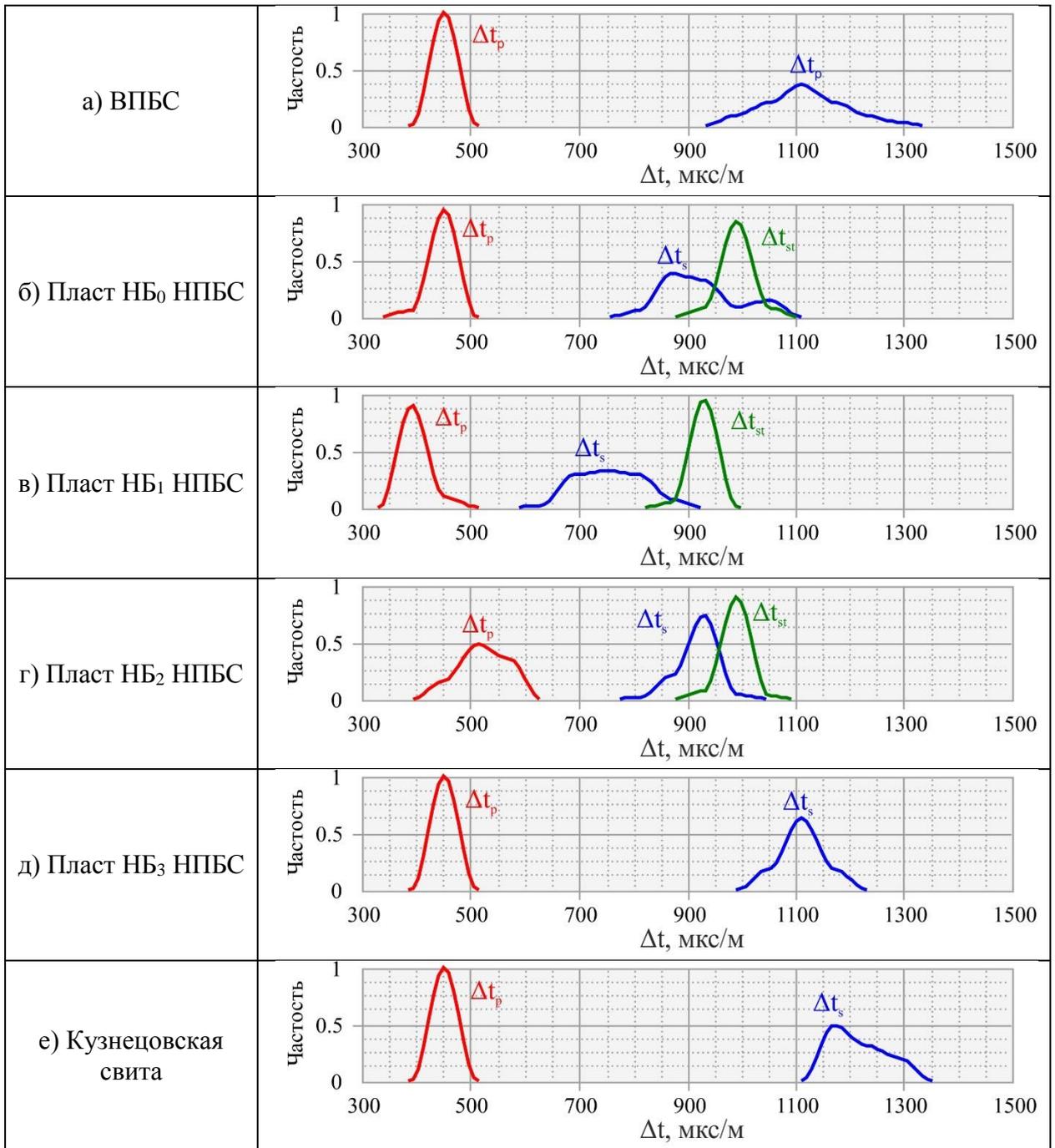


Рисунок 5.3 – Гистограммы дифференциальных распределений интервального времени пробега акустических волн по данным АК в скважине 5С Медвежьего месторождения

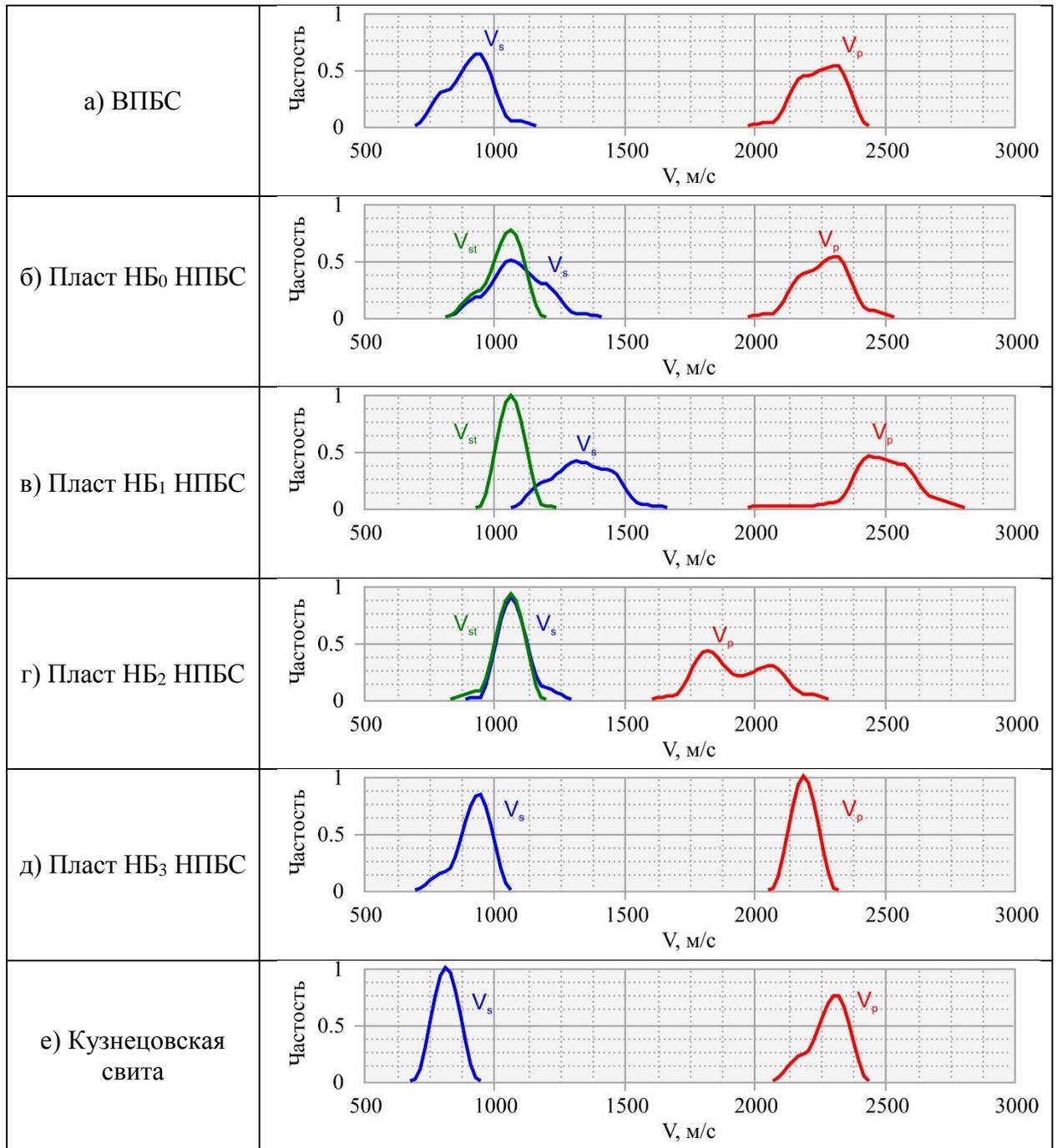


Рисунок 5.4 – Гистограммы дифференциальных распределений скорости пробега акустических волн по данным АК в скважине 5С Медвежьего месторождения

Анализ гистограмм показал, что пласт НБ₂ предсказуемо, как и следует газонасыщенной породе, имеет минимальный уровень значений скоростей акустических волн. В то время как пласт НБ₁ характеризуется акустическими свойствами, превосходящими свойства глинистых толщ ВПБС и кузнецовской свиты.

Различие пластов НБ₁ и НБ₂ наблюдается и при анализе такой упруго-прочностной характеристики как акустический импеданс (AI), рассчитанного через плотность объемную ($\sigma_{об}$) по ГГК-П и интервальное время пробега продольной волны (Δt_p) по формуле:

$$AI = (\sigma_{об}/\Delta t_p) \cdot 10^9, \text{ (г/м}^2\text{с)} \quad (4.3)$$

На рисунке 5.5 представлена зависимость псевдокоэффициента Пуассона – отношения скоростей продольной (V_p) и поперечной волны (V_s) от акустического импеданса. Как видно на рисунке, породы пластов НБ₂, НБ₀ и породы-неколлекторы образуют единый тренд единой зависимости, которую можно дифференцировать не только по литологическому фактору, но и на качественном уровне, по объемной газонасыщенности: от неколлекторов до пород пласта НБ₂ с максимальными газопоказаниями, для которых параметр V_p/V_s принимает значения менее 1.8 отн. ед.

В свою очередь, породы пласта НБ₁ образуют отдельную область с более высокими значениями акустического импеданса, характерными для более плотных пород-неколлекторов. При этом отношение скоростей остается на уровне газонасыщенного пласта НБ₂.

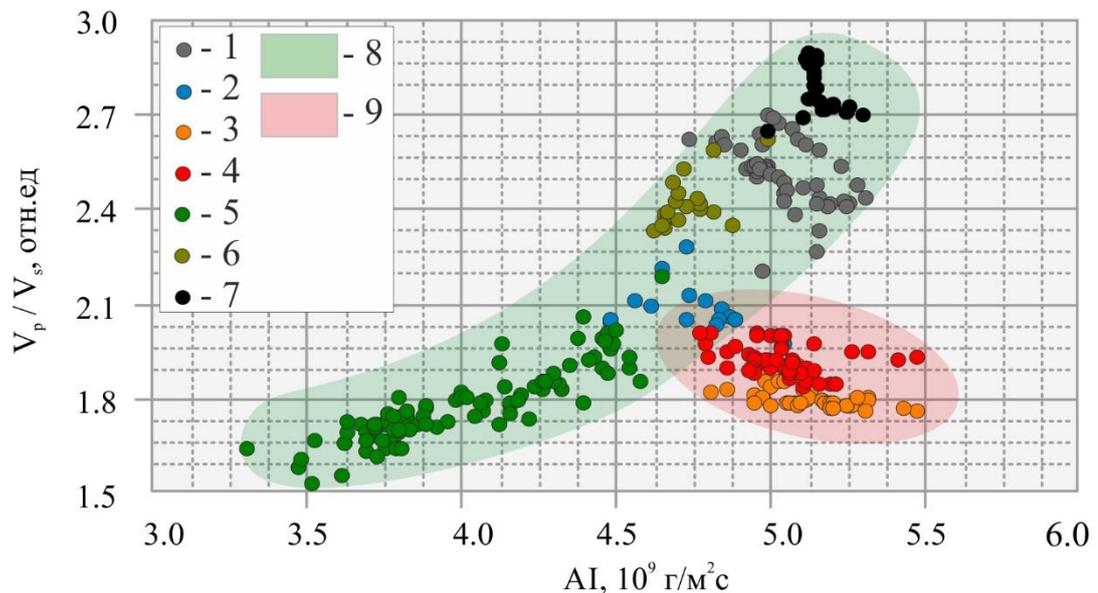


Рисунок 5.5 – Взаимосвязь отношения скоростей продольной и поперечной волны от акустического импеданса (скважина 5С)

Обозначения: 1-ЛТ0-ВПБС, 2-ЛТ2-1 (пласт НБ₀), 3-ЛТ1-1, 4-ЛТ1-2, 5-ЛТ2-1 (пласт НБ₂), 6-ЛТ2-2, 7-ЛТ0-КС, 8- область водо- и газонасыщенных пород, 9- область гидратосодержащих пород

Изначально резкая смена упруго-прочностных характеристик на границе пластов НБ₁ и НБ₂ объяснялась неоднородностью литологического состава разреза. В разделе 2.1.2 ранее упоминалось, что минеральная плотность ОКТ-кварцевых опок пласта НБ₁ значительно ниже, чем у кварцевых опок пласта НБ₂, при этом пористость пород примерно равная. Таким образом, сопоставив исследования керн и результаты АК и ГГК-П можно сделать вывод, что пласт НБ₁ – это высокопористая среда с минимальной плотностью матрицы, имеющая нетипично высокую акустическую жесткость. А это значит, что снос области точек НБ₁ вправо на рисунке 5.5 связан не с литологическим фактором, а с характером насыщенности поровой среды.

Вероятно, газогидраты заполняют наиболее крупные полости изометричной губчатой нанопористости ОКТ-кварцевых опок пласта НБ₁, образуя, таким образом, среду с повышенной акустической проводимостью, относительно газо-водонасыщенных коллекторов, или водонасыщенных пород-неколлекторов.

Подтвердить данный вывод можно, сравнив акустические свойства различных видов опок, насыщенных флюидом в одном фазовом состоянии. Для этого предполагалось лабораторным путем насытить водой предварительно экстрагированные образцы, но эксперимент не удался. За счет высокого содержания монтмориллонита при его набухании образцы разрушаются. Использовать их в дальнейших ультразвуковых исследованиях невозможно, потому было принято решение об исследовании образцов с естественной насыщенностью в пластовых условиях.

Определение скорости прохождения акустических волн по керну в условиях, моделирующих пластовые, проводилось согласно СТЛ 223.13.17.139/2013 [90]. В исследованиях участвовали две коллекции образцов скважин 3С и 4С. Коллекции исследованы в различных термобарических условиях, что исключает возможность прямого сопоставления результатов.

Первая коллекция состоит из 16 образцов пласта НБ₁, 14 образцов НБ₂ керн скважины 3С. Измерения проходили при температуре 24°C и эффективном давлении 10,6 МПа. Результаты исследований представлены на рисунке 5.6 а.

Вторая коллекция керн состоит из 12 образцов пласта НБ₁, 24 образцов НБ₂ скважины 4С. Измерения проходили при температуре 25°C и эффективном давлении 11,2 МПа. Статистические распределения результатов исследований представлены на рисунке 5.6 б.

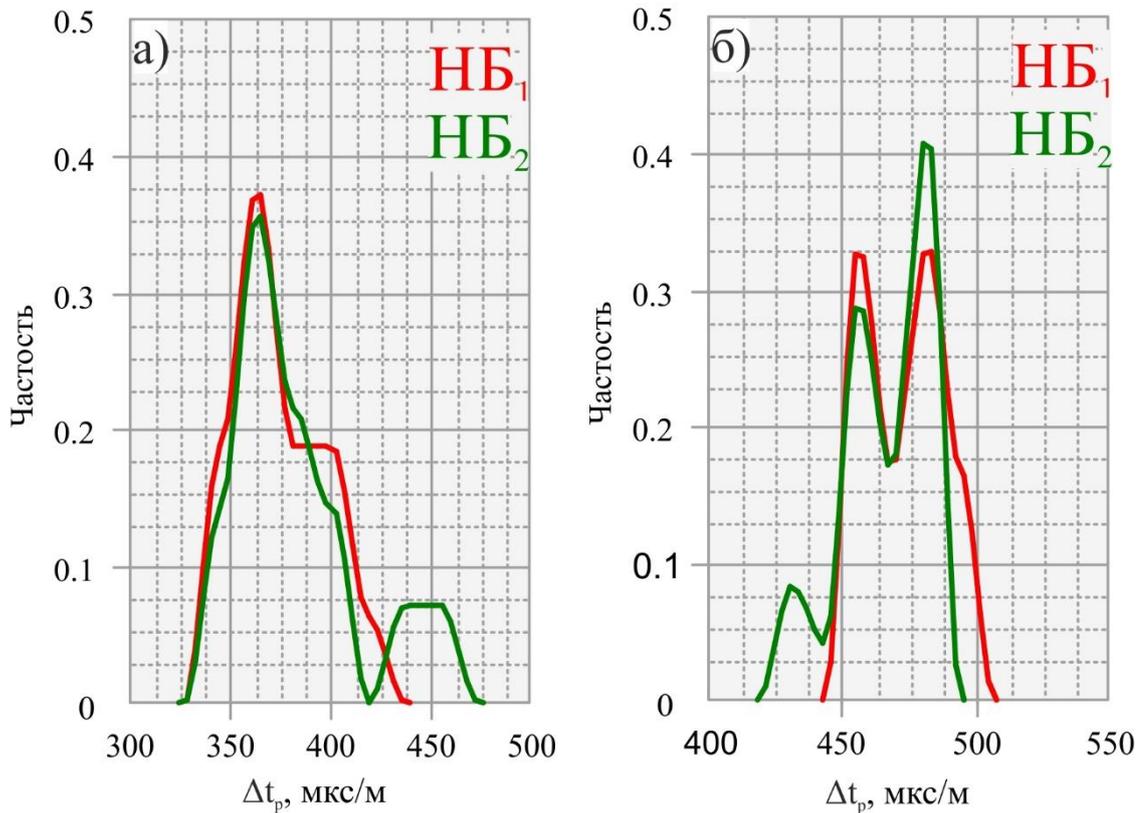


Рисунок 5.6 – Гистограммы дифференциальных распределений результатов акустических исследований изолированного керна скважин 3С (а) и 4С (б) в условиях, моделирующих пластовые

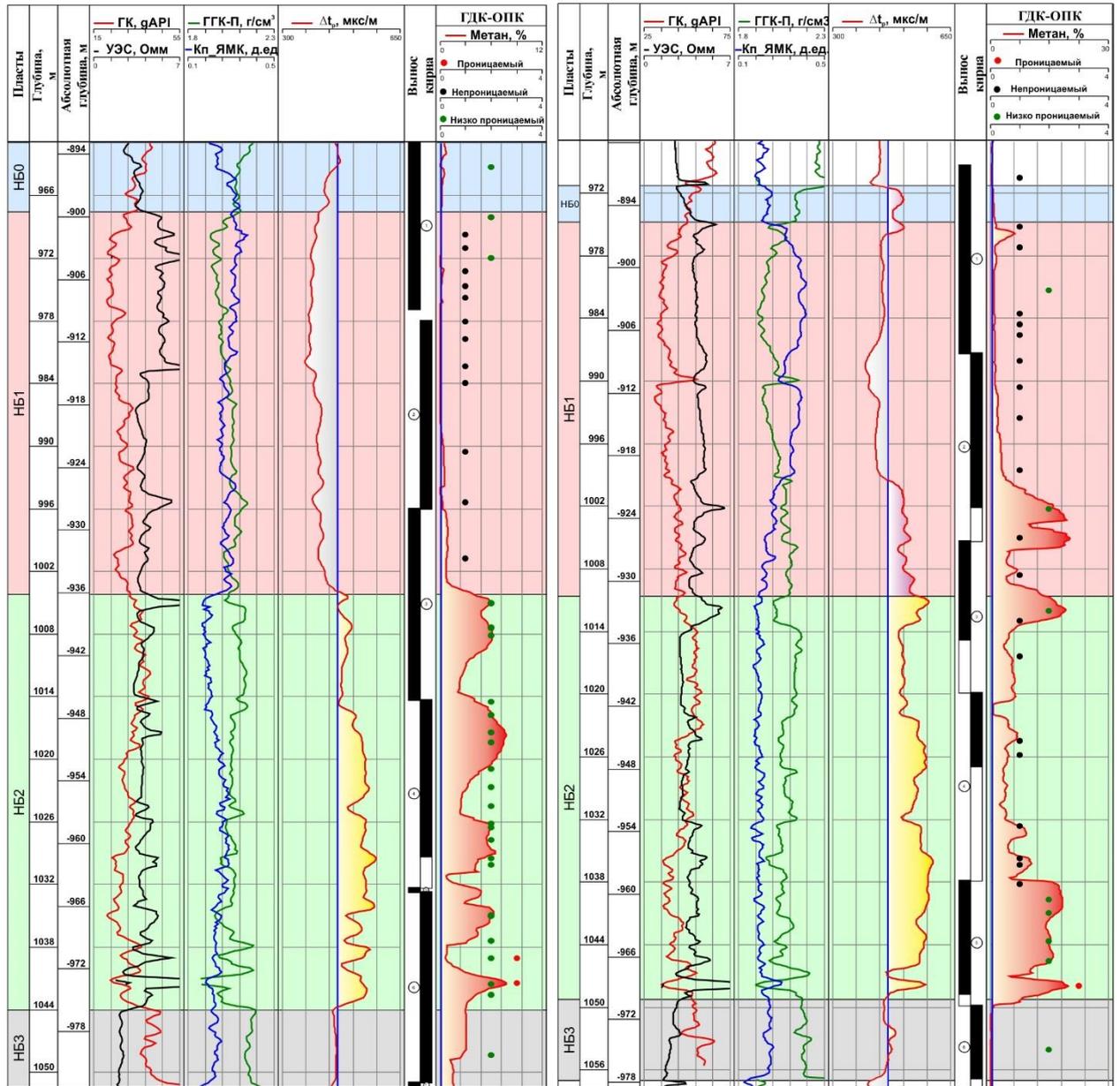
Как видно из рисунка 5.6, акустические свойства различных видов опок с сохраненной насыщенностью весьма близки. Это значит, что различие акустических характеристик пластов $НБ_1$ и $НБ_2$ в скважинных условиях, действительно, объясняется только отличным от моделируемого фазовым состоянием порового флюида, то есть наличием газогидратов.

Концепцию насыщенности пласта $НБ_1$ газовыми гидратами подтверждает также и исключение из правил – скважина 4С. Как упоминалось ранее в разделе 3.1, скважина 4С – это единственная скважина сенонского проекта, в которой зафиксирован эпизод газопроявлений из пласта $НБ_1$ (см. приложение А).

На рисунке 5.7 видно, что в скважине 5С в интервале пласта $НБ_1$ аномалии газового каротажа отсутствуют, значения Δt_p закономерно ниже чем в пласте $НБ_2$, что типично для данного объекта. Однако, в скважине 4С в интервале глубин от 988 до 1006 м пласта $НБ_1$ отмечаются повышенные газопоказания. При этом значения Δt_p становятся на столько высоки, что, буквально, находятся на уровне газонасыщенного пласта $НБ_2$. Аналогичная ситуация наблюдается и для горизонтальных стволов (см. рисунок 5.8).

Скважина №5С

Скважина №4С



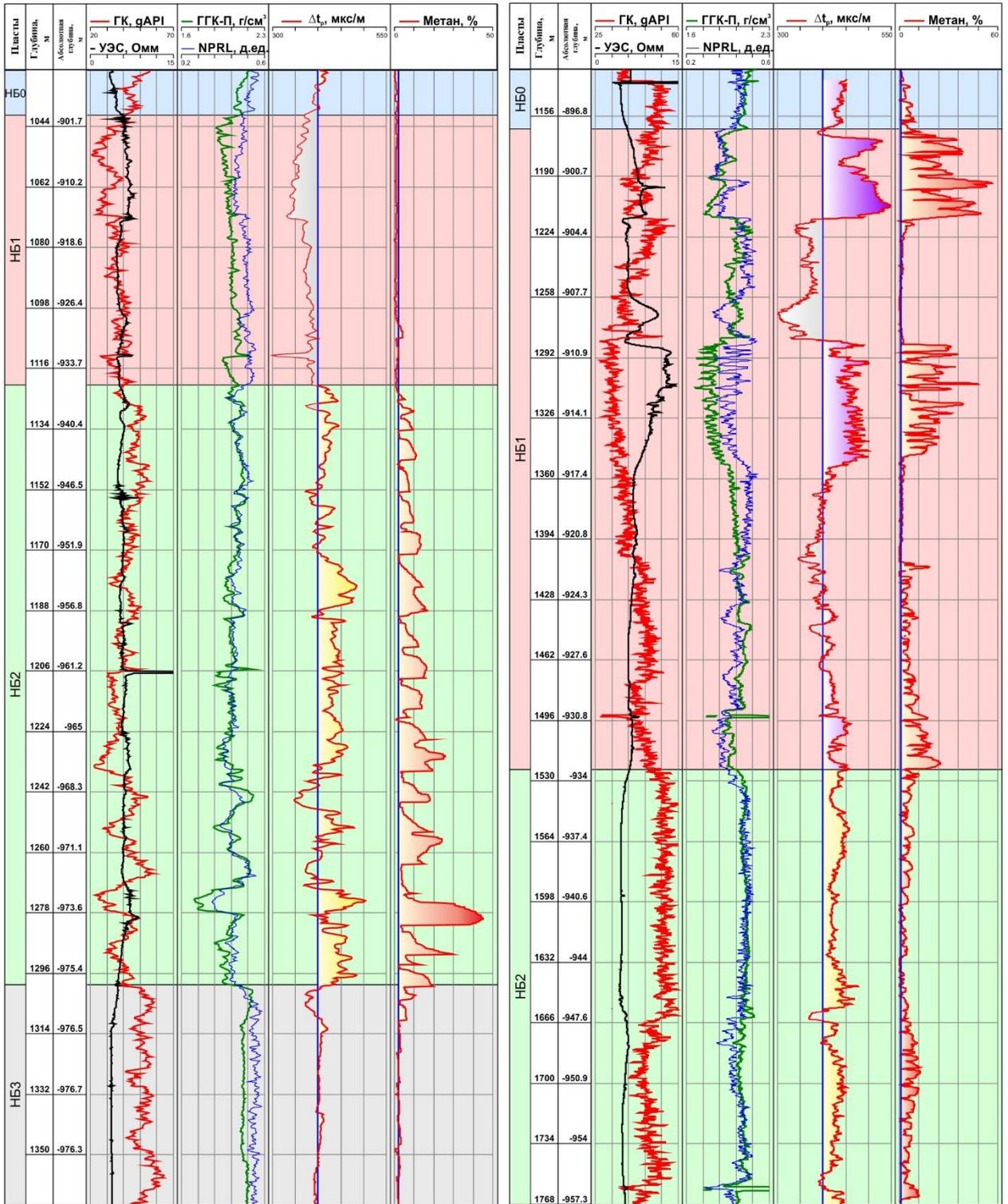
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Аномалия газового каротажа
- Интервал газонасыщенности
- Интервал гидратообразования
- Интервал диссоциации газогидратов

Рисунок 5.7 – Геолого-геофизические характеристики пилотных стволов скважин Медвежьего месторождения, иллюстрирующие результат определения зон локальной диссоциации газогидратов по акустическому каротажу

Скважина №5С

Скважина №4С



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Аномалия газового каротажа
- Интервал газонасыщенности
- Интервал гидратообразования
- Интервал диссоциации газогидратов

Рисунок 5.8 – Геолого-геофизические характеристики горизонтальных стволов скважин Медвежьего месторождения, иллюстрирующие результат определения зон локальной диссоциации газогидратов по акустическому каротажу

Известно, что газ существенно снижает акустическую проводимость пород и приводит к повышению интервальных времен пробега акустических волн. Лабораторно доказано, что скорость продольных волн в породах с высокой пористостью (30-35 %) при газонасыщенности около 5% близка к скоростям распространения в полностью газонасыщенных породах [73].

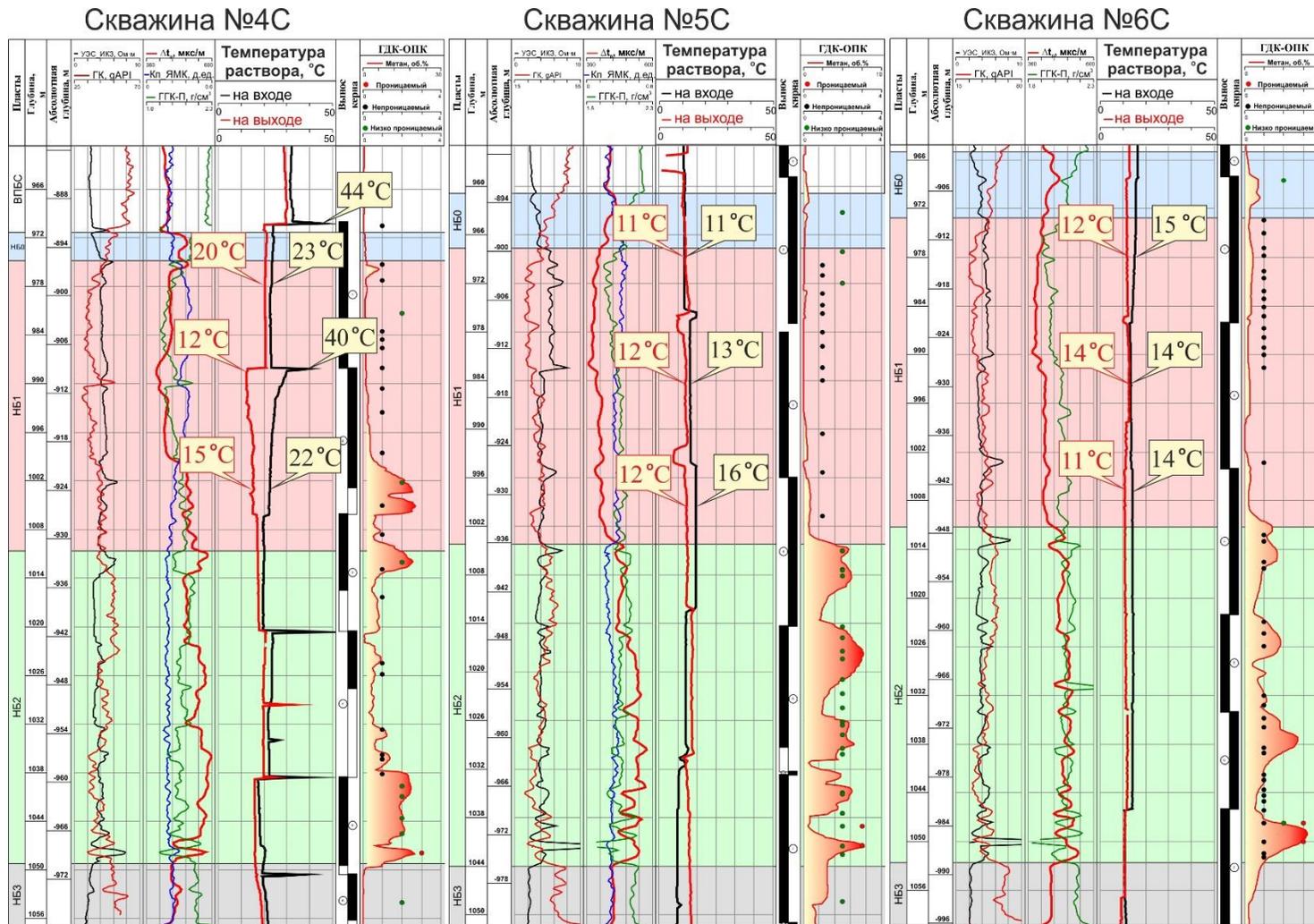
Вертикальная синяя линия на треке акустического каротажа рисунков 5.7 и 5.8 отражает условное граничное значение Δt_p между газонасыщенной зоной и скоплениями газовых гидратов. Для пилотных стволов оно составляет 465 мкс/м, для горизонтальных – 400 мкс/м. Данные значения могут быть использованы при оперативном определении характера насыщенности разреза НПБС.

Если сравнить газопроявления в скважине 4С на рисунках 5.7 и 5.8, то можно заметить, что в горизонтальном стволе интенсивные аномалии газового каротажа отмечаются в кровле и середине пласта НБ₁. В то время как в пилотном стволе газоносность проявляет нижняя часть пласта. Учитывая это и очевидную связь между показаниями акустического и газового каротажа, можно с достаточной уверенностью сказать, что газопроявления при бурении пласта НБ₁ в скважине 4С связаны, вероятно, с локальной диссоциации газогидратов. В таком случае возникает закономерный вопрос – почему газопроявления в интервале пласта НБ₁ зафиксированы только в скважине 4С? Ответ на данный вопрос подводит нас ко второму признаку существования газовых гидратов сенона. Для того, чтобы выяснить причину уникальных газопроявлений скважины 4С, рассмотрим условия бурения и результаты ГТИ по скважинам сенонского проекта подробнее.

5.2.2. Геолого-технологические признаки наличия газовых гидратов

Скважина 4С – это последняя скважина в проекте, пробуренная на полимерном растворе «Полиэмульсан-М». Более поздние скважины 3С, 5С и 6С бурились на РУО. Однако влияние состава бурового раствора на газопоказания не подтверждается, так как в скважине 2С, также пробуренной на полимерном растворе, в интервале пласта НБ₁ показания газового каротажа закономерно не превышают фон (см. приложение А).

Последующий анализ материалов ГТИ выявил еще одну особенность скважины 4С. При ее бурении использовался более теплый раствор, чем для остальных скважин проекта. Так на рисунке 5.9 видно, что начальные температуры подачи раствора при бурении первых интервалов керна достигали 40-44°C. Скважины 5С и 6С в интервал пласта НБ₁ бурились на более прохладных растворах с температурой при подаче от 11 до 16°C.



Условные обозначения:

 - аномалия газового каротажа

Рисунок 5.9 – Сопоставление температурных характеристик буровых растворов пилотных стволов скважин Медвежьего месторождения

Оказалось, что различия температур буровых растворов объясняются временем года и климатическими условиями. Скважина 4С – это единственная скважина, пробуренная в зимний период, с января по февраль. Скважины 5С и 6С были пробурены в весенне-летний период. Скважина 2С пробурена в октябре, однако найти информации по температурам раствора для этой скважины не удалось.

По информации, содержащейся в отчете по ГТИ, в скважине 4С буровой раствор преднамеренно подогревался для того, чтобы избежать промерзания и последующих за этим осложнений бурения. Помимо раствора на температурный режим в процессе бурения мог сказаться неоднократный обгорев самого и бурового инструмента.

На рисунке 5.9 видно, что максимальные газопоказания в скважине 4С отмечаются при отборе керна №2 в интервале глубин от 988 до 1006 м, температура раствора при этом постепенно снижается от 40 до 22°C. Скважина 5С пробурена в весенний период, с апреля по май, при температурах раствора от 11 до 16°C (см. рисунок 5.9). Превышения показаний газового каротажа над фоном отмечаются в подошве пласта при постепенном росте температуры раствора от 14 до 16°C.

Скважина 6С пробурена в летний период, с июня по июль, при температурах раствора от 13 до 16°C (см. рисунок 5.9). Превышения показаний газового каротажа над фоном отмечаются в кровле пласта НБ₁ и в интервале объекта НБ₀. Рост газопоказаний, аналогично скважине 5С, коррелируется с постепенным повышением температуры раствора до 16°C.

Также отметим тот факт, что в скважине 4С в интервале глубин от 988 до 1006 м наблюдается максимальная разница между температурами бурового раствора на входе и выходе. В скважинах 5С и 6С охлаждение бурового раствора также коррелируется с ростом показаний газового каротажа.

Таким образом, исходя из анализа данных ГТИ можно сформулировать следующую закономерность – при вскрытии отложений пласта НБ₁ на буровом растворе температурой выше 16°C породы пласта начинают проявлять признаки газоносности. Чем выше температура бурового раствора, тем интенсивнее показания газового каротажа. В случае пласта НБ₂ подобной корреляции не выявлено, пласт проявляет газонасыщенность при любых температурах раствора. В следствии чего можно утверждать, что углеводороды в этих объектах, действительно, находятся в различном фазовом состоянии. В пласте НБ₂ газ находится в естественном свободном состоянии, а в пласте НБ₁ залегают газовые гидраты.

Сама идея применение теплых промывочных жидкостей для определения зон залегания газогидратов не нова. Еще в 2012 году сотрудники ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработали и запатентовали способ выявления газогидратов в низкотемпературных

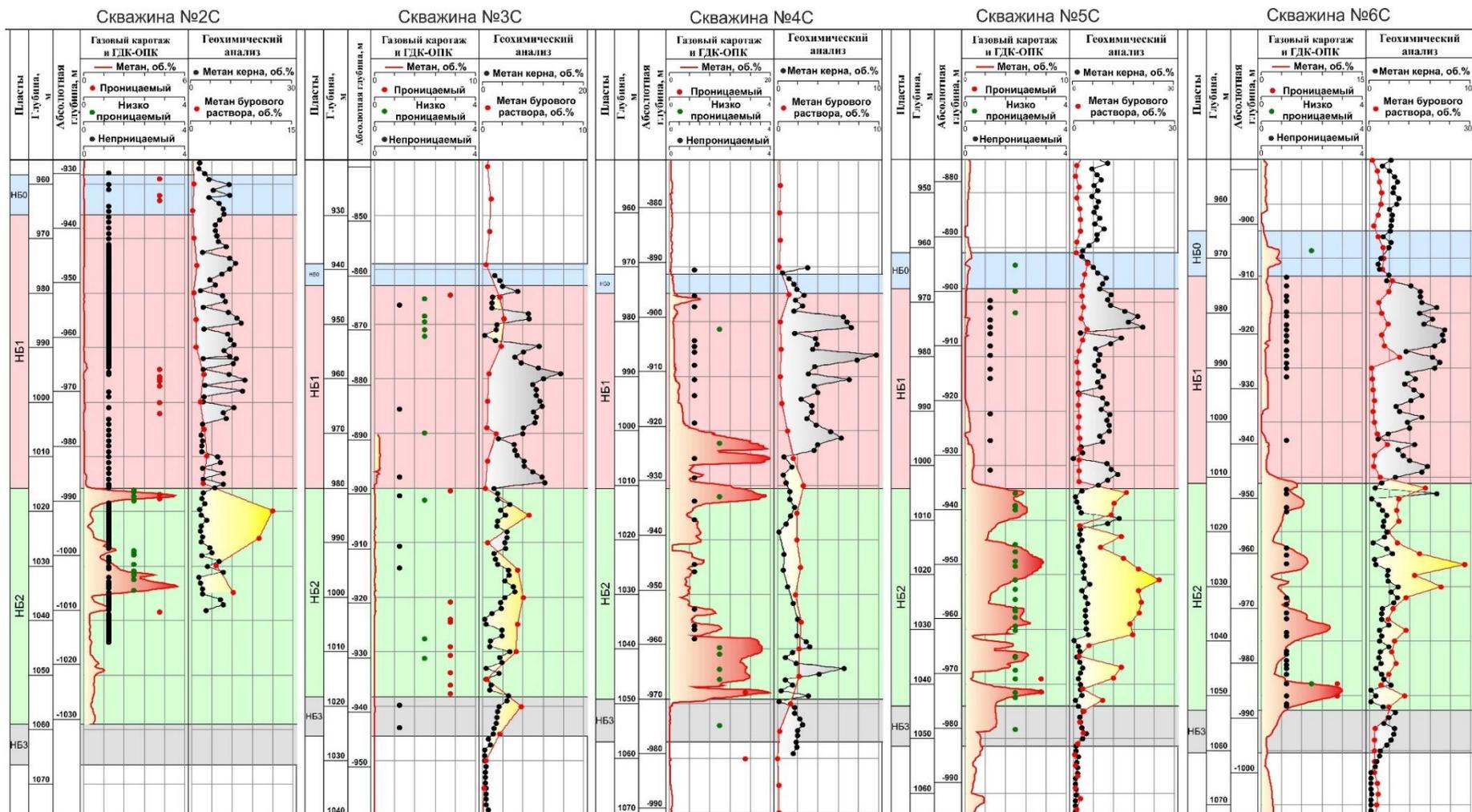
породах [89], основанный на регистрации температурных изменений после прокачки через скважину теплоносителя. По сути в скважине 4С произошел случайный эксперимент с методологией близкой к данному патенту.

5.2.3. Газохимические признаки наличия газовых гидратов

Газохимические исследования бурового раствора и керна выполнены по всем скважинам сенонского проекта Медвежьего месторождения ЗАО «НПЦ Геохимия» [129, 130, 131, 132]. Газонасыщенность бурового раствора определялась методом термовакuumной дегазации герметизированных проб раствора, отобранных на выходе его из скважин, с дополнительным контролем «на входе».

Образцы керна также были герметизированы и в дальнейшем подвергнуты термовакuumной дегазации. Далее на отдегазированных пробах свободного газа в барботерах определены углеводороды C1-C6, в водных вытяжках – ароматические УВ: бензол, толуол, этилбензол, ксилолы, изопропилбензол, пропилбензол, стирол. Также выполнено изучение состава неуглеводородных газов: кислород, азот, гелий, углекислый газ, водород, гелий.

На рисунке 5.10 приведены результаты газохимического анализа по определению содержания метана в образцах керна и пробах бурового раствора. На рисунке наблюдается прямая корреляция между показаниями газового каротажа и содержанием метана в буровом растворе. При этом результаты газохимических исследований по определению содержания метана в буровом растворе и керне находятся в противофазе относительно границы пластов НБ₁ и НБ₂ – аномально высокое количество метана в буровом растворе приурочено к нижней половине разреза НПБС (пласт НБ₂), а по керну – к верхней его части (пласты НБ₀ и НБ₁) и наоборот. По нашему мнению, этот факт возможно объяснить только различным фазовым состоянием УВ верхней и нижней частей залежи.



Условные обозначения:



- аномалия газового каротажа



- газонасыщенный интервал



- зона гидратообразования

Рисунок 5.10 – Сопоставление результатов газового каротажа и геохимических исследований керна и бурового раствора по скважинам сенонского проекта Медвежьего месторождения

Рассмотрим с этой точки зрения результаты газохимических исследований на рисунке 5.10 подробнее. На наш взгляд, низкое содержание метана при бурении верхних пластов НБ₀ и НБ₁ объясняется тем, что газ не поступает в буровой раствор, так как пустотное пространство пород-коллекторов заблокировано газогидратами. При бурении пласта НБ₂ наблюдается обратная ситуация – свободный газ без каких-либо затруднений мигрирует из глубин пласта по направлению к скважине и затем фиксируется как по средствам газового каротажа, так и газохимического анализа.

С керном ситуация противоположная. Газогидраты из пластов НБ₀ и НБ₁ разлагаются медленно, за счет чего сохраняются в изолированном керне. Впоследствии, в лабораторных условиях они дислоцируют и обеспечивают высокое содержание метана в керне. В свою очередь, свободный газ пласта НБ₂ выделяется из керна еще в процессе отбора и подъема на поверхность, потому в значительном объеме не может быть зафиксирован по средством газохимического анализа.

Выявленная закономерность противофазы содержаний метана в керне и буровом растворе относительно границы пластов НБ₁ и НБ₂ характерна для всех скважин сенонского проекте, за исключением скважин 1С и 4С. Керн первой скважине проекта 1С был герметизирован спустя несколько дней после подъема, вероятно, к этому моменту газовые гидраты уже разложились, потому исследования керна по этой скважине признаны некондиционными и не представлены на рисунке 5.10. Что касается скважины 4С, то описанный в предыдущих разделах эпизод диссоциации газогидратов в нижней части пласта НБ₁ наложил свой отпечаток и на результаты газохимических исследований. На рисунке 5.10. видно, что начало противофазы содержаний метана в растворе и керне в случае скважины 4С смещено вверх – примерно к кровле интервала диссоциации. Также отметим, что абсолютное содержание метана в керне скважины 4С в единицах об% значительно меньше, чем в скважинах 2С, 3С, 5С и 6С, что, вероятно, является следствием применения теплого бурового раствора и частичной диссоциации газогидратов при отборе керна. Таким образом, представлены убедительные доказательства существования газовых гидратов в пределах верхней части сенонской залежи Медвежьего месторождения. Наличие газогидратов в ОКТ-кварцевых опоках объясняет почему при наличии эффективной пористости пласт НБ₁ не проявляет признаков газоносности по ГТИ и подвижности флюида по ГДК – процесс гидратообразования блокирует наиболее крупные поры, ухудшая и без того низкую проницаемость нанопустотного пространства пород пласта

5.3. Определение границ зональных интервалов с различным фазовым состоянием углеводородов

Как уже известно из раздела 5.2, показания метода АК в значительной степени зависят от фазового состояния УВ в пласте, и его можно использовать для разделения газогидратной зоны от газонасыщенных интервалов, в том числе являющихся следствием диссоциации газогидратов. Вторым методом, чувствительным к изменениям фазового состояния, является метод ЯМК (см. рисунок 4.6). А это значит, что комплексирование методов ЯМК и АК позволит разработать способ идентификации скоплений газовых гидратов в отложениях сенона Медвежьего месторождения. Как видно на рисунке 5.11, показания методов формируют области значений, дифференциация которых связана не только с литологическими особенностями пород, но и с характером насыщенности коллекторов. При этом показания методов находятся в инверсии, то есть для газонасыщенной зоны характерны низкие значения параметра $K_{п_ЯМК}$ и высокие значения Δt_p , а для газогидратной напротив – высокие значения $K_{п_ЯМК}$ и низкие значения Δt_p .

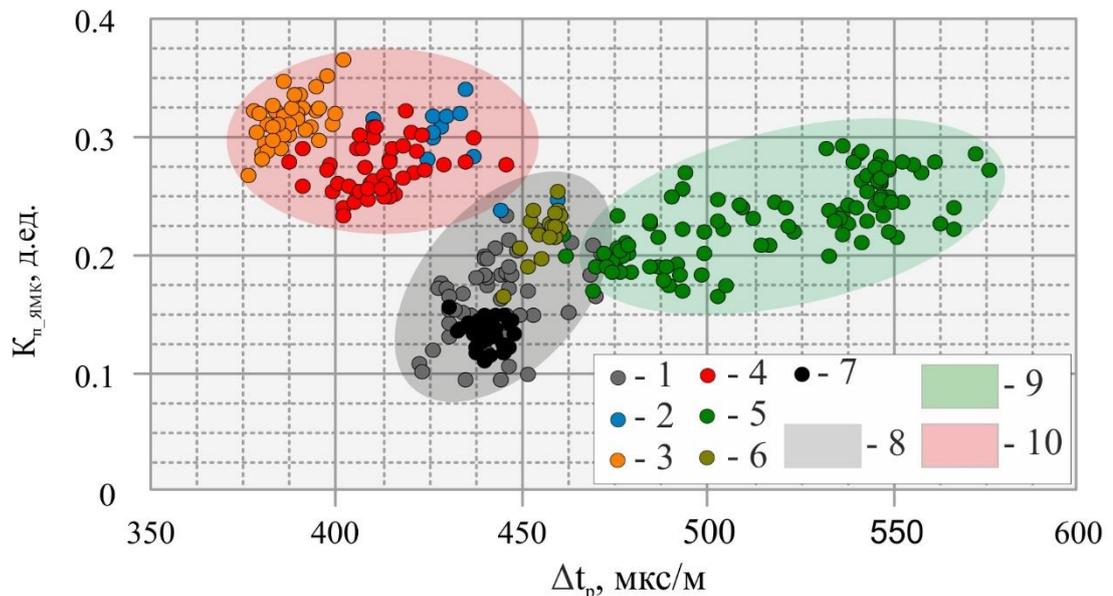


Рисунок 5.11 – График сопоставления коэффициента пористости по ЯМК от интервального времени пробега продольной волны по АК (скважина 5С)

Обозначения: 1-ЛТ0-ВПБС, 2-ЛТ2-1 (пласт НБ₀), 3-ЛТ1-1, 4-ЛТ1-2, 5-ЛТ2-1 (пласт НБ₂), 6-ЛТ2-2, 7-ЛТ0-КС, 8- область пород-неколлекторов, 9- область газонасыщенных пород, 10- область гидратосодержащих пород

Несмотря на то, что инверсия фактических данных, представленная на рисунке 5.11, может быть использована на практике, стоит отметить следующее: характер показаний метода ЯМК в интервале газогидратной зоны противоречит мировой практике исследования газогидратных залежей. Традиционно считается, что газогидраты не находят отклик в регистрируемом сигнале ЯМК, так как являются кристаллическим веществом [14].

То есть показания метода ЯМК в газогидратной зоне, в теории, должны быть примерно на уровне газоносного пласта НБ₂. Однако, ничего подобного мы не наблюдаем как на рисунке 5.11, так и на рисунке 4.6, на которых литотипы пластов НБ₁ должны характеризоваться снижением коэффициента общей пористости по ЯМК относительно значений по керну.

Для того, чтобы пояснить особенности показаний метода ЯМК в интервале НПБС, а именно инверсию относительно фазового состояния УВ, рассмотрим две интерпретационные модели, схематично представленные рисунке 5.12.

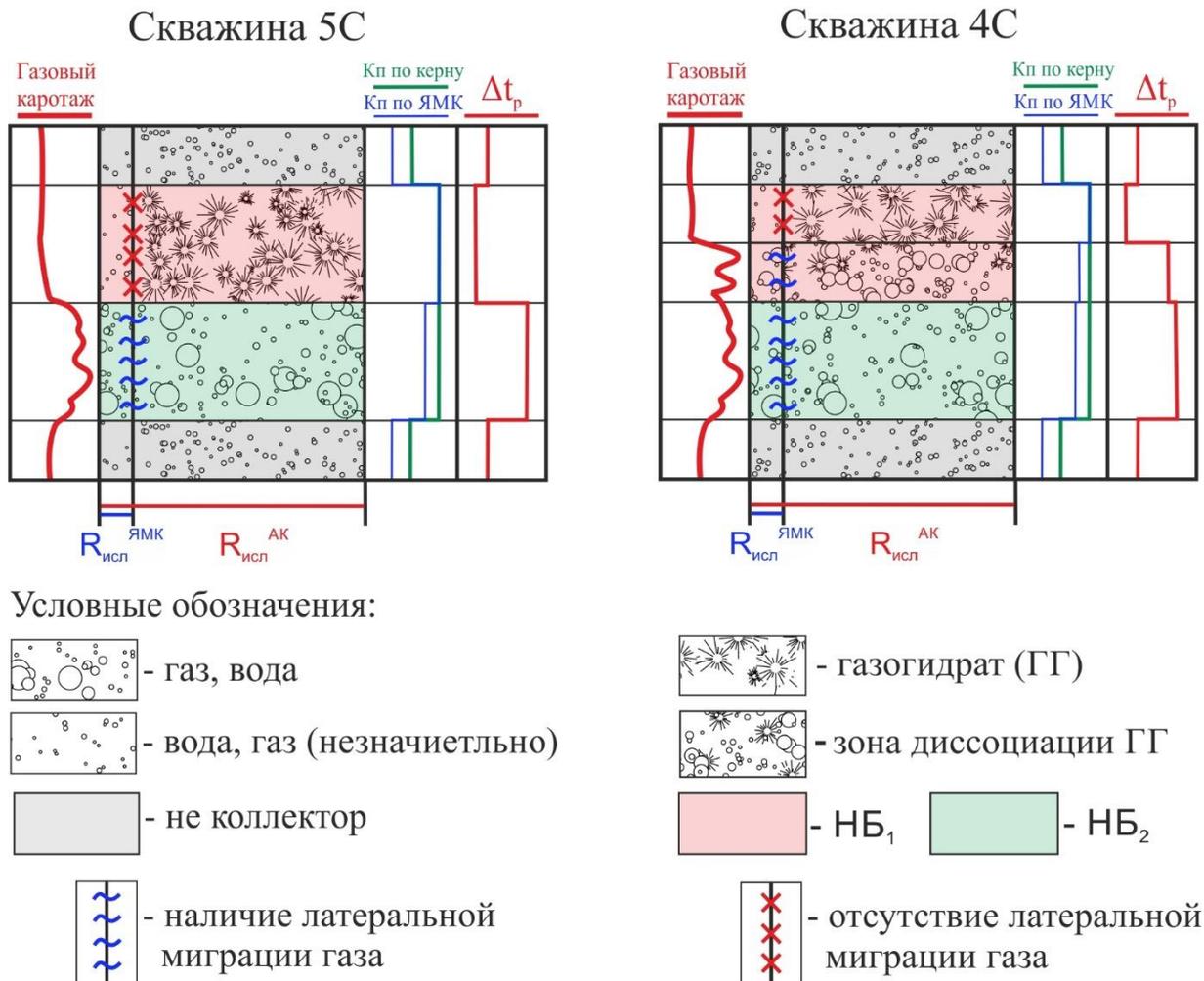


Рисунок 5.12 – Схематичное изображение интерпретационных моделей разрезов скважин сенонского проекта Медвежьего месторождения

Модели условно названы «Скважина 5С» и «Скважина 4С». Общим для моделей является тот факт, что пласт НБ₂ газонасыщен, и газ за счет латеральной миграции присутствует как в радиусе исследования метода ЯМК, занижая его показания, так и в радиусе метода АК, показания которого напротив становятся значительно выше. Отличаются модели фазовым состоянием УВ пласта НБ₁ в радиусе исследования метода АК. В первой модели газогидраты находятся исключительно в стабильном состоянии, во второй присутствует интервал их диссоциации.

В модели «Скважина 5С» газогидраты пласта НБ₁ в радиусе исследования зонда АК (15-20 см) находятся в стабильном состоянии, а в радиусе зонда ЯМК (2-4 см) они диссоциировали на газ и воду. После чего прискваженная зона дегазирует, но высвободившегося объема газа недостаточно для проявления на диаграммах газового каротажа, а поступления газа из глубин пласта, за счет латеральной миграции, не происходит по причине того, что количества свободного газа в стабильной системе «газогидрат-вода-газ» недостаточно для преодоления порога перколяции в условиях блокировки газогидратами наиболее крупных пор.

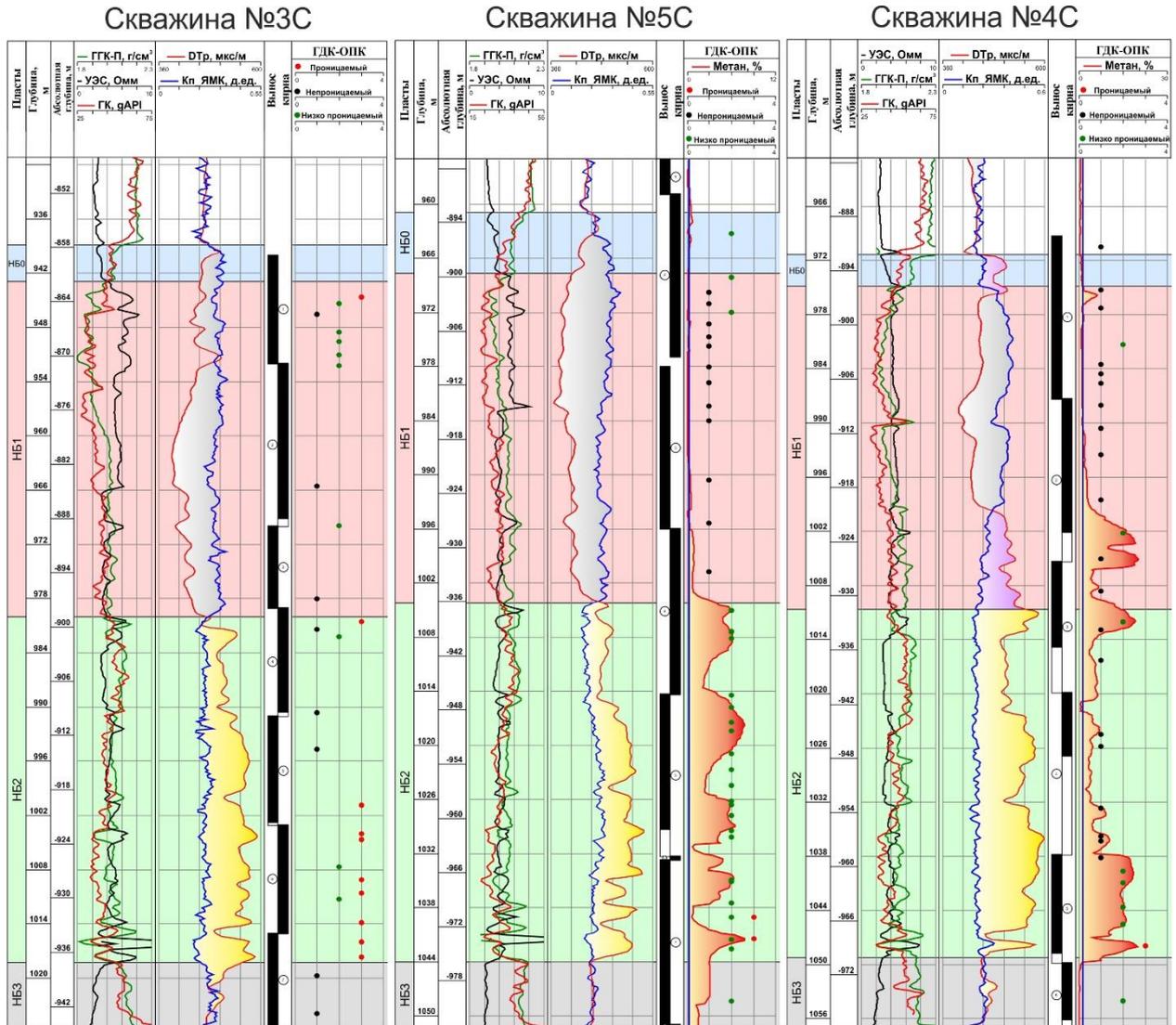
Другими словами, в модели «Скважина 5С» в интервале скоплений газогидратов метод ЯМК регистрирует сигнал в условиях водонасыщенной дегазированной породы. В результате чего значения коэффициентов пористости по ЯМК и керну совпадают. В то же время метод АК за счет большего радиуса исследования характеризует этот интервал как породу с повышенными акустическими свойствами (содержащую газы гидраты в стабильном состоянии).

В модели «Скважина 4С» присутствует зона диссоциации газогидратов, радиус которой, как минимум, больше радиуса исследования зонда АК. При этом высвободившегося газа достаточно для превышения фонового порога и регистрации аномалии газового каротажа. В этой зоне газ, мигрируя по направлению к скважине, неизбежно искажает показания метода ЯМК, занижая коэффициент общей пористости и повышает значения Δt_p . В таком случае показания ЯМК становятся весьма близки к характеристике пласта НБ₂, где газ изначально находится в свободном состоянии и его латеральной миграции ничего не препятствует.

Описанные выше интерпретационные модели являются основой разработки способа оценки фазового состояния УВ путем комплексирования (нормализации) диаграмм $K_{п_ЯМК}$ и Δt_p в интервалах неколекторов, близких по литологическому составу и петрофизическим свойствам. Для этого идеально подходят опоки типа ЛТ2-2 пласта НБ₃ и интервал первых десяти метров ВПБС. Реализация способа на примере трех скважин сенонского проекта продемонстрирована на рисунке 5.13. Как видно из рисунка, результаты этого способа подтверждают, что зона гидратообразования заключена строго в границах пластов НБ₀ и НБ₁ (см. рисунки 5.11 и 5.13). Этот вывод справедлив для всех скважин сенонского проекта, имеющих удовлетворительно качество каротажного материала.

Согласно представленной модели фазового состояния залежи, формирование зонального интервала гидратообразования начинается строго с границы пластов НБ₁ и НБ₂. Напомним, что данной границе соответствует смена литологической характеристики разреза НПБС – именно с этой границы в кремнеземе глинистых пластов начинает

присутствовать ОКТ-фаза. В связи с чем возникает очевидная ассоциация между литологической характеристикой, а значит и особенностями пустотного пространства глинистых опок (см. разделы 2.1.2 и 2.1.4) и процессом гидратообразования. Впервые это предположение было высказано нами в работе [82].



Условные обозначения:

- Аномалия газового каротажа
- Интервал газонасыщенности
- Интервал гидратообразования
- Интервал диссоциации газогидратов

Рисунок 5.13 – Модель фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения, иллюстрирующая положение зональных интервалов с различным фазовым состоянием углеводородов

Что касается вопроса генезиса газовых гидратов в отложениях НПБС, то наиболее вероятной причиной этого процесса является эффект Джоуля-Томпсона, также известный как положительный эффект дросселирования. Это физическое явление проявляется понижением давления и температуры газа при прохождении его через дроссель – пористую перегородку. При этом, чем меньше размер капилляров и извилистей сама система пор дросселя, тем при равном давлении, больше падение температуры.

К сожалению, в специальной литературе не удалось найти описания эффекта дросселирования по отношению к геологическим объектам. Однако процесс дегазации земных недр и миграция газообразных углеводородов достаточно хорошо изучены. И эффект Джоуля-Томпсона вполне может проявляться в случаях прохождения метана через такие уникальные дроссельные системы как нанопористые опоки сенонских отложений.

Помимо подходящих термобарических условий для запуска процесса гидратообразования в осадочных породах необходимо наличие свободной воды в порах [107]. Таких пор (содержащих свободную воду) в ОКТ-кварцевых опоках пласта НБ₁ всего 26%, в опоках пласта НБ₂ – 52% (см. раздел 2.1.4). Остальной объем пор представлен мезо- и микропорами, занятыми прочносвязанной водой. Данный вид пористости не участвует в аккумуляции газа, однако способен пропускать его молекулы [33, 77].

Такие особенности пустотного пространства пласта НБ₁ предопределяют большую извилистость капиллярной системы и, соответственно, большую выраженность дроссель-эффекта. В пласте НБ₂ этот эффект также имеет место быть, что объясняет отклонение скваженных замеров от температурного тренда на рисунке 5.2. За счет того, что пустотное пространство кварцевых опок пласта НБ₂ представлено в основном «крупной» пористостью капиллярной размерности, выраженности дроссельного эффекта недостаточно для критического снижения температуры пласта и запуска процесса гидратообразования.

С течением геологического времени постепенно пустотное пространство пород верхней части залежи заполнялось газогидратами и степень проявления дроссель-эффекта снижалась, в результате чего температуры верхней и нижней частей залежи стали выравниваться. Вероятно, параллельно этому шел процесс и самоконсервации газовых гидратов [39]. По-нашему мнению, именно по такому сценарию развивалось современное квазистационарное состояние сенонской залежи Медвежьего месторождения. Естественно, представленный механизм развития газовых гидратов относится к области научных гипотез и требует дополнительно изучения. Подтвердить или опровергнуть данную гипотезу могут специализированные лабораторные исследования на образцах глинистых опок, а также промысловые эксперименты, связанные с повышенными температурами буровых растворов по методологии патента [89].

Установленные особенности фазовой характеристики сенонской залежи Медвежьего месторождения, а именно наличие в ней зонального интервала гидратообразования, необходимо учитывать при проектировании геологоразведочных работ и освоении сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири. Кроме того, исследование ставит вопрос об извлечении газа из зонального интервала гидратообразования в пределах пластов НБ₀ и НБ₁, которое станет возможным при снижении пластового давления в нижележащем пласте НБ₂ в процессе отбора свободного газа. Создание гидродинамической связи между пластами сформирует условия для диссоциации газовых гидратов, высвобождении колоссальных объемов газа и компенсации давления во всей пластовой системе [82].

Отдельно стоит рассмотреть тот факт, что в случае пород, содержащих газы гидраты, коэффициент естественной водонасыщенности определенный в атмосферных условиях не равен тому же параметру в естественных пластовых условиях. Связано это с тем, что часть воды, полученной при экстракции изолированного керна, является продуктом диссоциации газогидратов. В литературных источниках часто встречаются разные величины водо- и газосодержания метангидратов. Чаще эти оценки сводятся к $164 \text{ м}^3/\text{м}^3$ для газа и $0,87 \text{ м}^3/\text{м}^3$ для воды [14, 107]. Другими словами, вода, полученная методом Закса из образцов керна пластов НБ₀ и НБ₁, является сочетанием поровой воды и воды диссоциации газовых гидратов. В свою очередь эти данные использовались при разработке петрофизических зависимостей (3.21-3.23) для оценки газонасыщенности пластов НБ₀ и НБ₁, в то время как в естественном состоянии они содержат газогидраты, следовательно, их естественная водонасыщенность должна быть меньше замеренной на керне в атмосферных условиях, что, с первого взгляда, создает некоторый диссонанс петрофизического обеспечения при подсчете запасов и представлений о фазовом состоянии сенонской залежи.

Однако, применяя методику объемной водонасыщенности в интервале газогидратной залежи, мы определяем не коэффициент гидратосодержания, а коэффициент газонасыщенности, характеризующий какой объем пор может быть занят газом при диссоциации газогидратов. Такой подход является наиболее рациональным, так как основная цель эксплуатации газогидратных пластовых систем – это добыча газа, а не, собственно, самих газогидратов как твердого вещества.

Таким образом, резюмируя выше сказанное, отметим, что разработанное петрофизическое обеспечение интеграции ГИС, с целью определения эффективных толщин и оценки подсчетных параметров (см. главу 3), не позволяет оценить объем газогидратов в зоне их формирования в границе пластов НБ₀ и НБ₁. Представленный подход справедлив

для оценки объемов газа, способных выделиться при диссоциации газовых гидратов в процессе технологического воздействия при разработке залежи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные автором диссертации исследования позволили решить поставленные задачи и получить следующие результаты:

1. Проведен анализ результатов литолого-минералогического изучения керна, на основе которого выявлена необходимость детализации существующей классификации глинистых опок НПБС Медвежьего месторождения. Разработана новая типизация кремнисто-глинистых пород, состоящая из четырех литотипов. Обоснована петрофизическая характеристика литологических типов пород, в том числе описаны особенности структуры пустотного пространства различных литотипов.

2. Разработан алгоритм детальной корреляции разрезов скважин по данным ГИС с привлечением литолого-петрофизической информации. На примере НПБС Медвежьего месторождения проведена корреляция литотипов, на основе которой скорректированы границы ранее известных пластов НБ₀, НБ₁, НБ₂, а также обоснована необходимость выделения нового пласта НБ₃.

3. Разработано петрофизическое обоснование интерпретации материалов ГИС, которое учитывает литологическую типизацию пород и позволяет решать следующие задачи подсчёта запасов УВ:

- *определение эффективных газонасыщенных толщин.* Производится методом отсечек с применением граничного значения эффективной пористости «явных» неколлекторов – глинистых вмещающих толщ и пласта НБ₃.
- *оценка коэффициента пористости пород-коллекторов.* Производится по материалам методов ГГК-П, АК и ЯМК с применением разработанных петрофизических зависимостей типа «кern-кern» и «кern-ГИС».
- *оценка коэффициента газонасыщенности пород-коллекторов.* Производится по материалам электрических методов каротажа с применением зависимостей типа «ГИС-кern» между УЭС пород и их объёмной водонасыщенностью ($K_p \cdot K_v$), определенной в результате исследования изолированного керна.

4. Представлена модель фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения как системы знаний о продуктивном пласте, которая увязывает геолого-промысловую и лабораторную информацию для обоснования зональных интервалов с различным фазовым состоянием УВ (газ и газовые гидраты). В рамках обоснования модели разработаны гипотетические механизмы формирования газогидратов и обеспечения их стабильного состояния в современных негативных термобарических условиях.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АК – акустический каротаж
- АКШ – акустический каротаж широкополосный
- АООН «НАЭН» – ассоциация организаций в области недропользования «Национальная ассоциация по экспертизе недр»
- АСА – адсорбционно-структурный анализ
- АТЗ – динамическая аномалии типа «залежь» по сейсморазведочным данным
- БК – боковой каротаж
- БКЗ – боковое каротажное зондирование
- ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование
- ВПБС – верхняя подсвита березовской свиты
- ГГК-П – гамма-гамма плотностной каротаж
- ГДК – гидродинамический каротаж
- ГИС – геофизические методы исследования скважин
- ГК – гамма-каротаж
- ГРП – гидроразрыв пласта
- ГРР – геологоразведочные работы
- ГТИ – геолого-технологические исследования
- ЕРА – естественная радиоактивность
- ИКЗ – индукционное каротажное зондирование
- ИНГК-С – импульсный нейтронный гамма-каротаж в спектрометрической модификации
- K_v – коэффициент естественной водонасыщенности
- K_{vo} – коэффициент остаточной водонасыщенности
- K_g – коэффициент газонасыщенности
- K'_g – коэффициент газонасыщенности в радиусе исследования метода ГГК-П
- K_p – коэффициент общей пористости
- $K_{p(пл. усл.)}$ – коэффициент общей пористости, приведённый к пластовым условиям
- $K_{п.гр}$ – граничное значение коэффициента общей пористости
- $K_{п.эф}$ – коэффициент эффективной пористости
- $K_{п.эф(пл. усл.)}$ – коэффициент эффективной пористости, приведённый к пластовым условиям
- $K_{п.эф.гр}$ – граничное значение коэффициента эффективной пористости
- $K_{п_АК}$ – коэффициент общей, определённый пористости по данным АК
- $K_{п_ГГК-П}$ – коэффициент общей, определённый пористости по данным ГГК-П
- $K_{п_глин}$ – коэффициент микропористости глинистых минералов по данным ЯМК

$K_{п_кап.св}$ – коэффициент пористости капиллярно-связанного флюида по данным ЯМК
 $K_{п_кern}$ – коэффициент общей пористости, определённый на керне
 $K_{п_ямк}$ – коэффициент общей, определённый пористости по данным ЯМК
 $K_{пр}$ – коэффициент абсолютной проницаемости
КС – метод кажущегося сопротивления
МБК – микробоковой каротаж
МКЗ – микрокаротажное зондирование
ММП – многолетнемёрзлые породы
МНК – мультиметодный нейтронный каротаж
МОВ ОГТ – метод отраженных волн в модификации общей глубинной точки
Н – глубина
НГК – нейтронный гамма-каротаж
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
НГО – нефтегазоносная область
НГР – нефтегазоносный район
НК – нейтронный каротаж
ННК_т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
НПБС – нижняя подсвита березовской свиты
ОКТ-фаза – опал-кристаллит-тридимитовая фаза кремнезёма
ООО – открытое акционерное общество
ОПК – опробователь пластов приборами на кабеле
ПАО – публичное акционерное общество
ПС – метод потенциалов собственной поляризации
ПЭМ – просвечивающая электронная микроскопия
РИГИС – результаты интерпретации данных геофизических методов исследования скважин
РСА – рентгеноструктурный анализ
РСС – региональные стратиграфические схемы
РУО – раствор на углеводородной основе
РУО – раствор на углеводородной основе
РЭМ – растровая электронная микроскопия
 C_b – общая минерализация пластовой воды
СГК – спектрометрический гамма-каротаж
СТЛ – стандарт лаборатории
США – Соединенные Штаты Америки

T – абсолютная температура

T_2 – время поперечной релаксации ядер водорода

УВ – углеводороды

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ФБР – фильтрат бурового раствора

ФБУ «ГКЗ» – федеральное бюджетное учреждение «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»

ФГБОУ ВО «ТИУ» – федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

ФГУП – федеральное государственное унитарное предприятие

ФИП – метод фрезерования фокусированным ионным пучком

ЯМК – ядерно-магнитный каротаж

ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ

AI – акустический импеданс по продельной волне

$\Delta J_{ГК}$ – двойной разностный параметр показаний метода ГК

$\Delta t_{p(s, st)}$ – интервальное время пробега продольной (поперечной, Лэмба-Стоунли) акустической волны

DMRP – Density Magnetic Resonance Porosity (пористость, определенная способом комплексования методов ГК-П и ЯМК)

EAGE – European Association of Geosciences and Engineers (европейская ассоциация геоучёных и инженеров)

$\epsilon_{\text{макропор}}$ (мезопор, микропор) – коэффициент пористости, учитывающий макро-, мезо- и микропоры

IUPAC – International Union of Pure and Applied Chemistry (международный союз теоретической и прикладной химии)

R_p – параметр пористости

R_n – параметр насыщения

R_o – параметр относительного сопротивления

$R_{\text{исл}}^{\text{АК}}$ – радиус исследования метода АК

$R_{\text{исл}}^{\text{ЯМК}}$ – радиус исследования метода ЯМК

$V_{p(s, st)}$ – скорость пробега продольной (поперечной, Лэмба-Стоунли) акустической волны

$V_{\text{макропор}}$ (мезопор, микропор) – объём пустот горной породы, представленных макро-, мезо- и микропорами

$V_{\text{окт}}$ – доля ОКТ-фазы кремнезёма от общего минерального состава горной породы

W_v – коэффициент объёмной водонасыщенности

β – коэффициент, характеризующий влияние пластовых условий на пористость пород

$\rho_{\text{п}}$ – УЭС породы

$\rho_{\text{в}}$ – УЭС пластовой воды

$\sigma_{\text{в}}$ – плотность воды

$\sigma_{\text{г}}$ – плотность газа

$\sigma_{\text{мин}}$ – минеральная плотность горной породы

$\sigma_{\text{об}}$ – объёмная плотность горной породы

$\sigma_{\text{об.вл}}$ – объёмная плотность водонасыщенной горной породы

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ*Опубликованные издания*

1. Агалаков, С.Е. Возможности методов промысловой геофизики для выделения мерзлых и гидратонасыщенных интервалов криолитогидратозоны Западной Сибири. / С.Е. Агалаков, В.А. Ненахов, В.П. Царёв - Деп. В ВНИИЭГазпром, №1112-гз88, 1988. - 37 с.
2. Агалаков, С.Е. Газогидратное районирование Западной Сибири. / С.Е. Агалаков, В.А. Ненахов // Тезисы докладов I Всесоюзной конференции «Геодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности недр». М. - 1988. - С. 438-439.
3. Агалаков, С.Е., Газоносность сенонских отложений Севера Западной Сибири // Сб. научных трудов. Проблемы нефтегазового комплекса - забота молодых. (23-я научно-техническая конференция молодых ученых), ВНИИГАЗ, Москва, 1990. - С. 75-76.
4. Агалаков, С.Е. Геолого-геофизическая оценка перспектив обнаружения газовых и газогидратных залежей в криолитогидратозоне Севера Западной Сибири : автореф. дис. ... канд. геол. – мин. наук : 25.00.12 / Агалаков Сергей Евгеньевич. - ТюмИИ, Тюмень, 1989. – 19 с.
5. Агалаков, С.Е., Геолого-геофизические предпосылки существования газогидратов в турон-коньякских отложениях Восточно-Мессояхского месторождения. / С.Е. Агалаков, А.Р. Курчиков, А.Н. Бабурин // Тезисы докладов научно-практической конференции «ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ В ЭКОСИСТЕМЕ ЗЕМЛИ – 2003». Новосибирск. - 2003. - С. 15.
6. Агалаков, С.Е. Некоторые особенности ведения геологоразведочных работ в районах Севера. / С.Е. Агалаков, В.А. Ненахов – Деп. в ВНИИЭГазпром, 1989, №1159-гз89. - 22 с.
7. Агалаков, С.Е. О возможной гидратонасыщенности газовой залежи Гыданского месторождения // Информ. Сборник ВНИИЭГазпром, серия «Передовой производственный и научно-технический опыт». - 1989. - вып.5. - С. 14-17.
8. Агалаков, С.Е. Оценка перспектив поисков газогидратных залежей Западной Сибири. Сб. научных трудов / С.Е. Агалаков, М.И. Мишульский, В.А. Ненахов // Перспективы нефтегазоносности отложений Западной Сибири, ЗапСибНИГНИ. - 1989. – С. 22-27.
9. Агалаков, С.Е. Оценка ресурсов газа в зонах стабильности газогидратов на Севере Западной Сибири». / С.Е. Агалаков, А.Р. Курчиков // Материалы научно-технического совещания «Современное состояние газогидратных исследований в мире и

- практические результаты для газовой промышленности», 29 апреля 2003 г. - М. - С. 76-80.
10. Агалаков, С.Е. Оценка ресурсов газогидратов на Севере Западной Сибири. / С.Е. Агалаков, А.Р. Курчиков // Материалы международной конференции «Криосфера нефтегазоносных провинций», Тюмень, 22-29 мая 2004. - С. 118
 11. Агалаков, С.Е. Перспективы нефтегазоносности надсеноманских отложений на Большехетском проекте и прилегающих территориях / С.Е. Агалаков, И.П. Бекирова, Г.Л. Розбаева, Д.А. Дубровина // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (научно-практическая конференция). Под ред. В.А. Волкова. Ханты-Мансийск. - 2015. - С. 156-164.
 12. Агалаков, С.Е. Промыслово-геофизические характеристики геологического разреза криолитогидратозоны Западной Сибири / С.Е. Агалаков, В.А. Ненахов // Сб. научных трудов. Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения. Л.: ВНИГРИ. - 1990. - С. 228-236.
 13. Агалаков, С.Е. Ресурсы газа в зонах стабильности газогидратов Западной Сибири». / С.Е. Агалаков, А.Р. Курчиков // Наука и техника в газовой промышленности. - 2004. - №1-2.– С. 26-35.
 14. Аксельрод, С. М. Разведка и опытная эксплуатация месторождений газогидратов (по материалам зарубежной литературы) // НТВ «Каротажник». – 2009. – № 8(105). – С. 92-123.
 15. Алексеев, В. П. Литолого-фациальный анализ: учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология» / В. П. Алексеев. – Екатеринбург : Изд-во УГГГА, 2002. – 147 с.
 16. Бискэ, Ю. С. Общая стратиграфическая шкала фанерозоя. Венд, палеозой и мезозой: учеб. пособие / Ю. С. Бискэ, В. А. Прозоровский. – СПб. : Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2001. – 248 с.
 17. Белкин, В. И. Фациальные типы баженовских пород // Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири: сб. науч. тр. – М. : ИГИРГИ, 1986. – С. 15-26.
 18. Беньяминович, А.Э. Влияние кристаллогидратов газа на промыслово-геофизическую характеристику продуктивных пластов Мессояхского месторождения // Эксплуатация Газовых скважин. - М.: ВНИИОЭНГ. – 1972. – С. 27-32.
 19. Беньяминович, А.Э. Возможности методов промысловой геофизики при изучении газогидратных месторождений // Поиски и оценка ресурсов газа в газогидратных залежах. Якутск. - 1977. - С. 69-86.

20. Бондарев, В. Л. Нетрадиционные газы севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 10. – С. 4-16.
21. Васильев, В.Г. Свойство природных газов, находящихся в земной коре в твердом состоянии, образовывать газогидратные залежи / В.Г. Васильев, Ю.Ф. Макогон, Ф.А. Требин, А.А. Трофимук, Н.В. Черский // сб. «Открытия, изобретения и товарные знаки», М.: Наука. - 1970. - №10. - С. 3-5.
22. Гинзбург, Г.Д. О гидратонасыщенности Мессояхского газового месторождения. / Г.Д. Гинзбург, В.В. Борисов, А.А. Новожилов // Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения. - Л.: ВНИИГРИ. - 1990. – С. 211-223.
23. Гинзбург, Г. Д. О количественных оценках субмаринных газовых гидратов / Г. Д. Гинзбург, В. А. Соловьев // Геология и минеральные ресурсы Мирового океана. – СПб : ВНИИОкеангеология, 1995. – С.190-198.
24. Гинзбург, Г.Д. Присутствуют ли природные газовые гидраты в сеноманской залежи Мессояхского газового месторождения? / Г.Д. Гинзбург, А.А. Новожилов, А.Д. Дучков, Э.М. Прасолов, Т.С. Коллет // Геология и геофизика. - 2000. - т.41. - № 8. – С. 1165-1177.
25. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. – М. : Издательство стандартов, 1985.
26. ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. – М. : Издательство стандартов, 1985.
27. Дахнов, В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В. Н. Дахнов. – 2-е изд. – М. : Недра, 1985. – 310 с.
28. Дахнов, В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин : Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. / В. Н. Дахнов. – М. : Недра, 1982. – 448 с.
29. Деревскова, Н. А. Закономерности изменения литологического состава пильской свиты о. Сахалин в связи с перспективами добычи нефти из кремнистых отложений / Н. А. Деревскова [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть», 2014. – № 4. – С. 34-40.
30. Джафаров, Д. С. Математическое моделирование диссоциации газогидратов в приложении к интерпретации исследований скважин газогидратных месторождений

- на нестационарных режимах фильтрации : дис. ... канд. техн. наук: 01.02.05 / Д. С. Джафаров. – М., 2015. – 120 с.
31. Джеббар, Т. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения флюидов / Т. Джеббар, Э. Ч. Дональдсон / под ред. В. И. Петерсилье, Г. А. Былевского. – 2-е изд. – М. : ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 995 с.
 32. Добрынин, В. М. Петрофизика: Учебник для вузов. / В. М Добрынин [и др.]. – М. : Недра, 1991. – 368 с.
 33. Дорошенко, А. А. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири / А. А. Дорошенко, Я. О. Карымова // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 6 (69). – С. 23-27.
 34. Зосимов, Ф. Н. Диффузный слой и минерализация пластовых вод / Ф. Н. Зосимов. – Тюмень : «Софт Дизайн», 1995. – 192 с.
 35. Зубков, М. Ю. Анализ возможных причин низкоомности пласта Ю₁ (Западная Сибирь) // НТВ «Каротажник». – 20017. – № 3(273). – С. 3-38.
 36. Ильин, А. В. Газогидраты севера Тюменской области как новый объект изучения геофизическими методами : дис. ... канд. г.-м. наук: 25.00.10 / А. В. Ильин. – Екатеринбург, 2012. – 107 с.
 37. Истомин, В. А. Газовые гидраты в природных условиях / В. А. Истомин, В. С. Якушев. – М. : Недра, 1992. – 236 с.
 38. Истомин, В. А. Метастабильное состояние газовых гидратов / В. А. Истомин, В. Г Квон, В. А. Дуров // Газовая промышленность. Спецвыпуск «Газовые гидраты». – 2006. – С. 32-35.
 39. Истомин, В. А. Эффект самоконсервации газовых гидратов / В. А. Истомин [и др.] // Газовая промышленность. Спецвыпуск «Газовые гидраты». – 2006. – С. 36-46.
 40. Итенберг, С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / С. С. Итенберг. – М. : Недра, 1972. – 312 с.
 41. Каламкар, Л. В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран: учебник для вузов / Л. В. Каламкар. – М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 560 с.
 42. Карцев, А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / А. А. Карцев. – М.: «Недра», 1972. – 280 с.
 43. 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. – С. 53-64.
44. Карымова, Я. О. Литолого-емкостная модель пустотного пространства нанокolleкторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ, 2018. – № 3(63). – С. 20-24.
 45. 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.
 46. Кобранова, В. Н. Физические свойства горных пород (петрофизика) / В. Н. Кобранова. – М. : Гостоптехиздат, 1962. – 381 с.
 47. Кулахметов, Н. Х. Часельская свита (верхний коньяк-кампан) / Н. Х. Кулахметов, М. И. Мишульский // Труды ЗарпСибНИГНИ. – 1977. – № 121. – С. 122-135.
 48. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин / Под редакцией профессора И.С. Гутмана. – М. : ООО «Издательский дом Недра», 2013. – 112 с.
 49. Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин. РД 39-2-399-80. – М. : 1982 – 89 с.
 50. Методическое руководство по отбору и анализу изолированного керна (утверждено МПР России, согласовано с ГКЗ, ЦКР и Госгортехнадзором России). – Тюмень, 2000. – 140 с.
 51. Леонов, Г. П. Основы стратиграфии / Г. П. Леонов. – М.: МГУ, 1973-1974. – Т.1 – 730 с.; Т 2. – 485 с.
 52. Леонов, С.А. Перспективы гидратоносности надсеноманских отложений севера Западной Сибири: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Леонов Сергей Анатольевич. - М., 2010. - 24 с.
 53. Леонтьев, Е. И. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами / Е. И. Леонтьев, Л. М. Дорогоницкая, Г. С. Кузнецов, А. Я. Малыхин. – М.: Недра, 1974. – 240 с.
 54. Леонтьев, Е. И. Влияние фактора времени на измерение электрического сопротивления пород с различным влагосодержанием в лабораторных условиях / Е. И. Леонтьев, Т. Е. Кучерявая // Методы разведочной и промысловой геофизики при геологическом изучении строения Западно-Сибирской низменности: сб. науч. тр. – СПб : ВИРГ, 1966. – С. 149-158.

55. Леонтьев, Е. И. Моделирование в петрофизике / Е. И. Леонтьев. – М. : Недра, 1978. – 125 с.
56. Леонтьев, Е. И. Новый методический подход к определению коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности коллекторов лабораторными способами / Е. И. Леонтьев, Н. И. Нефедова // Геология нефти и газа. – 1982. – № 11. – С. 30-34.
57. Леонтьев, Е. И. Определение нефтегазонасыщенности песчаных пластов центральной части Западно-Сибирской низменности по данным электрометрии / Е. И. Леонтьев, Т. Е. Кучерявая // Геология нефти и газа. – 1969. – № 4. – С. 50-52.
58. Макогон, Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использования / Ю. Ф. Макогон. – М. : Недра, 1985. – 932 с.
59. Мамяшев, В. Г. К определению нефтегазонасыщенности продуктивных пластов Самотлорского месторождения по параметру относительного сопротивления // Изучение нефтегазоносных толщ Западной Сибирской равнины методами промысловой геофизики: сб. науч. тр. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1974. – С. 148-158.
60. Мамяшев, В. Г. Об оценке коллекторских свойств пластов Самотлорского месторождения по данным электрометрии скважин / В. Г. Мамяшев // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1973. – № 18. – С. 9-12.
61. Мамяшев, В. Г. Петрофизическое обоснование определения электрического удельного сопротивления вод нефтегазосодержащих пластов / В. Г. Мамяшев, В. С. Кудрявцев, Ф. Н. Зосимов // Геология нефти и газа. – 1986. – № 9. – С. 50-55.
62. Мамяшев, В. Г. Совершенствование петрофизического обеспечения интерпретации данных методов электрического сопротивления / В. Г. Мамяшев, Л.А. Колесникова // Интерпретация данных геофизических исследований скважин в Западной Сибири: сб. науч. тр. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1992. – С. 147-159.
63. 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.
64. Ненахов, В.А. Исследование особенностей разработки газогидратных месторождений с целью повышения газоотдачи пласта: автореф. дис. ... канд. техн. Наук: 05.15.06 / Ненахов Валерий Анатольевич. - М., 1982. - 20 с.
65. Нефедова, Н. И. Определение нефтегазонасыщения терригенных коллекторов / Н. И. Нефедова, Н. А. Пих. – М. : Недра, 1989. – 165 с.
66. Овчаренко, Ф. Д. Гидрофильность глин и глинистых материалов / Ф. Д. Овчаренко. – Киев : Изд-во АН СССР, 1961. – 291 с.

67. Перлова, Е.В. Приоритетные направления освоения газогидратных залежей России / Е.В. Перлова, С.А. Леонов, Д.Я. Хабибуллин // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. - М.: Газпром ВНИИГаз, 2017. - С. 224-228.
68. Петерсилье, В. И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / В. И. Петерсилье, В. И. Пороскун, Г. Г. Яценко. – Москва-Тверь : НПЦ Тверьгеофизика, 2003. – 258 с.
69. Пережогин, А. С. Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений севера Западной Сибири : дис. ... канд. г.-м. наук: 25.00.12 / А. С. Пережогин. – Тюмень, 2017. – 196 с.
70. Пережогин, А. С. Перспективы освоения сенонского нефтегазоносного комплекса севера Западной Сибири / А. С. Пережогин, А. А. Нежданов, А. С. Смирнов // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 6.– С. 42-45.
71. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений / Черепанов В. В. [и др.] // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань : Изд-во ФЭН. – 2014. – С. 104-110.
72. Приклонский, В. А. Грунтоведение / В. А. Приклонский. – М. : Изд-во АН СССР, 1955. – 430 с.
73. Пузырев, Н. Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Введение в общую сейсмологию / Н. Н. Пузырев. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997. – 301 с.
74. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
75. Роде, А. А. Почвенная влага / А. А. Роде. – М. : Изд-во АН СССР, 1952. – 456 с.
76. Родивилов, Д. Б. Анализ информативности комплекса геофизических исследований скважин на современном этапе изучения сенонских отложений Медвежьего месторождения [Электронный ресурс] / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев // VII Тюменский международный инновационный нефтегазовый форум «НЕФТЬГАЗТЭК» – Сборник материалов. – 2016. – С. 150-153. – Режим доступа: <http://oilgasforum.ru/upload/doklady.pdf> (дата обращения: 01.02.2018).
77. Родивилов, Д. Б. Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижнеберезовской подбиты 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.
78. Родивилов, Д. Б. Литолого-петрофизическая характеристика «наноколлектора» нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / Д. Б. Родивилов [и др.] // «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии»: Труды Международной геолого-геофизической конференции. – Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2018. – С. 132-137.
79. Родивилов, Д. Б. Нетрадиционный коллектор нижнеберезовской подсвиты и критерии его выделения / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 37-43.
80. Родивилов, Д. Б. Оценка газонасыщенности нетрадиционного коллектора сенонских отложений по данным специальных исследований керн и ГИС / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев // «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017): Тезисы докладов IV Международной научно-практической конференции. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 65.
81. Родивилов, Д. Б. Оценка газонасыщенности нетрадиционных коллекторов сенонских отложений севера Западной Сибири / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев // НТВ «Каротажник». – 2018. – № 9 (291). – С. 18-25.
82. Родивилов, Д. Б. Перспективы разработки содержащих газогидраты залежей Медвежьего месторождения (Западная Сибирь) / С.В. Нерсесов [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – №8 (788). – С. 48-55.
83. Родивилов, Д. Б. Разработка комплексной объемно-компонентной модели нетрадиционного коллектора сенонских отложений / Д. Б. Родивилов // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: материалы докладов международного научно-практического семинара. – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 32-39.
84. Родивилов, Д. Б. Разработка комплексной петрофизической модели нетрадиционного коллектора сенонских отложений / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев // Инновационный потенциал молодых ученых и специалистов ПАО «Газпром»: Материалы научно-практических конференций молодых ученых и специалистов ПАО «Газпром» – призеров 2017 года. – СПб.: ООО «Газпром экспо», 2018. – С. 52-57.
85. Родивилов, Д. Б. Разработка методики выделения эффективных толщин и оценки подсчетных параметров коллекторов трудноизвлекаемых запасов газа нижнеберезовской подсвиты / Д. Б. Родивилов // «Проблемы развития газовой

- промышленности» : Сборник тезисов докладов XX научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. – Тюмень : ООО «Газпром проектирование», 2018. – С. 79-80.
86. Родивилов, Д. Б. Трудноизвлекаемые запасы газа нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири: опыт определения эффективных толщин и оценки подсчетных параметров коллекторов / Д. Б. Родивилов // Недропользование XXI век. – 2018. – № 6 (76). – С. 112-119.
87. Ростовцев, Н. Н. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / Н. Н. Ростовцев. – Л. : Недра, 1978. – 183 с.
88. Сергеев, Е. М. Грунтоведение / Е. М. Сергеев, Г. А. Голодовская. – М. : Изд-во МГУ, 1971. – 595 с.
89. Способ выявления газогидратов в низкотемпературных породах: пат. 2 492 321 Рос. Федерация: МПК Е 21 В 47/07 / К. А. Полозков [и др.]; заявитель и патентообладатель Газпром ВНИИГАЗ. – № 2012103154/03; заявл. 30.01.2012; опубл. 10.09.2013, Бюл. № 25.
90. СТЛ 223.13.17.139/2013 Породы горные. Методика измерений упругих свойств ультразвуковым (динамическим) методом. – Тюмень : ООО «ТюменьНИИгазпрогаз», 2013.
91. СТЛ 223.13.17.111/2013 Породы горные. Методика измерений коэффициентов насыщенности пород водой и жидкими углеводородами экстракционно-дистилляционным методом. – Тюмень : ТюменьНИИгазпрогаз, 2013.
92. Стратиграфия СССР. Меловая система (полутом I). – М. : Недра, 1986. – 340 с.
93. Таужнянский, Г. В. Определение объемной влажности коллекторов с использованием данных по скважинам, пробуренных на безводных углеводородных растворах / Г. В. Таужнянский // Труды ЗапСибНИГНИ. – 1976. – № 113. – С. 96-103.
94. Филиппович, Ю. В. К проблеме стратиграфии газоносных отложений верхнего мела восточной части ХМАО / Ю. В. Филиппович, Л. В. Лапина // Вестник недропользователя ХМАО. – 1999. – № 4. – С. 55-58.
95. Фролов, В. Т. Литология: Учеб. пособие / В. Т. Фролов. – М. : Изд-во МГУ, 1992. – Кн. 1. – 336 с.
96. Хабибуллин, Д. Я. Литолого-минералогические и промыслово-геологические критерии выделения продуктивных зон в сенонских отложениях / Д. Я. Хабибуллин [и др.] // Газовая промышленность. – 2018. – № 8 (772). – С. 34-41.

97. Хаин, В. Е. Историческая геология: Учебник / В. Е. Хаин, Н. В. Короновский, Н. А. Ясаманов. – М. : Изд-во МГУ, 1997. – 448 с.
98. Черепанов, В. В. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсветы севера Западной Сибири / В. В. Черепанов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 2. – С. 11-26.
99. Чернова, О. С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ: учебное пособие / О. С. Чернова. – Томск : изд-во ЦППС НД, 2008. – 250 с.
100. Чикишев, Ю.А. К вопросу о возможном наличии газогидратных залежей на Северном нефтегазоконденсатном месторождении Томской области / Ю.А. Чикишев, С.М. Шевченко, Н.П. Ковалева, А.В. Голященко, С.М. Надеин // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Тюмень. - 2007. - С.52-54.
101. Чувиллин, Е.М. Особенности газосодержания толщ мерзлых пород в пределах Бованенковского газоконденсатного месторождения. / Е.М. Чувиллин, Е.В. Перлова, В.С. Кондаков // Материалы Первой конференции геокриологов России, кн.1, - М.: 1996. – С. 291-299.
102. Чувиллин, Е.М. Реликтовые газовые гидраты и возможность их существования в мерзлых толщах в пределах Южно-Тамбейского газового месторождения / Е.М. Чувиллин, В.Е. Тумской, Г.С. Типенко и др. // Конференция SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике 15-17 октября 2013 г. М. SPE-166925
103. Шешуков, Н.Л. О залегании газа в гидратном состоянии на Мессояхском месторождении / Н.Л. Шешуков, А.Д. Безносиков, Е.Н. Храменков, И.Д. Ефремов // М.: Газовое дело. – 1972. - №6. – С. 8-10.
104. Элланский, М. М. Извлечение из скважинных данных информации для решения поисково-разведочных задач нефтегазовой геологии / М. М. Элланский. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2000. – 80 с.
105. Элланский, М. М. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии / М. М. Элланский, Б. Н. Еникеев. – М. : Недра, 1991. – 205 с.
106. Элланский, М. М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики / М. М. Элланский. – М. : Недра, 1978. – 251 с.
107. Якуцени, В. П. Газогидраты – нетрадиционное газовое сырье, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы // Нефтегазовая геология. Теория и практика . – 2013. – Т.8.– № 8 – С. 1-24.

108. Якушев, В.С. Газовые гидраты в криолитозоне // Геология и геофизика. – 1989. - №11. - С.100-105.
109. Якушев, В.С. Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России / В.С. Якушев, В.А. Истомина, Е.В. Перлова - М.: ВНИИГАЗ, 2002. - 86 с.
110. Boswell, R. Geologic controls on gas hydrate occurrence in the Mount Elbert prospect, Alaska North Slope / R. Boswell, K. Rose, T.S. Collett // Journal of Marine and Petroleum Geology. – № 28 (2). – P. 589-607.
111. Dunn, K.J. Nuclear Magnetic Resonance / K.J. Dunn, D.J. Bergman, G.A. LaTorraca // Petrophysical and Logging Applications, Pergamon. – 2002.
112. Freedman, R. Combining NMR and Density Logs for Petrophysical Analysis in Gas-Bearing Formations / R. Freedman, C.C. Minh, G. Gubelin, J.J. Freeman, T. McGinness, B. Terry, D. Rawlence // SPWLA 39th Annual Logging Symposium. – 1998.
113. Guerin, G. Sonic Waveform Attenuation in the Gas Hydrate-Bearing Sediments from Mallik 2L-38 Research Well Mackenzie Delta Canada / G. Guerin, D. Goldberg, T.S. Collet // Journal of Geophysical Research. – 2002. – B5.
114. Hamada, G.M. Better Porosity Estimate of Gas Sandstone Reservoirs Using Density and NMR Logging Data / G.M. Hamada, M.A. Abushanab // Emirates Journal for Engineering Research. – 2008. – № 13(3). – P. 47-54.
115. Kleinberg, R.L. Saturation, Acoustic Properties, Growth Habit, and State of Stress of a Gas Hydrate Reservoir from Well Logs / R.L. Kleinberg, B.K. Sinha, M. Fukuhar // Petrophysics. – 2006. – № 47.
116. Max, M.D. Coastal Systems and Continental Margins / M.D. Max, A.H. Johnson, W.P. Dillon // Economic Geology of Natural Gas Hydrate, Springer, Dordrecht, Netherland. – 2006. – № 9.
117. Murray, D. Developments in Geophysical Well Log Acquisition and Interpretation in Gas Hydrate Saturates Reservoirs / D. Murray, T. Fujii, S. Dalimore // Proceedings of the 6th Conference Gas Hydrates (ICGH), Vancouver, British Columbia, Canada. – 2008.
118. Murray, D. Formation Evaluation of Gas Hydrate Reservoirs / D. Murray, R. Kleinberg, B. Sinha // SPWLA 45th Annual Logging Logging Symposium. – 2005.
119. Noah, A.Z. Calculation of Porosity by Combining the Nuclear Magnetic Resonance and Sonic Logs in Gas Bearing Reservoir at Sienna Field of WDDM Concession in Egypt / A.Z. Noah, T.F. Shazly // World Applied Sciences Journal. – 2014. – № 30(12). – P. 1801-1807.

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. – 115 p.
121. Thommes, M. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report) / M. Thommes, M, K.Kaneko, A.V. Neimark, J.P. Olivier, F. Rodriguez-Reinoso, J. Rouquerol and K.S.W. Sing. // Pure Appl. Chem., 2015. – P. 1-19.
122. Schlumberger. Log Interpretation Charts, 2009 Edition.

Фондовые

123. Дополнение к проекту поисково-оценочных работ на сенонские отложения в пределах центральной и южной частей Медвежьего лицензионного участка : Отчет / Щекатуров А. В. – Тюмень : ООО «Газпром геологоразведка», 2014. – 229 с.
124. Выполнение стандартных и специальных исследований кернового материала на лицензионных участках ООО «Газпром добыча Надым». Этап 1 Комплекс петрофизических и литолого-минералогических исследований по скважине № 1С Медвежьего НГКМ: Отчет о НИР / А. Г. Борисов. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2013. – 72 с.
125. Выполнение стандартных и специальных исследований кернового материала на лицензионных участках ООО «Газпром добыча Надым». Этап 2 Комплекс петрофизических и литолого-минералогических исследований по скважине № 2С Медвежьего НГКМ : Отчет о НИР / А. Г. Борисов. – Тюмень : ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2013. – 61 с.
126. Комплекс петрофизических и литолого-минералогических исследований керна, отобранного в результате бурения скважины № 3С Медвежьего НГКМ: Отчет о НИР (Этап 2) по договору от 22.06.2015 № 531-2015 (2015/06/0192) / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель А. В. Паршуков; Отв. исполн. А. Г. Борисов. – Тюмень, 2015. – 212 с.
127. Комплекс петрофизических и литолого-минералогических исследований керна, отобранного в результате бурения скважины № 4С Медвежьего НГКМ: Отчет о НИР (Этап 1) по договору от 22.06.2015 № 531-2015 (2015/06/0192) / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель А. В. Паршуков; Отв. исполн. А. Г. Борисов. – Тюмень, 2015. – 220 с.
128. Оперативный подсчет запасов сенонской газовой залежи (нижнеберезовская подсвита) по результатам бурения и испытания поисковых скважин 1С, 2С, 3С, 4С Медвежьего НГКМ: Отчет / А. А. Левченко. – М. : ООО «ЦНИП ГИС», 2016. – 155 с.
129. Проведение геохимических исследований по скважине 1-С Медвежьего НГКМ: Отчет по договору от 01.10.2012 № 552/12 / В. Л. Бондарев, М. Ю. Миротворский. – М. : ЗАО «НПЦ Геохимия», 2012. – 79 с
130. Проведение геохимических исследований по скважине 2-С Медвежьего НГКМ: Отчет по договору от 15.03.2013 № 190/13 / В. Л. Бондарев, М. Ю. Миротворский. – М. : ЗАО «НПЦ Геохимия», 2013. – 76 с

131. Проведение геохимических исследований по скважине 3-С Медвежьего НГКМ: Отчет по договору от 07.06.2016 № 385-УР/16-308 / В. Л. Бондарев, М. Ю. Миротворский. – М. : ЗАО «НПЦ Геохимия», 2016. – 80 с.
132. Проведение геохимических исследований по скважине 4-С Медвежьего НГКМ: Отчет по договору от 20.10.2015 № 456/15 / В. Л. Бондарев, М. Ю. Миротворский. – М. : ЗАО «НПЦ Геохимия», 2016. – 95 с.
133. Расширенное изучение элементного и минералогического состава пород сенона по скважинам №№ 3С, 4С Медвежьего НГКМ: Информационный геологический отчет по договору № 548-2015СП от 21.12.2016 / ООО «ТюменНИИгипрогаз», ФГУП «ЦНИИГеолнеруд»; Руководитель Т. З. Лыгина; Отв. исполн. Н. И. Наумкина. – Казань, 2016.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Обзорная схема района работ (по данным ООО «ЦНИПГИС», 2016 год)....	14
Рисунок 1.2 – Схема районирования по типам разрезов верхнемеловых отложений (без сеномана) Западной Сибири (по данным РСС – 2004)	17
Рисунок 1.3 – Региональная стратиграфическая схема верхнемеловых отложений Западной Сибири (без сеномана) (по данным РСС – 2004)	18
Рисунок 1.4 – Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской синеклизы (по данным ЗапСибНИГНИ, 1990 год)	23
Рисунок 1.5 – Контур динамической аномалии типа «залежь» интервале сенонских отложений на Медвежьем месторождении (по данным А.С. Пережогина, 2017 год).....	27
Рисунок 1.6 – Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 2890027 (по данным А.С. Пережогина, 2017 год)	28
Рисунок 2.1 – Фотография керна скважины 2С, интервал отбора 979,5 – 991,9 м	37
Рисунок 2.2 – Линзовидно-пятнистая текстура опок на снимках шлифов керна скважины 3С	38
Рисунок 2.3 – Остатки микрофауны на РЭМ-снимках шлифов керна скважины 3С	38
Рисунок 2.4 – Изменчивость минерального состава опок по разрезу скважины 4С по данным РСА (а) и растворимости породы в присутствии щелочей (б) [33].....	40
Рисунок 2.5 – Средний минеральный состав литологических типов глинистых опок НПБС Медвежьего месторождения.....	42
Рисунок 2.6 – Средний минеральный состав кремнистых глин Медвежьего месторождения	43
Рисунок 2.7 – Сопоставление коэффициентов проницаемости и открытой пористости по результатам исследований керна скважин сенонского проекта Медвежьего месторождения	45
Рисунок 2.8 – График дифференциальных распределений значений коэффициента пористости по результатам исследований керна скважин сенонского проекта Медвежьего месторождения.....	47
Рисунок 2.9 – График дифференциальных распределений значений коэффициента проницаемости по результатам исследований керна скважин сенонского проекта Медвежьего месторождения.....	48
Рисунок 2.10 – Сопоставление коэффициента открытой пористости и плотности объемной по результатам исследований керна скважины 5С и 6С для литотипов с кварцевым (а) и ОКТ-кварцевым (б) составом кремнезема	49
Рисунок 2.11 – График зависимости минеральной плотности от содержания ОКТ-фазы в образцах ОКТ-кварцевых опок скважин 3С и 4С	50
Рисунок 2.12 – Фотография керна скважины 2С, интервал отбора 974,5 – 979,5 м	52
Рисунок 2.13 – Диаграмма сопоставления результатов АСА и стандартных исследований керна.....	54
Рисунок 2.14 – Схематическое разномасштабное изображение образца, выбранного для проведения визуализации методом «Slice&View».....	56
Рисунок 2.15 – Бинарная модель образца более глинистой кварцевой опоки со структурой (а) и без структуры (б) скелета образца	58
Рисунок 2.16 – Бинарная модель образца ОКТ-кварцевой опоки со структурой (а) и без структуры (б) скелета образца	58
Рисунок 2.17 – Бинарная модель образца кварцевой опоки со структурой (а) и без структуры (б) скелета образца	58

Рисунок 2.18 – ПЭМ-снимок участка ОКТ-кварцевой опоки.....	59
Рисунок 2.19 – Снимки РЭМ/ФИП ОКТ-кварцевой опоки (а), кварцевой опоки (в) Медвежьего месторождения и ОКТ-порцеланита (б), кварц-порцеланита (г) формации Монтерей (по данным Т.Г. Kassa, 2016).....	60
Рисунок 2.20 – Выделение корреляционных единиц в разрезе эталонной скважины 3С	67
Рисунок 2.21 – Схема парной корреляции разрезов скважин 3С и 5С	69
Рисунок 2.22 – Схема парной корреляции разрезов скважин 3С и 5С с привлечением результатов исследований ядра.....	71
Рисунок 2.23 – Взаимосвязь интервального времени продольной волны по АК с объемной плотностью по ГГК-П (скважина № 5С).....	74
Рисунок 2.24 – Взаимосвязь двойного разностного параметра ГК от нейтронной пористости по ННКт, нормированной на эталонные модели известняка (скважина № 5С)	74
Рисунок 3.1 – Сопоставление коэффициентов эффективной и открытой пористости изолированного ядра	85
Рисунок 3.2 – Сопоставление коэффициентов эффективной и открытой пористости изолированного ядра кузнецовкой свиты, ВПБС и НБ ₃ (а), НБ ₀ (б), НБ ₁ (в), НБ ₂ (г).....	87
Рисунок 3.3 – График зависимости коэффициента открытой пористости с объемной плотности насыщенных образцов кварцевых опок пласта НБ ₂	90
Рисунок 3.4 – Сопоставление коэффициентов пористости, определенных по данным метода ГГК-П и на ядре до введения поправки за газ (а) и после (б)	91
Рисунок 3.5 – Взаимосвязь коэффициента открытой пористости с интервальным временем пробега продольной волны.....	93
Рисунок 3.6 – Взаимосвязь коэффициента пористости по данным ядра с пористостью по данным метода ЯМК (скважина 5С).....	95
Рисунок 3.7 – Зависимость УЭС пород от коэффициента объемной водонасыщенности изолированного ядра скважин 3С и 4С	99
Рисунок 3.8 – Зависимость УЭС пород от коэффициента объемной водонасыщенности изолированного ядра скважин 5С и 6С для пород пласта НБ ₂ и пород-неколлекторов (а) и пород пластов НБ ₁ и НБ ₀ (б)	100
Рисунок 3.9 – Графическое представление РИГИС по скважине 5С Медвежьего месторождения.....	104
Рисунок 4.1 – Диаграмма равновесия метановых гидратов (по данным А.В Ильина, 2012 год)	109
Рисунок 4.2 – Термобарические условия залегания отложений НПБС Медвежьего (по данным А.С. Пережогин, 2017 год)	110
Рисунок 4.3 – Гистограммы дифференциальных распределений интервального времени пробега акустических волн по данным АК в скважине 5С Медвежьего месторождения .	113
Рисунок 4.4 – Гистограммы дифференциальных распределений скорости пробега акустических волн по данным АК в скважине 5С Медвежьего месторождения.....	114
Рисунок 4.5 – Взаимосвязь отношения скоростей продольной и поперечной волны от акустического импеданса (скважина 5С)	115
Рисунок 4.6 – Гистограммы дифференциальных распределений результатов акустических исследований изолированного ядра скважин 3С (а) и 4С (б) в условиях, моделирующих пластовые	117
Рисунок 4.7 – Геолого-геофизические характеристики пилотных стволов скважин Медвежьего месторождения, иллюстрирующие результат определения зон локальной диссоциации газогидратов по акустическому каротажу	118

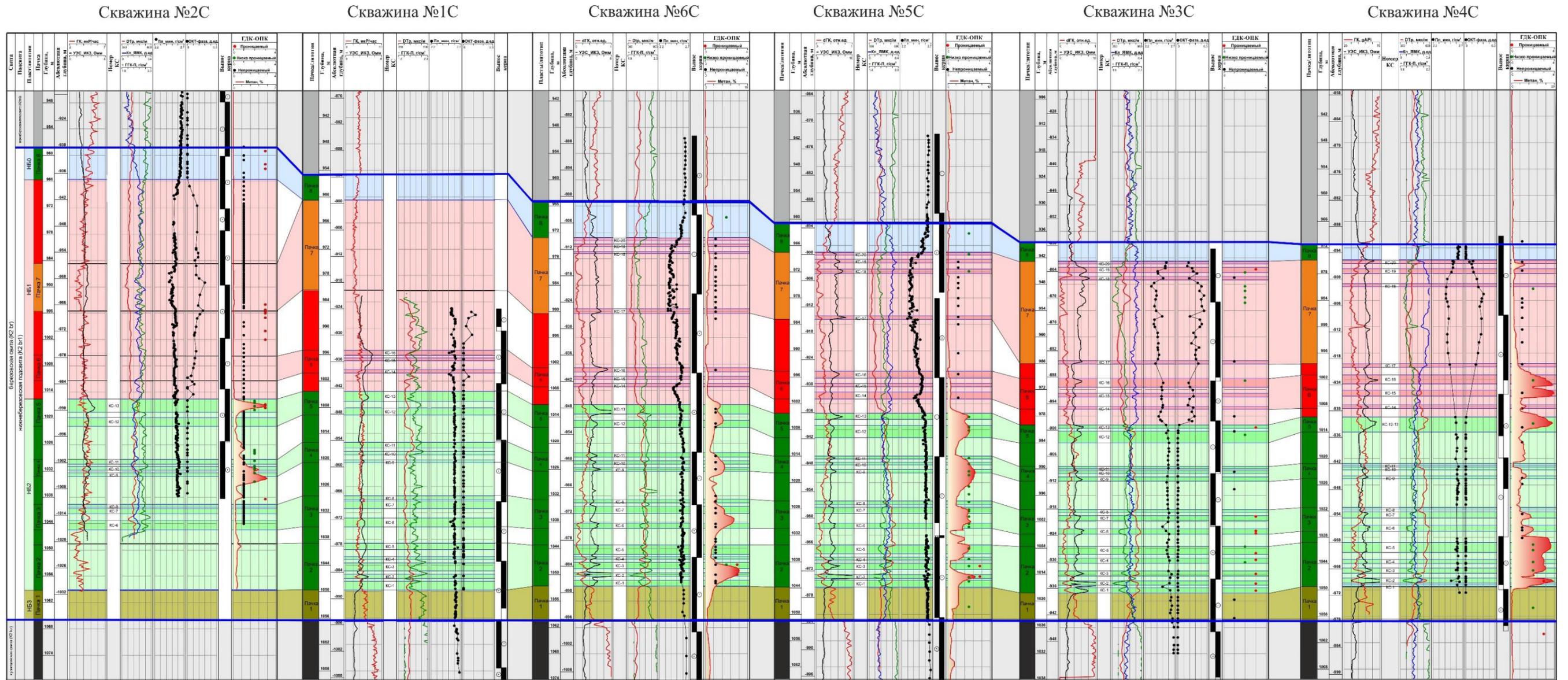
Рисунок 4.8 – Геолого-геофизические характеристики горизонтальных стволов скважин Медвежьего месторождения, иллюстрирующие результат определения зон локальной диссоциации газогидратов по акустическому каротажу	119
<i>Рисунок 4.9 – Сопоставление температурных характеристик буровых растворов пилотных стволов скважин Медвежьего месторождения</i>	<i>121</i>
Рисунок 4.10 – Сопоставление результатов газового каротажа и геохимических исследований керна и бурового раствора по скважинам сенонского проекта Медвежьего месторождения.....	124
Рисунок 4.11 – График сопоставления коэффициента пористости по ЯМК от интервального времени пробега продольной волны по АК (скважина 5С)	126
Рисунок 4.12 – Схематичное изображение интерпретационных моделей разрезов скважин сенонского проекта Медвежьего месторождения	127
Рисунок 4.13 – Модель фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения, иллюстрирующая положение зональных интервалов с различным фазовым состоянием углеводородов	129

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Комплекс ГИС по скважинам 1С и 2С Медвежьего месторождения	30
Таблица 1.2 – Комплекс ГИС по скважинам 4С, 3С, 5С и 6С Медвежьего месторождения	31
Таблица 2.1 – Детализированная типизация кремнисто-глинистых пород берёзовской и кузнецовской свит Медвежьего месторождения	44
Таблица 2.2 – Статистика результатов стандартных исследований образцов керна скважин Медвежьего месторождения	46
Таблица 2.3 – Морфологическая характеристика пустотного пространства глинистых опок	57
Таблица 3.1 – Условия отбора, хранения, транспортировки и исследования изолированного керна	80
Таблица 3.2 – Принятые интервалы параметра T_2 для определения компонент пористости	94
Таблица 3.3 – Уравнения, описывающие петрофизическую основу комплексной интерпретации данных ГИС	103
Таблица 3.4 – Результаты интерпретации данных ГИС по скважине 5С в интервале пластов НБ ₀ и НБ ₁	105
Таблица 3.5 – Результаты интерпретации данных ГИС по скважине 5С в интервале пласта НБ ₂	106

ПРИЛОЖЕНИЕ А

СХЕМА ДЕТАЛЬНОЙ КОРРЕЛЯЦИИ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН СЕНОНСКОГО ПРОЕКТА МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Условные обозначения:

- - литотип ЛТ0-ВПБС
- - литотип ЛТ1-1
- - литотип ЛТ1-2
- - литотип ЛТ2-1
- - литотип ЛТ2-2
- - аномалия газового каротажа
- - литотип ЛТ0-КС