

На правах рукописи



Карымова Яна Олеговна

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

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

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Тюмень – 2020

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

**Научный руководитель** **Дорошенко Александр Александрович**  
доктор геолого-минералогических наук,  
старший научный сотрудник, заместитель  
начальника отдела подсчёта запасов  
Филиала «Газпром недра НТЦ», г. Тюмень

**Официальные оппоненты:** **Ростовцева Юлианна Валерьевна**  
доктор геолого-минералогических наук,  
профессор, заведующая кафедрой  
нефтегазовой седиментологии и морской  
геологии МГУ, г. Москва

**Агалаков Сергей Евгеньевич**  
кандидат геолого-минералогических наук,  
директор департамента ГРР Север Западной  
Сибири ООО «Тюменский нефтяной  
научный центр», г. Тюмень

**Ведущая организация:** ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень

Защита диссертации состоится «24» ноября 2020 г. в 14:00 на заседании диссертационного совета Д 212.273.05 при Тюменском индустриальном университете (ТИУ) по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, Институт геологии и нефтегазодобычи, аудитория 113

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТИУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в 2 экземплярах просим направлять по адресу 625000, г. Тюмень, ул. Володарского 56, Тюменский индустриальный университет, ученому секретарю диссертационного совета Д 212.273.05, Семеновой Татьяне Владимировне

Факс 8(3452)39-03-46, e-mail: semenovatv@tyuiu.ru

Автореферат разослан

Ученый секретарь диссертационного совета



Т.В. Семенова

### ***Актуальность темы исследования и степень ее разработанности***

Газонасыщенность сенонских отложений Западной Сибири установлена ещё в семидесятые годы XX столетия и доказана испытаниями скважин в интервале берёзовской свиты на нескольких месторождениях. Однако, промышленная значимость этих отложений не оценена до сих пор. Дело в том, что коллекторы здесь представлены опоками, в различной степени глинистыми, и относятся к числу нетрадиционных. Они характеризуются высокой пористостью (коэффициент пористости достигает 40 %), но низкой проницаемостью (коэффициент проницаемости обычно менее  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Такая низкая проницаемость предопределяет и низкие дебиты скважин.

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

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

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

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

***Объект исследования:***

Газонасыщенные глинистые опоки нижеберёзовской подсвиты Медвежьего месторождения.

***Цели и задачи:***

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

Для достижения этой цели необходимо решить следующие задачи:

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

***Научная новизна***

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

### ***Теоретическая и практическая значимость работы***

1. Результаты работы легли в основу построения интерпретационных моделей данных ГИС для определения подсчетных параметров при оценке запасов газа в сенонской залежи Медвежьего месторождения. А именно, интерпретационные модели данных ГИС строились с учётом расчленения нижнеберёзовской подсвиты на пласты НБ<sub>0</sub>, НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub>, выделение которых обосновано в настоящей работе на основе закономерностей, выявленных автором на керновом материале.

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

### ***Методология и методы исследований***

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

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

### ***Положения, выносимые на защиту:***

1. Структура порового пространства глинистых опок предопределяется, в первую очередь, фазовым состоянием кремнезёма в пластах. Повышение доли опал-кристобалит-тридимитовой фазы (ОКТ-фазы) кремнезёма приводит к тому, что в породе преобладают поры, размером менее 50 нм. Перекристаллизация

кремнистого вещества до уровня кварца, приводит к образованию пустот капиллярного размера. На основании этих закономерностей в разрезе нижнеберезовской подсвиты выделяются три пласта: НБ<sub>2</sub>, НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>0</sub>. Пустотное пространство коллектора в пласте НБ<sub>2</sub> до 50 % представлено порами капиллярного размера. Пустотное пространство пласта НБ<sub>1</sub> представлено, в основном (на 75 %) порами субкапиллярного размера (мезо- и микропорами). Пory пласта НБ<sub>0</sub> также, как и поры пласта НБ<sub>2</sub>, представлены в значительной доле порами капиллярного размера.

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

- пласт с повышенной долей кварца и пониженной долей ОКТ-фазы кремнезема характеризуется повышенной газонасыщенностью (пласт НБ<sub>2</sub>);

- пласты с повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезема или с повышенной глинизацией (пласт НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>0</sub>, соответственно) характеризуются пониженной газонасыщенностью.

### ***Степень достоверности и апробация результатов***

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

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

Результаты проведенных исследований и основные положения диссертации были представлены на 14 научно-практических конференциях: XIX Научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности Сибири» (г. Тюмень, 2016), VII Тюменский инновационный нефтегазовый форум «НЕФТЬГАЗТЭК-2016, 2017» (г. Тюмень, 2016, 2017), VII открытая научно-техническая конференция молодых специалистов и молодых работников «Знания. Опыт. Инновации» (г. Астрахань, 2017), XI, XII Научно-практическая конференция молодых

специалистов «Салмановские чтения» (г. Тюмень, 2017, 2018), XII Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (г. Москва, 2017), VI Международная научно-практическая конференция и выставка «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (г. Москва, 2017), Международный научно-технический семинар «Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче» (г. Тюмень, 2017), 72-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2018» (г. Москва, 2018), Международная геолого-геофизическая конференция «ГеоЕвразия 2018. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии» (г. Москва, 2018), Семинар «Геологическое строение и подходы к разработке изменчивых терригенных коллекторов» (г. Тюмень, 2018), День науки в ООО «Газпром геологоразведка» (г. Тюмень, 2018), 23-е, 24-е Координационное геологическое совещание (г. Анапа, 2018, 2019), I, II научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Геологоразведка. Проблемы и пути их решения» (г. Тюмень, 2018, 2019).

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

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

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

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

## 1. Состояние вопроса

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

## 2. Закономерности изменчивости минералогических и геохимических характеристик газоносных опок Медвежьего месторождения

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

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

Коллекторы нижнеберёзовской подсвиты характеризуются высокой текстурной неоднородностью как на сантиметровом, так и на миллиметровом уровне. Тонкие слойки глинистого материала чередуются с кремнистой массой и наоборот. Более того, пятнистый характер распределения глинистого материала наблюдается и на микронном уровне. О чём свидетельствуют данные рентгеновской микротомографии с разрешающей способностью 1 мкм.

Кроме описанной выше сантиметрово-микронной размерности изучаемых пород, в составе отложений выделяются неоднородности более крупного масштаба. По данным рентгеноструктурного анализа (РСА) вся толща нижнеберёзовской подсвиты подразделяется на три интервала, которые отличаются друг от друга по составу основных породообразующих минералов: пласты (сверху-вниз) НБ<sub>0</sub>, НБ<sub>1</sub>, НБ<sub>2</sub>. В минеральном составе рассматриваемых пород преобладают минералы различных фаз кремнезёма – кварц, ОКТ-фаза (опал+кристобалит+тридимит) и глинистые минералы – монтмориллонит, слюды, хлорит (Рисунок 1, Таблица 1).



Таблица 1 - Обобщённая характеристика минерального состава пластов

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

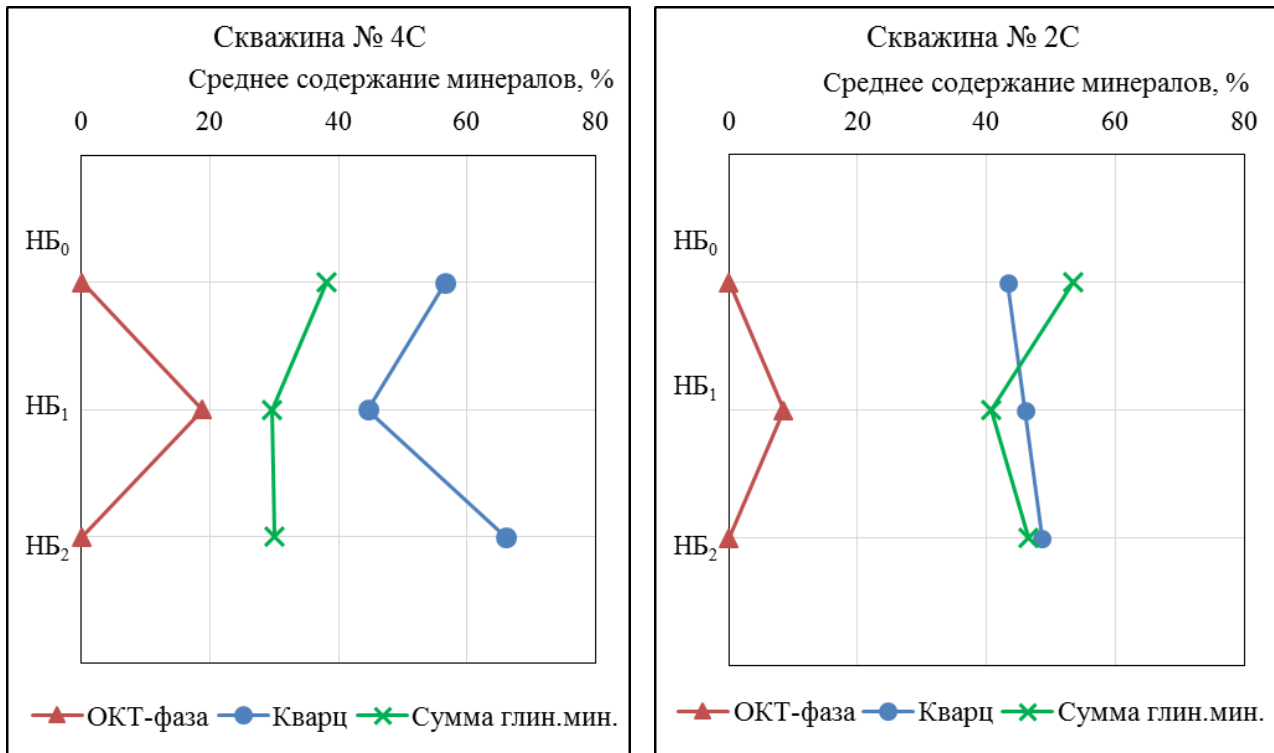


Рисунок 1 - Обобщенная характеристика минерального состава пластов по скважинам №4С и № 2С

Эти пласты идентифицируются и по данным ГИС: по повышенным значениям времени пробега продольной волны ( $DT$ ) и по низким значениям общей пористости по результатам интерпретации ядерно-магнитного каротажа ( $K_{по\_ЯМК}$ );

### 3. Обоснование модели структуры порового пространства газоносных глинистых опок Медвежьего месторождения

#### 3.1 Данные оптической микроскопии

Как отмечается выше, характерной особенностью фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов нижнеберезовской подсвиты является низкая проницаемость (менее  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) и высокая общая пористость (до 40 %).

Такое соотношение пористости и проницаемости пород связано с тем, что поровые каналы данных коллекторов носят субкапиллярный характер. Крупные поры с размерами не более 200 мкм, которые можно наблюдать при оптической микроскопии шлифов, образуются в результате выщелачивания раковин радиолярий и в местах скопления терригенных обломочных зёрен. Более мелкие пустоты, можно наблюдать в местах развития открытых микротрещин

Как показали результаты изучения трещинной емкости по кубикам размером 5×5 см, раскрытость микротрещин в среднем равна 336 мкм, а ёмкость микротрещин опок изменяется от 0 до 6,3 %, составляя в среднем 1,1 %.

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

### *3.2 Данные рентгеновской микротомографии*

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

Общим для кривых распределения частоты встречаемости пор и связывающих их фильтрационных каналов по размерам в образцах размером 3×3 мм является то, что, при радиусе менее 12 мкм количество пор начинает резко нарастать в сторону более тонких пор и их количество исчисляется тысячами, тогда как более крупные поры исчисляются единицами. Другим общим моментом для этих распределений является то, что количество связных каналов начинает резко нарастать не с 12 мкм, а с более мелкого радиуса (6 мкм), и их существенно меньше, чем пор соответствующего размера.

### *3.3 Данные растровой электронной микроскопии по технологии ФИП/РЭМ*

Для изучения структуры пор с радиусом менее 3 мкм на изучаемых породах проводились исследования методом растровой электронной микроскопии (РЭМ) совместно со сфокусированным ионным пучком (ФИП) (Рисунок 2).

Исследования по технологии ФИП/РЭМ, выполненные в ООО «Системы для микроскопии и анализа» (г. Москва, Сколково), на глинистых опоках Западной Сибири проведены впервые. На рисунке (Рисунок 2) приведены ФИП/РЭМ снимки для разных пластов.

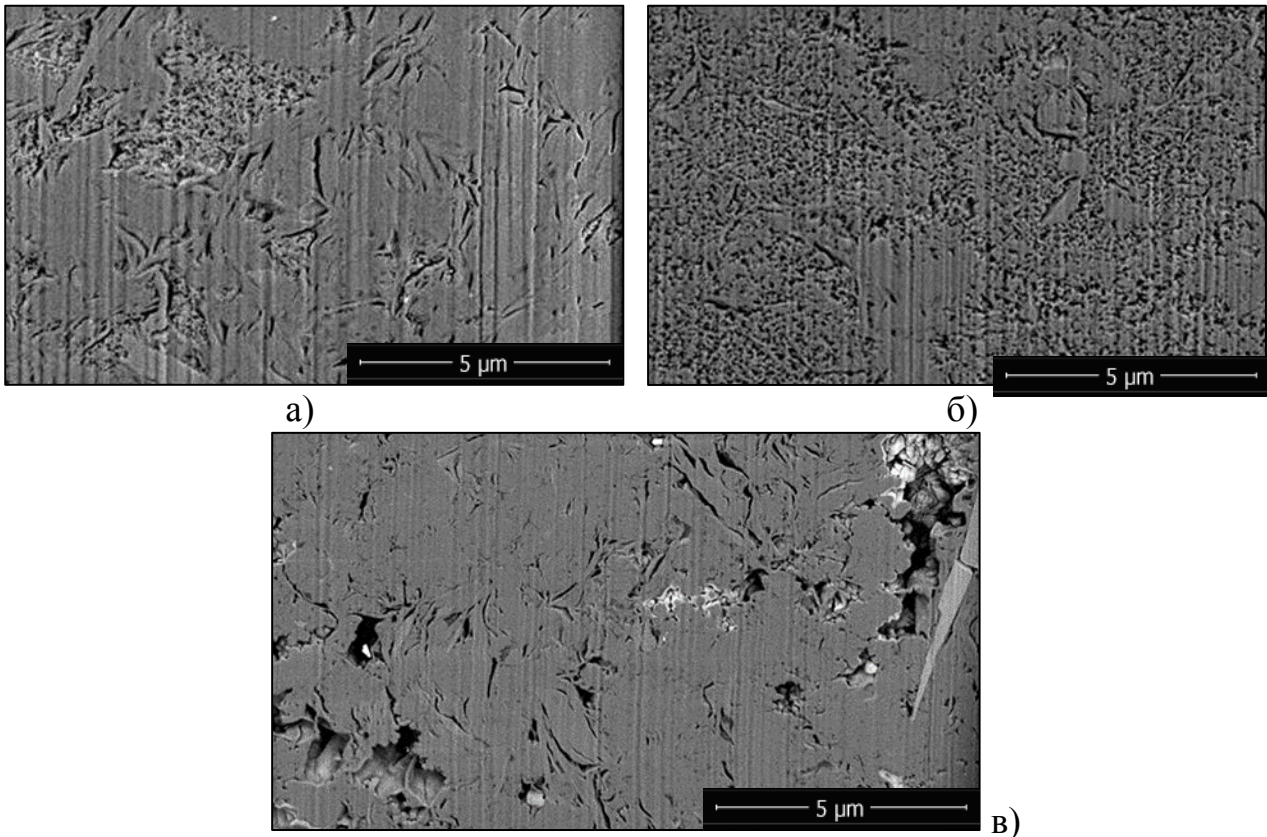
Поры в образцах визуально можно подразделить на три вида:

- канало-трещиноподобные, разнонаправленные, удлиненные, отдельные и соединяющиеся, размерами от 50 до 150 нм в ширину, до 1 мкм в длину, схожие с трещинами, образованными при высыхании глин (Рисунок 2а).

- мелкие, изометричной формы, размерами от 15 до 80 нм, соединяющиеся, схожие с пористостью губки (Рисунок 2б).

- крупные, неправильной формы, размерами от 0,5 до 1,5 мкм, соединяющиеся (Рисунок 2в).

Поры первого вида встречаются во всех образцах. Поры второго вида наблюдаются в образцах пластов НБ<sub>0</sub> и НБ<sub>1</sub>, но преобладают в образцах пласта НБ<sub>1</sub>. Образцы пласта НБ<sub>0</sub> содержат поры всех типов: первого, второго и третьего видов. В образцах пласта НБ<sub>2</sub> преобладают поры третьего вида.



а) поры пласта НБ<sub>0</sub>, б) поры пласта НБ<sub>1</sub>, в) поры пласта НБ<sub>2</sub>

Рисунок 2 - РЭМ-снимки по ФИП-срезам образцов с 50000 кратным увеличением, скв. № 5С

Анализ ФИП/РЭМ снимков образцов позволяет сделать вывод о том, что в изучаемых породах неоднородность отмечается не только на миллиметровом, но и на микронном уровне.

Таким образом видно, что пористость глинистых опок имеет прямую зависимость от содержания в них различных фаз кремнезема. В пласте НБ<sub>1</sub>, где кремнезём представлен, в основном, ОКТ-фазой основной объём пор связан с порами субкапиллярного размера (от 65 до 128 нм), для пласта же НБ<sub>2</sub>, где кремнезём представлен, в основном, кварцем основной объём связан уже с порами капиллярного размера (от 1024 до 2048 нм) т.е. с порами на порядок более крупными, чем в НБ<sub>1</sub>. В пласте НБ<sub>0</sub>, где кремнезём, как и пласте НБ<sub>2</sub>

представлен кварцем, основной объём связан с более мелкими порами (от 128 до 256 нм) за счёт его глинистости.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что пористость изучаемых коллекторов является вторичной и определяется степенью кристаллизации кремнистой составляющей породы.

### 3.4 Модель пустотного пространства газонасыщенных глинистых опок сенона Медвежьего месторождения

При рассмотрении структуры пустотного пространства на основе оценок объёмов отдельных его составляющих: микро-, мезо-, макро- и капиллярных пор по данным ртутной порометрии (Рисунок 3), видно, что общим для НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub> является то, что основную долю объёма пустотного пространства в них составляют поры субкапиллярного размера. Однако, существенно то, что для образца из пласта НБ<sub>1</sub> они представлены мезопорами, а для пласта НБ<sub>2</sub> – макропорами с локальным максимумом их количества вблизи к граничному значению с капиллярными порами (0,2 мкм). Поры же капиллярной размерности составляют очень малую часть пустотного пространства.

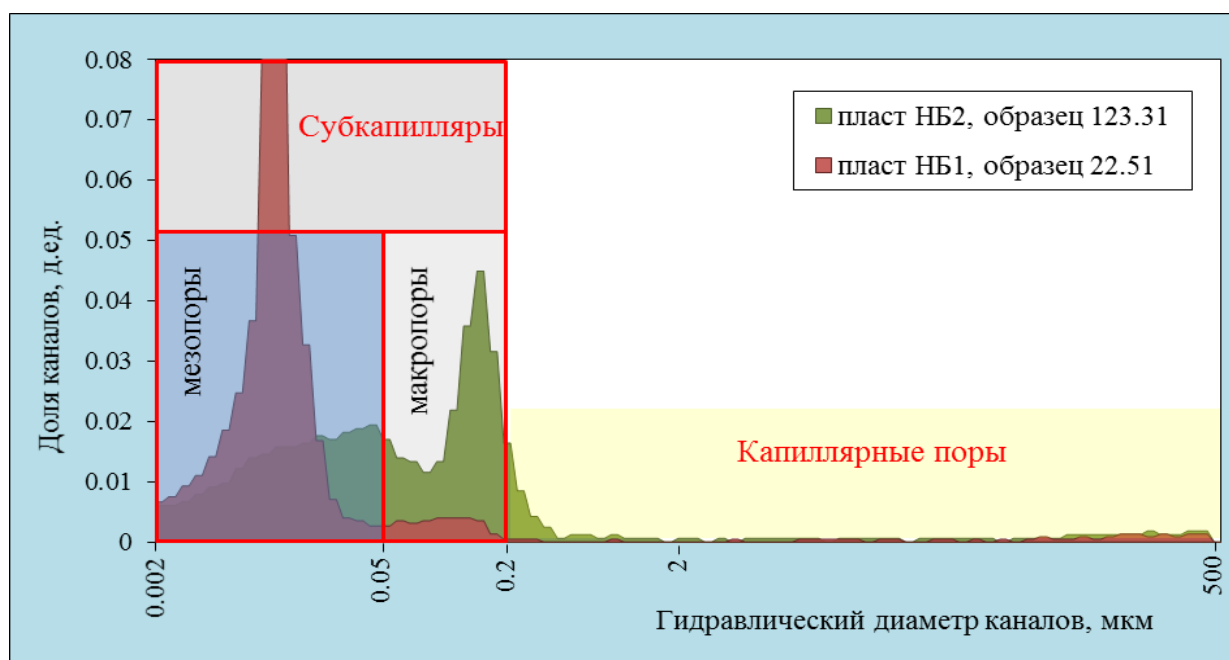


Рисунок 3 – Результаты порометрии по образцам разных пластов

На рисунке (Рисунок 4) приведена количественная оценка доли каждого типа пор, выраженная в процентах к общему объёму пустот, или другими словами литолого-емкостные модели по двум скважинам, в которых проводились исследования керна методом структурно-адсорбционным анализа (АСА).

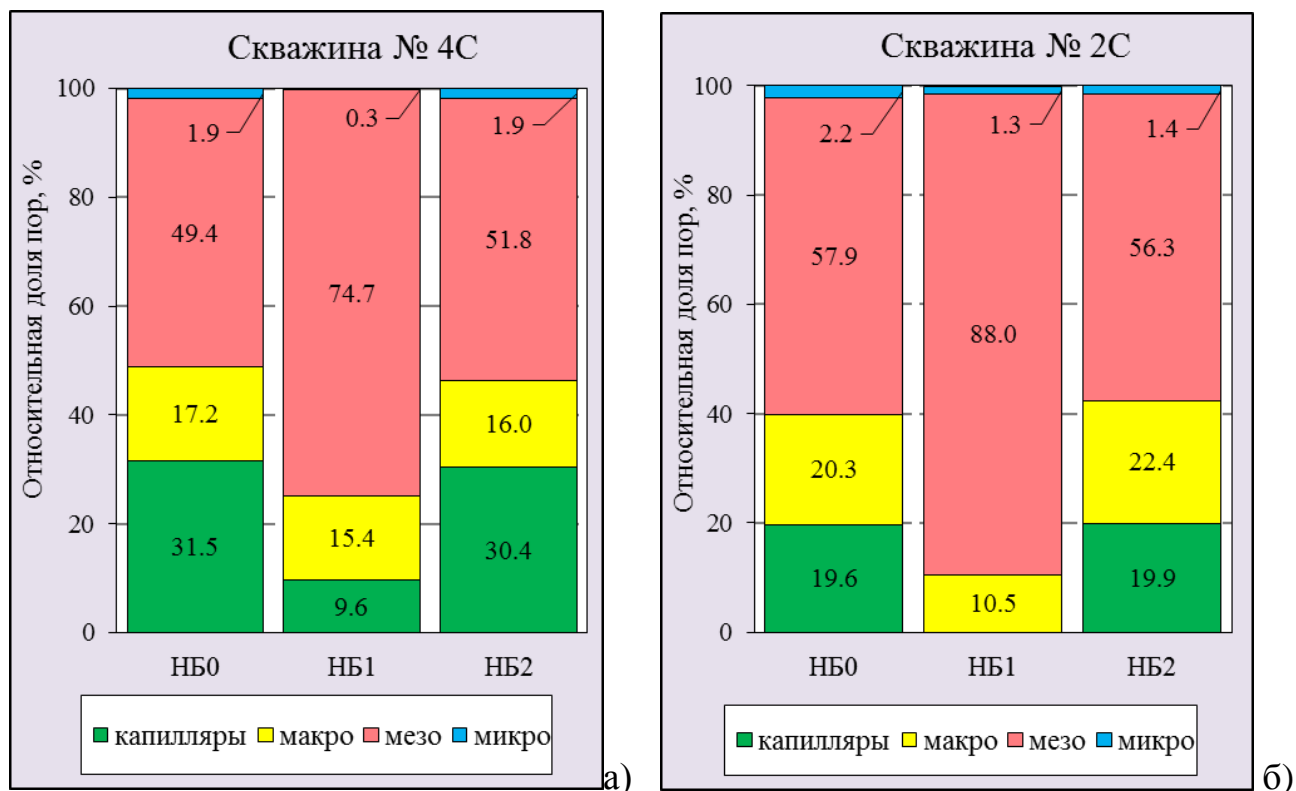


Рисунок 4 – Литолого-емкостная модель коллекторов нижнеберёзовской подсвиты в относительных долях пор разного типа (по данным АСА)

Из анализа построенной литолого-емкостной модели пустотного пространства пород-коллекторов нижнеберёзовской подсвиты (Рисунок 4) вытекает важный вывод: газонасыщенность пласта НБ<sub>1</sub> может составлять не более 25 %, поскольку поровое пространство пород-коллекторов этого пласта более, чем на 75 %, представлено мезопорами, которые всегда заняты связанной водой, а газонасыщенность пласта НБ<sub>2</sub> может достигать 50 %.

Другими словами, из модели следует, что газонасыщенность пласта НБ<sub>1</sub> будет вдвое меньше газонасыщенности пласта НБ<sub>2</sub>. Если исходить из среднего значения коэффициента пористости 32 %, и перевести относительные проценты в абсолютные, то получим, что эффективная газонасыщенная пористость пласта НБ<sub>1</sub> будет составлять 9,0 % (абсолютных), а пласта НБ<sub>2</sub> – 15,0 %.

Интересно отметить, что имеет место тесная связь между долей содержания кварца в породе и суммарной долей капилляров и макропор в пустотном пространстве (Рисунок 5).

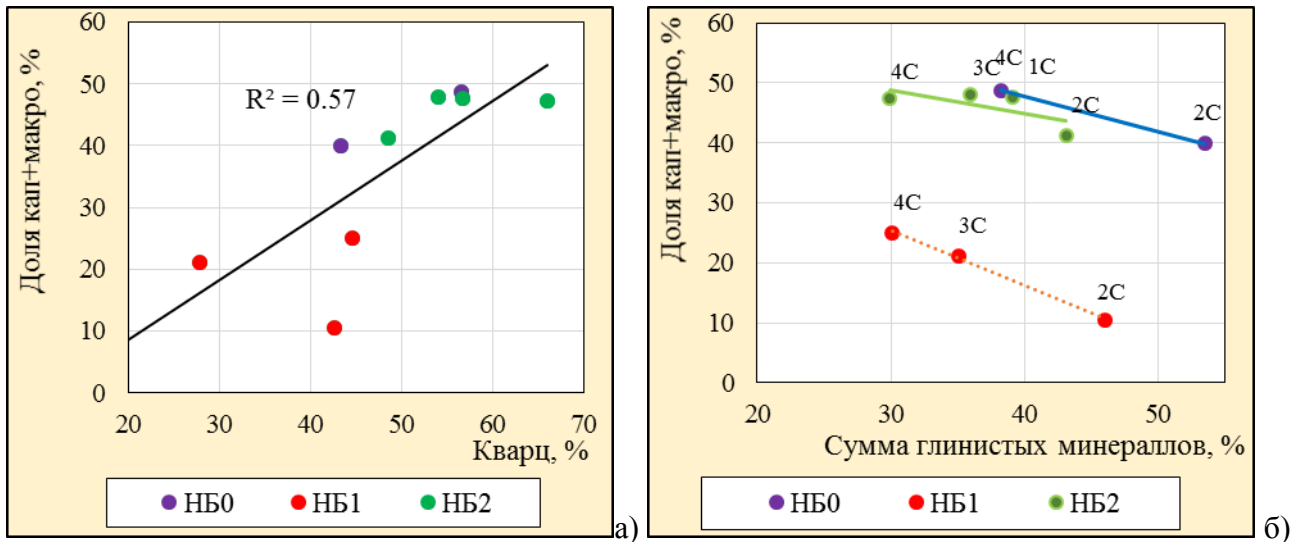


Рисунок 5 – Взаимосвязь содержания кварца в породе с долей капилляров и макропор в пустотном пространстве глинистых опок

Видно, что с увеличением доли содержания кварца в породе закономерно увеличивается и доля наиболее крупных пор в пустотном пространстве (Рисунок 5а). Эта закономерная связь объясняет вероятный механизм появления этих пор. При кристаллизации исходного губчатого кремнистого осадка (геля кремниевой кислоты) до уровня кварца происходит перераспределение молекул кремнезёма к центрам кристаллизации с образованием по перифериям зон кристаллизации пустот более крупных размеров, чем в исходном кремнистом осадке.

Чем больше вновь образованных кристаллов кварца в породе, тем больше размеры образующихся пустот. Из этого следует, что в пласте НБ<sub>1</sub>, где кристаллизация кремнезёма не достигла перехода в фазовое состояние кварца, размеры пор должны быть меньше, чем в пластах НБ<sub>2</sub> и НБ<sub>0</sub>. Таким образом, естественным является тот факт, что доля мезопор в пласте НБ<sub>1</sub> намного больше, чем в других пластах, поскольку сохранена исходная пористость губчатой среды кремнезёма. Отметим, что с повышением глинистости изучаемых пород доля капилляров и макропор в их пустотном пространстве снижается как для НБ<sub>1</sub>, так и для НБ<sub>2</sub> (Рис.5б).

Такой механизм формирования подтверждается данными растровой электронной микроскопии по технологии ФИП/РЭМ, описанными ранее (Рисунок 2).

Выявленные различия в структуре порового пространства глинистых опок являются определяющими с точки зрения газонасыщенности этих пород. Поскольку движение флюидов происходит по капиллярам и по макропорам и поскольку суммарный объём пор этих двух видов в пластах НБ<sub>2</sub> и НБ<sub>0</sub> в два раза

больше, чем в пласте НБ<sub>1</sub>, то и газонасыщенность пластов НБ<sub>2</sub> и НБ<sub>0</sub> будет вдвое выше, чем газонасыщенность пласта НБ<sub>1</sub>.

### *3.5 Определение проницаемости матрицы породы*

Расчет проницаемости матрицы выполнен на образцах 7 на 20 мкм в ООО «Системы для микроскопии и анализа», г. Москва, Сколково на решении задачи Стокса с применением граничных условий.

Данный метод показал, что проницаемость матрицы породы напрямую зависит от структуры пористости матрицы породы. Самая низкая проницаемость отмечается в пласте НБ<sub>1</sub>, где кремнезём представлен, в основном, опал-кристоболит-тридимитовой фазой. Проницаемость здесь не превышает  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Проницаемость пластов НБ<sub>0</sub> и НБ<sub>2</sub>, где кремнезём представлен кварцем, на порядок выше и изменяется в диапазоне от  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $1,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

## 4. Оценка газонасыщенности пластов сенонского газоносного комплекса

### *4.1 Оценка коэффициента водонасыщенности и газонасыщенности коллекторов по данным керна*

Микрон-сантиметровая текстурная неоднородность изученных пород, описанных выше, влияет на результаты исследования пустого пространства с использованием стандартных цилиндрических образцов размером 30 × 30 мм. Так как глины представлены в основном минералами монтмориллонитового ряда, то все лабораторные исследования, связанные с водонасыщением образцов, становятся невозможными из-за набухания и последующего разрушения образцов. В том числе становятся невозможными и оценки эффективной пористости и коэффициента газонасыщенности. Единственный способ оценки характеристик изучаемых пород – это отбор изолированного керна и определение природной водонасыщенности (К<sub>в</sub>) образцов экстракционно-дистилляционным методом (ЭДМ). На этой основе определялся коэффициент газонасыщенности (К<sub>г</sub>) пород-коллекторов сенона по формуле  $K_g = 1 - K_v$ .

На рисунке (Рисунок 6) приведены результаты изучения образцов изолированного керна, отобранного в скважине, пробуренной на безводном растворе. Самые низкие значения водонасыщенности изучаемых пород отмечаются в интервале пласта НБ<sub>2</sub>. Здесь преобладают значения К<sub>в</sub> меньше 0,7 д.ед. Совсем по-другому выглядит распределение К<sub>в</sub> для пласта НБ<sub>1</sub>, здесь значения больше 0,7 д.ед. встречаются наиболее часто. Изредка встречаются даже значения характерные для кузнецовских глин (чёрные точки на рисунке

(Рисунок 6а)), а именно, значения более 0,8 д.ед. Глинистый пласт НБ<sub>0</sub> характеризуется примерно такой же водонасыщенностью, как и НБ<sub>1</sub>.

Обращает внимание, что неколлектора кузнецовской свиты и верхнеберёзовской подсвиты характеризуются очень низкими величинами коэффициенты эффективной газонасыщенной пористости со значениями менее 0,06 д.ед. Исходя из этого, образцы из пластов НБ<sub>0</sub>, НБ<sub>1</sub>, НБ<sub>2</sub> со значениями  $K_{пэф\_г}$  меньше 0,06 д. ед. тоже следует относить к неколлекторам. Из рисунка (Рисунок 6б) видно, что по результатам исследования керна в интервале нижнеберёзовской подсвиты выделяются интервалы неколлекторов на глубинах от 983,0 м до 992,0 м.

Что касается газонасыщенности пород, то было установлено, что она закономерно уменьшается от подошвы пласта НБ<sub>2</sub> к его кровле и даже выше. В средней части пласта НБ<sub>1</sub>  $K_g$  скачкообразно возрастает (от нуля до 0,4 д. ед.), а затем плавно убывает до нуля к кровле пласта НБ<sub>0</sub> (Рисунок 6в).

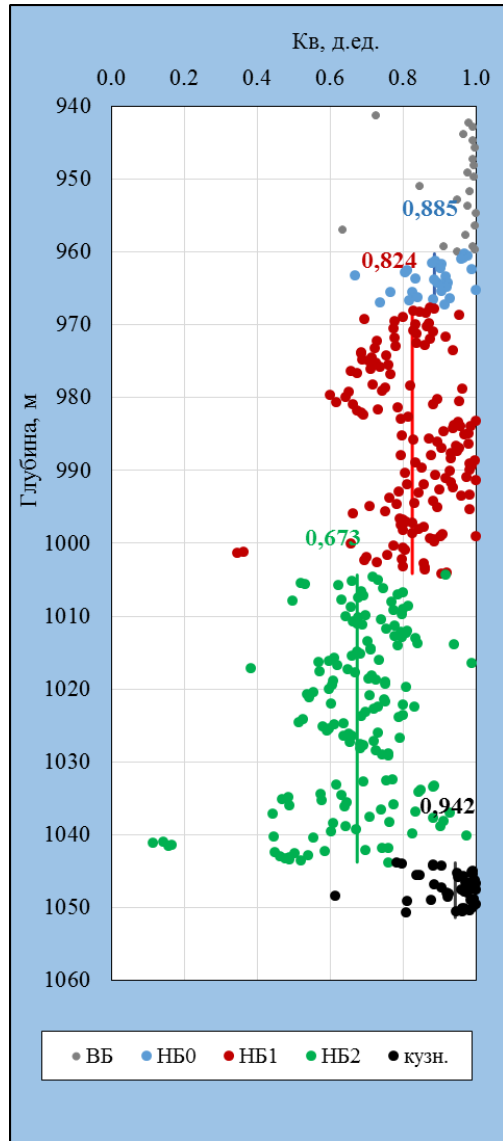
Пониженная газонасыщенность пород пласта НБ<sub>1</sub> объясняется структурой порового пространства. Поровое пространство пород пласта на 75 % состоит из мезопор, которые, вероятнее всего, заполнены связанной водой, а значит, для газа здесь остаётся меньше места, чем в поровом пространстве пород пласта НБ<sub>2</sub>, при том, что их общая пористость, практически, одинакова.

Ярким подтверждением этого теоретического предположения служит выявленная на изучаемых образцах тесная взаимосвязь коэффициента газонасыщенности глинистых опок и доли мезопор в них (Рисунок 7а). Приведённые на рисунке значения  $K_g$  получены в четырёх скважинах по данным ГИС (точки на рисунке).

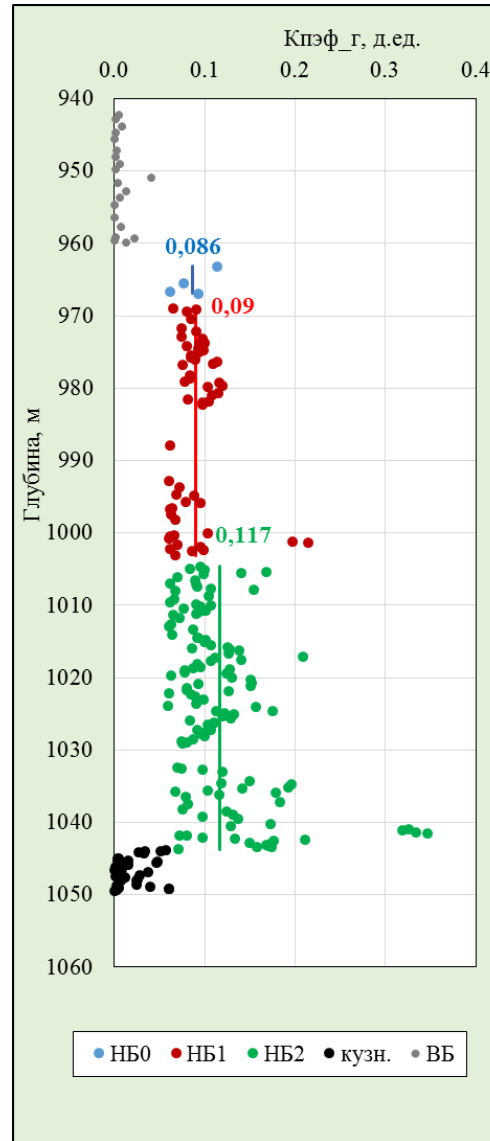
Кроме того, на рисунок (Рисунок 7б) вынесены значения  $K_g$  (залитые треугольники), которые получены осреднением по пластам данных лабораторных исследований изолированных образцов керна.

С увеличением доли мезопор до уровня 90 % коэффициент газонасыщенности снижается до нуля (Рисунок 7а). Этим подтверждаются теоретические предположения о том, что мезопоры полностью водонасыщены и  $K_g$  растёт с увеличением доли капилляров и макропор (Рисунок 7б).

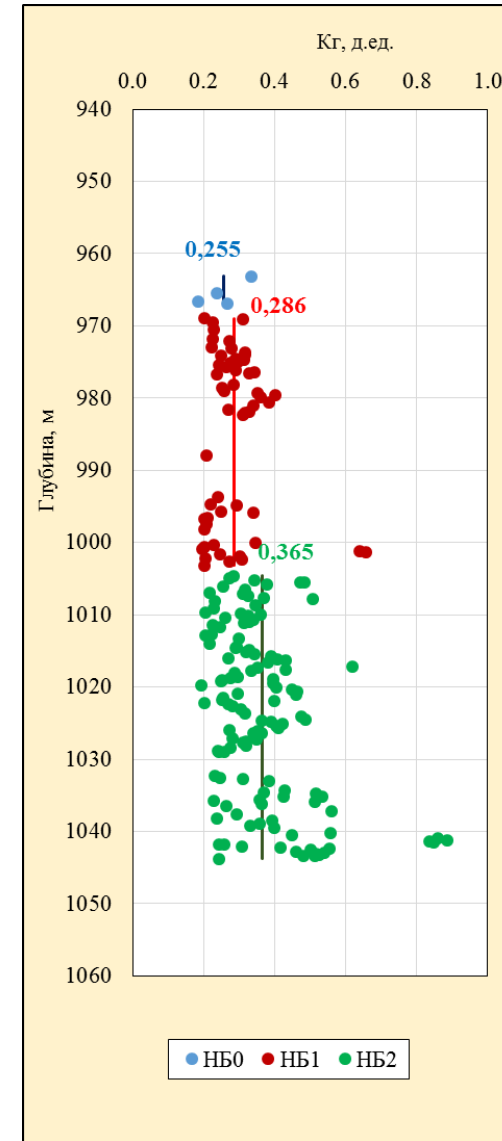




а)



б)



в)

Рисунок 6 – Распределение: а) коэффициента природной водонасыщенности; б) коэффициента эффективной пористости; в) коэффициента газонасыщенности по глубине и в скважине № 5С

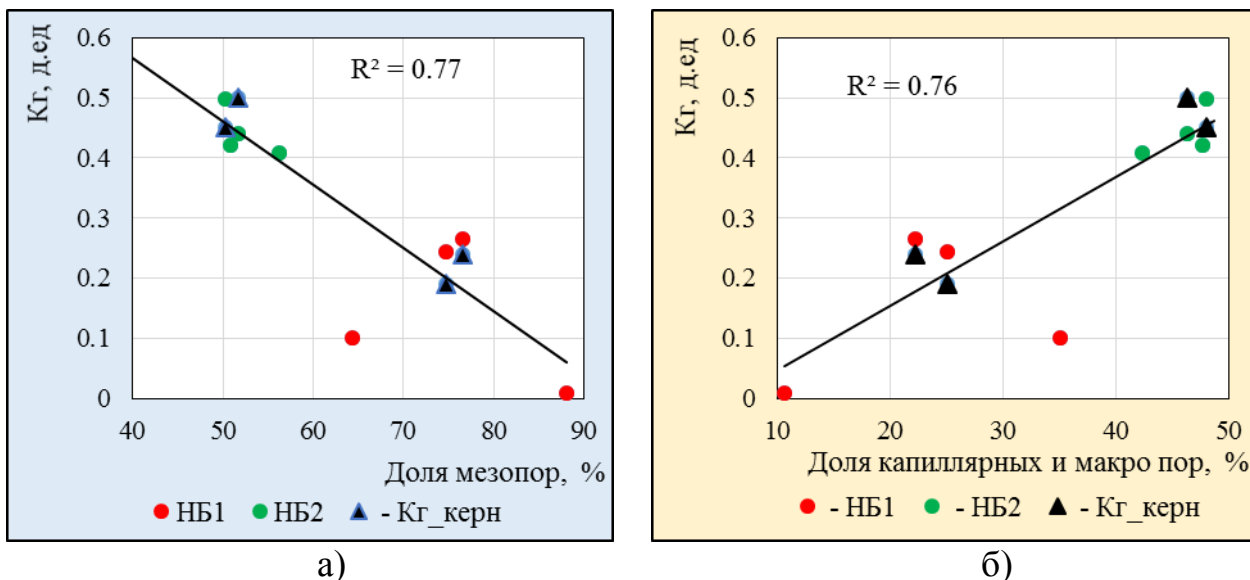


Рисунок 7 – Зависимость коэффициента газонасыщенности глинистых опок от структуры их порового пространства

Интересно отметить, что связь же газонасыщенности с содержанием кварца в породе имеет только характер тенденции. Это объясняется тем, что доля капиллярных и макропор в породе предопределяется не только содержанием кварца, но и глинистыми минералами.

#### 4.2 Критерии выделения улучшенных коллекторов

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

По минеральному составу:

- пласт с повышенными значениями газонасыщенности (НБ<sub>2</sub>) содержит повышенную долю кварца и пониженную долю ОКТ-фазы кремнезёма;
- пласт с пониженными значениями газонасыщенности характеризуется либо повышенной глинизацией (НБ<sub>0</sub>), либо повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезёма (НБ<sub>1</sub>).

По данным ГИС:

- пласт с повышенными значениями газонасыщенности (НБ<sub>2</sub>) выделяется по повышенным значениям времени пробега продольной волны (DT) и по низким значениям общей пористости по результатам интерпретации ядерно-магнитного каротажа ( $K_{по\_ямк}$ );
- пласт с пониженными значениями газонасыщенности (НБ<sub>1</sub>) выделяется по высоким значениям общей пористости  $K_{по\_ямк}$  и по низким значениям DT;

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

#### *4.3 Рациональный комплекс методов изучения глинистых опок в связи с их газоносностью*

Обобщённый опыт изучения керн скважин, специально пробуренных на сенонские отложения позволил установить, что некоторые методы просто неприемлемы для этих пород (например, ситовой анализ грансостава, оценка пористости водонасыщением). С другой стороны, проведены исследования по созданию новых методик.

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

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

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

Ключевыми для понимания проницаемостной неоднородности являются методики третьего блока (*Изучение структуры пустотного пространства*), особенно, методика ФИП/РЭМ.

Методики четвёртого блока (*Изучение фаций*) обеспечивают информацию для понимания неоднородности коллекторов по разрезу и по латерали.

#### Заключение

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

В составе глинистых опок выделяются отдельные пласты ( $НБ_2$ ,  $НБ_1$  и  $НБ_0$ ) резко различающиеся по содержанию различных фаз кремнезёма (ОКТ-фазы и кварца). Пласт  $НБ_1$  содержит, в среднем, 22 % ОКТ-фазы кремнезёма и 44 % кварца, против 0,1 % и 66 % - для  $НБ_2$ . Пласт  $НБ_0$  отличается от них повышенным содержанием глинистых минералов (до 50 %).

Основной объём пустотного пространства глинистых опок связан с порами, а ёмкость микротрещин носит подчинённый характер, составляя одну тридцатую часть от общей пористости, т.е. коллектор относится к трещинно-поровому типу.

Пористость изучаемых коллекторов является вторичной и определяется степенью кристаллизации кремнистой составляющей породы. Так, в пласте НБ<sub>1</sub>, где кремнезём представлен, в основном, ОКТ-фазой основной объём пор связан с порами субкапиллярного размера (от 65 нм до 128 нм), для пласта же НБ<sub>2</sub>, где кремнезём представлен, в основном, кварцем основной объём связан уже с порами капиллярного размера (от 1024 нм до 2048 нм) т.е. с порами на порядок более крупными, чем в НБ<sub>1</sub>. В пласте НБ<sub>0</sub>, где кремнезём, как и пласте НБ<sub>2</sub> представлен кварцем, основной объём связан с более мелкими порами (от 128 нм до 256 нм) за счёт его глинистости.

Поровое пространство нетрадиционных коллекторов нижеберёзовской подбиты более чем на 50 % представлено мезопорами (диаметры от 2 нм до 50 нм), которые заполнены связанной водой. При этом в пласте НБ<sub>1</sub> доля мезопор превышает 75 %, а это значит, что в этом пласте только четверть пор может содержать газ. Для пласта НБ<sub>2</sub> эта величина вдвое выше и составляет 50 %.

Проницаемость матрицы породы напрямую зависит от содержания различных фаз кремнезема в породе. Самая низкая проницаемость отмечается в пласте НБ<sub>1</sub>, где кремнезём представлен, в основном, опал-кристоболит-тридимитовой фазой. Проницаемость здесь не превышает  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Проницаемость пластов НБ<sub>0</sub> и НБ<sub>2</sub>, где кремнезём представлен кварцем, на порядок выше и изменяется в диапазоне от  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $1,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Газонасыщенность изучаемых пород закономерно связана с суммарной долей в них макропор и пор капиллярного размера, с уменьшением которой уменьшается и коэффициент эффективной газонасыщенной пористости.

Коэффициент газонасыщенной пористости пласта НБ<sub>1</sub>, характеризующийся повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезёма, составляет в среднем 9,0 %, а для пласта НБ<sub>2</sub>, в котором ОКТ-фаза практически отсутствует, он составляет 12,0 %, для пласта НБ<sub>0</sub> – 8,6 %.

Увеличение доли кварца и понижение доли ОКТ-фазы кремнезёма в глинистых опоках является критерием выделения прослоев коллекторов с повышенной газонасыщенностью по минеральному составу:

- пласт с повышенными значениями газонасыщенности (НБ<sub>2</sub>) содержит повышенную долю кварца и пониженную долю ОКТ-фазы кремнезёма;

- пласт с пониженными значениями газонасыщенности характеризуется либо повышенной глинизацией (НБ<sub>0</sub>), либо повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезёма (НБ<sub>1</sub>).

**Статьи, опубликованные в ведущих рецензируемых научных журналах, входящих в перечень ВАК РФ:**

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

2. Карымова, Я.О. Литолого-минералогические и промыслово-геологические критерии выделения продуктивных зон в сенонских отложениях / Д.Я. Хабибуллин, А.Н. Рыбьяков, Н.Р. Ситдииков, С.А. Варягов, С.В. Нерсесов, С.Г. Крекнин, В.В. Огибенин, А.А. Дорошенко, Я.О. Карымова, Д.Б. Родивилов // Газовая промышленность. – 2018. - № 8- С. 34 – 41.

3. Карымова, Я.О. Методы и результаты изучения пустотного пространства газонасыщенных глинистых опок нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения / С.А. Варягов, С.В. Нерсесов, А.А. Никишин, С.Г. Крекнин, В.В. Огибенин, А.А. Дорошенко, Я.О. Карымова // Научно-технический сборник: Вести газовой науки. - М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2018.- № 3 (35). – С. 216-223.

4. Карымова, Я.О. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири / Я.О. Карымова, А.А. Дорошенко // Экспозиция Нефть Газ. - 2017. - № 6 (69). – С. 23 - 27.

**Работы, опубликованные в прочих изданиях:**

5. 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.

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

7. Карымова, Я.О. Литолого-минералогическая неоднородность газонасыщенных глинистых опок нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения / Материалы I научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Геологоразведка. Проблемы и пути их решения» 28-

30 нояб. 2017 г. – Тюмень: ООО «Газпром геологоразведка», 2017. – С.14-15.

8. Карымова, Я. О. Литолого-петрофизическая характеристика «нанокolleктора» нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / Д.Б. Родивилов, А.А. Дорошенко, Я.О. Карымова, П.Н. Кокарев, В.Г. Мамяшев // Труды Международной геолого-геофизической конференции «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии». - Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2018. - С. 132-137.

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

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

11. Карымова, Я.О. Новые данные о пустотном пространстве газонасыщенных глинистых опок / Сборник избранных трудов Двенадцатой Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов, 24-27 октября 2017. - М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2017. – С. 24-25.

12. Карымова, Я.О. Новые опыты по лабораторным исследованиям влияния растворов различного состава на фильтрационные характеристики глинистых опок / Я.О. Карымова, А.А. Дорошенко, А.В. Паршуков / Сборник материалов. VII Тюменский инновационный нефтегазовый форум, 21-22 сентября 2016, г. Тюмень, 2016. – С. 123-126.

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

14. 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.