

УДК 552

Методы и результаты изучения пустотного пространства газонасыщенных глинистых опок нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения

С.А. Варягов¹, С.В. Нерсесов¹, А.А. Никишин², С.Г. Крекнин³, В.В. Огибенин³,
А.А. Дорошенко^{3*}, Я.О. Карымова³

¹ ООО «Газпром добыча Надым», Российская Федерация, 629736, Тюменская обл., ЯНАО, г. Надым, ул. Пионерская, д. 14

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190000, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

³ ООО «Газпром геологоразведка», Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Герцена, д. 70

* E-mail: a.doroshenko@ggr.gazprom.ru

Ключевые слова:

газ,
коллектор,
пористость,
газонасыщенность,
опоки.

Тезисы. Систематическое изучение петрофизических свойств и литолого-минералогического состава сенонских глинистых опок как пород-коллекторов началось на образцах керна, отобранного из скважин Медвежьего месторождения, пробуренных в период с 2013 по 2016 г. специально на отложения нижнеберезовской подсвиты. При этом выяснилось, что исследование керна по традиционным для гранулярных коллекторов методикам не могут в полной мере охарактеризовать коллекторские свойства этих пород.

Исследования структуры пустотного пространства выполнены методами оптической микроскопии, рентгеновской микротомографии, ртутной порометрии, физической адсорбции. Показано, что три четверти пустот в изучаемых породах представлены порами нанометровой размерности.

Главная особенность сенонских коллекторов состоит в том, что общая пористость достигает 40 %, а проницаемость не превышает $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². При этом для оценивания общей пористости в качестве насыщающего агента нельзя использовать воду из-за набухания образцов. Эффективная пористость и коэффициент газонасыщенности могут быть определены только на основе оценки природной водонасыщенности пород по образцам изолированного керна. Поскольку газонасыщенной является вся толща нижнеберезовской подсвиты, то весь керн должен подниматься с использованием технологий отбора изолированного керна.

По описаниям шлифов методами оптической микроскопии выявлена микротрещиноватость. Микротрещины открытые и залеченные зачастую изотропным кремнеземом и чешуйчатыми агрегатами прокрашивающегося минерала, возможно каолинита.

Результаты изучения минерального состава и химических свойств пород нижнеберезовской подсвиты позволили выделить в ее составе как минимум три пласта – НБ₀, НБ₁ и НБ₂, различающиеся по глинистости и содержанию растворимой в щелочах фазы кремнезема.

Ранее показано, что для ряда районов севера Западной Сибири с устойчивым падением добычи газа сенонских залежей отложения нижнеберезовской подсвиты можно рассматривать как возможный источник ее поддержания [1]. Промышленная значимость этих отложений еще не оценена, что, как отмечалось ранее [2], связано с недостаточной изученностью вещественного состава пород и его влияния на морфологию пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства рассматриваемых коллекторов. Опыт изучения этих отложений носит фрагментарный характер, в том числе вопросы структуры пустотного пространства изучаемых пород совершенно не затрагивались [3].

Систематическое изучение петрофизических свойств и литолого-минералогического состава нижнеберезовских глинистых опок как пород-коллекторов началось на образцах керна, отобранного из скв. 1С, 2С, 3С и 4С Медвежьего месторождения, пробуренных в период с 2013 по 2016 г. При этом выяснилось, что исследование керна по стандартным для гранулярных коллекторов методикам не могут в полной мере охарактеризовать коллекторские свойства этих пород [4, 5].

По данным рентгеноструктурного анализа, в минеральном составе рассматриваемых пород преобладают минералы различных фаз кремнезема – кварц, ОКТ-фаза (опал + кристобалит + тридимит), а также глинистые минералы – монтмориллонит, слюды, хлорит. Суммарно кремнистые и глинистые минералы в рассматриваемых породах составляют около 90 %, т.е. являются пороодообразующими, а содержание остальных минералов оценивается первыми процентами (табл. 1).

Доля различных фаз кремнезема существенно меняется по разрезу, что и послужило основанием для выделения пластов НБ₀, НБ₁, НБ₂ в составе нижнеберезовской подсыты (рис. 1, см. табл. 1). Пласт НБ₁ отличается от других повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезема (см. рис. 1а). Пласты же НБ₀, НБ₂ ее практически не содержат и отличаются друг от друга содержанием глинистых минералов, а именно: пласт НБ₀ является более глинистым, чем НБ₂ (см. рис. 1б). Далее будет показано, что увеличение доли ОКТ-фазы кремнезема приводит к повышению доли субкапиллярных пор, по которым движение флюидов в пластовых условиях практически невозможно.

Переходя к характеристике пустотного пространства, отметим, что отличительной особенностью фильтрационно-емкостных свойств рассматриваемых коллекторов являются их высокая общая пористость (до 40 %) и очень низкая проницаемость, обычно не превышающая 10^{-4} мкм² и лишь иногда достигающая 10^{-3} мкм². Такое соотношение пористости и проницаемости пород связано с тем, что поровые каналы рассматриваемых глинистых

опок носят в основном субкапиллярный характер. Наиболее крупные пустоты, видимые при оптической микроскопии шлифов (см. участки голубого цвета на рис. 2), образуются в результате выщелачивания раковин радиоларий (см. рис. 2а) и в местах скопления терригенных обломочных зерен (см. рис. 2б). Кроме того, видимые под микроскопом, но более тонкие пустоты можно наблюдать в местах развития открытых микротрещин (см. рис. 2в). Следует отметить: далеко не на всех шлифах удается увидеть поры такого размера. Однако это не означает, что их нет в породе. Они есть, и их много, только размеры их настолько малы, что они не прокрашиваются канадским бальзамом (рис. 3). Судя по белому налету по периметру наиболее крупных пор, можно сделать вывод, что по этим порам происходила фильтрация пластовых вод с образованием корочек вторичных минералов (пока неизвестного состава). Показательно, что в многочисленных щелевидных, но мелких порах (см. рис. 3, левая половина снимка) вторичного минералообразования не происходило, т.е. привноса минеральных солей за счет фильтрации вод в них не было. И это естественно, поскольку теоретически известно [6], что в порах субкапиллярного размера (диаметром менее 200 нм) движение флюидов практически невозможно из-за того, что они полностью заполнены связными водами. По данным А.А. Карцева, «связные воды удерживаются на поверхности минеральных частиц породы силами молекулярного сцепления, образуя слой, толщина которого может достигать несколько сот диаметров молекулы воды» [6, с. 13]. Поскольку диаметр молекулы воды составляет 0,3 нм, то этот слой может составлять

Таблица 1

Минеральный состав пород в скв. 3С

Минерал	Содержание, %					
	пласт НБ ₁			пласт НБ ₂		
	минимум	максимум	среднее	минимум	максимум	среднее
Кварц	19,3	38,4	27,8	22,8	75,8	54,0
ОКТ-фаза	15,9	44,9	29,2	0,0	2,3	0,2
Монтмориллонит	20,2	34,0	27,9	12,6	34,7	25,0
Слюда	4,1	8,9	6,4	4,2	8,7	6,4
Альбит	0,7	5,4	2,9	1,5	4,8	3,0
Хлорит	0,3	2,0	1,0	0,3	2,7	1,0
Пирит	0,3	1,6	0,7	0,4	1,4	0,8
Каолинит	Нет					
Цеолит (клиноптилит?)	0,0	6,0	1,3	0,0	8,0	3,0
Ортоклаз	0,0...1,0					
Кальцит	0,0	1,0	0,5	0,0	0,7	0,3

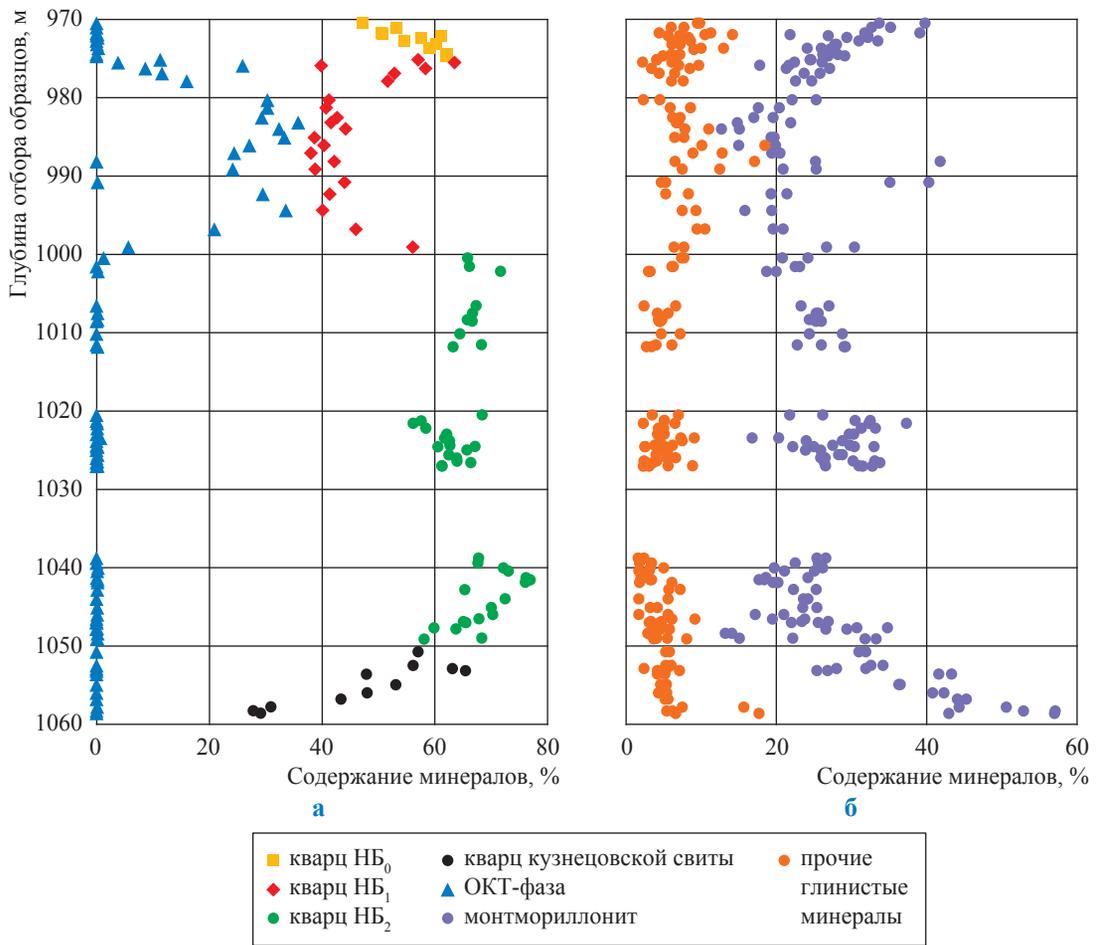


Рис. 1. Породообразующие минералы по разрезу в скв. 4С:
а – кремнезем; б – глинистые минералы

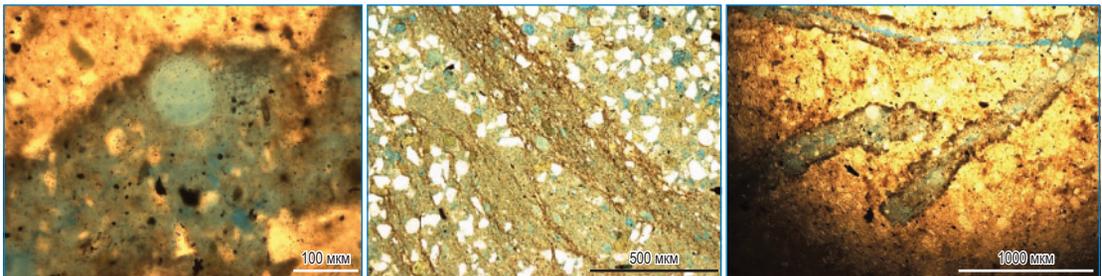


Рис. 2. Снимки шлифов, выполненные оптическим микроскопом:
виды пустот в газонасыщенных глинистых опоках

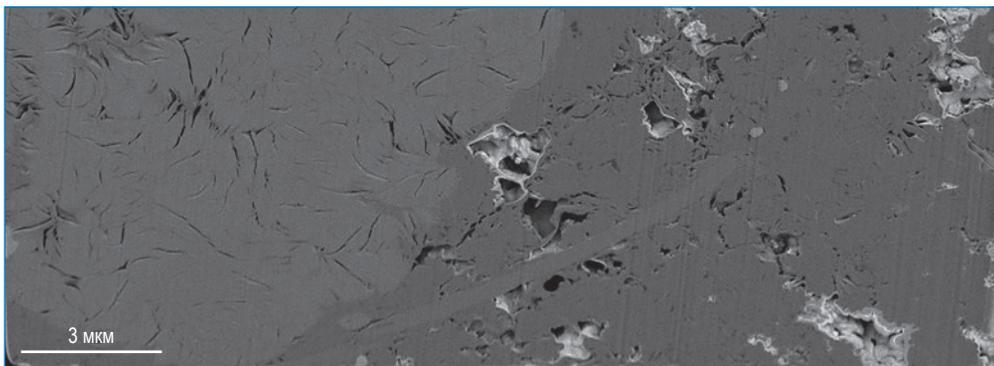


Рис. 3. Снимок по срезу глинистой опоки с 50000-кратным увеличением

более 30 нм с каждой стороны поры или трещины и, следовательно, пустоты с зиянием менее 50 нм гарантированно будут заполнены связанной водой. При этом нижний слой (толщиной в несколько молекул) удерживается на поверхности породы очень большими (до 1000 МПа) давлениями [6, с. 13].

С учетом такого малого размера пор в изучаемых породах-коллекторах важной задачей является выяснение структуры пустотного пространства для определения доли тех полостей, по которым возможно движение флюидов и которые, следовательно, могут оказаться не только насыщенными газом, но и отдавать его при перепадах давлений, создаваемых в скважинах. Далее рассматриваются результаты исследования этого вопроса путем моделирования структуры порового пространства с использованием рентгеновской микротомографии с разрешением 1 мкм, ртутной порометрии и адсорбционно-структурного метода изучения.

Каждый из этих методов является расчетным и имеет свои ограничения, все они проводятся на измельченной породе и используют допущение о цилиндрической форме пор с круглым сечением. Поскольку в изучаемых породах сечение пор может существенно отличаться от окружности (см. рис. 3), то получаемые результаты необходимо рассматривать как приближенные и сопоставлять их с результатами изучения.

Рассмотрим результаты таких исследований на примере двух образцов, относящихся к разным пластам, – НБ₁ и НБ₂. На рис. 4 приведены кривые распределения пор и связывающих их фильтрационных каналов в 3-миллиметровых образцах. Объединяет эти распределения тот факт, что, начиная с радиуса ≤ 12 мкм, количество пор резко нарастает в направлении его уменьшения (мелкие поры исчисляются тысячами), тогда как более крупные поры (см. врезки на рис. 4) исчисляются единицами, реже десятками.

Другим общим моментом для показанных распределений является то, что количество связанных каналов начинает резко нарастать, когда их радиус равен 6 мкм, а не 12 мкм, и узких каналов существенно меньше, чем пор соответствующего размера. Кроме схожих черт распределения для разных пластов имеют и отличия. Так, для образца № 123.3 из пласта НБ₂ (см. рис. 4б) количество пор радиусом 4 мкм достигает 5000 ед., а число кана-

лов соответствующего размера в пять раз меньше (их около тысячи); для образца же № 22.5 пласта НБ₁ (см. рис. 4а) эти количества различаются на порядок (4000 и 400 ед. соответственно). Таким образом, число пор радиусом 4 мкм в рассматриваемых образцах отличается на четверть, а число связанных каналов – в два с половиной раза. Это означает, что в коллекторах пласта НБ₁ связность пор диаметрами 4 мкм и крупнее обеспечивается каналами более мелкой размерности. И это подтверждается данными ртутной порометрии.

Действительно, по данным ртутной порометрии, размеры основной массы фильтрационных каналов в коллекторах пласта НБ₁ на порядок меньше, чем в пласте НБ₂ (рис. 5).

Отметим, что преобладающие диаметры измеряются не микро-, а нанометрами. В частности, для пласта НБ₂ наиболее часто встречающийся диаметр равен 200 нм, в то время как для пласта НБ₁ он составляет 20 нм. Значит, основная масса фильтрационных каналов в коллекторах пласта НБ₁ относится к разряду субкапилляров, по которым движение флюидов в пластовых условиях практически невозможно [6]. Несколько иначе выглядит ситуация с пластом НБ₂. Здесь преобладающие нанометровые диаметры фильтрационных каналов близки к граничному значению ≈ 200 нм (между капиллярами и субкапиллярами) (см. рис. 5), следовательно, какая-то часть таких каналов может проводить газ. Поскольку, по данным бурения скважин, газ в изучаемых пластах есть [1], существуют и каналы, по которым он попал в пласт. Исходя из данных ртутной порометрии эти каналы имеют нанометровую размерность, поэтому изучение их структуры возможно на основе методов адсорбционно-структурного анализа (АСА).

Для описания результатов АСА используется количественная классификация по размерам (диаметрам) пор, принятая Международным союзом теоретической и прикладной химии (*англ.* International Union of Pure and Applied Chemistry, IUPAC) [7] (табл. 2). На рис. 6 (см. а) видно, что в пласте НБ₁ доля мезапор вдвое больше, чем в пласте НБ₂ (29,1 % против 14,8 %). Количество же макропор, наоборот, в пласте НБ₁ вдвое меньше, чем в пласте НБ₂ (2,5 % против 5,6 %). А ведь именно макропоры благодаря размерам 0,2 мкм (и более) могут участвовать в фильтрации флюидов в пластовых условиях. Использование растровой

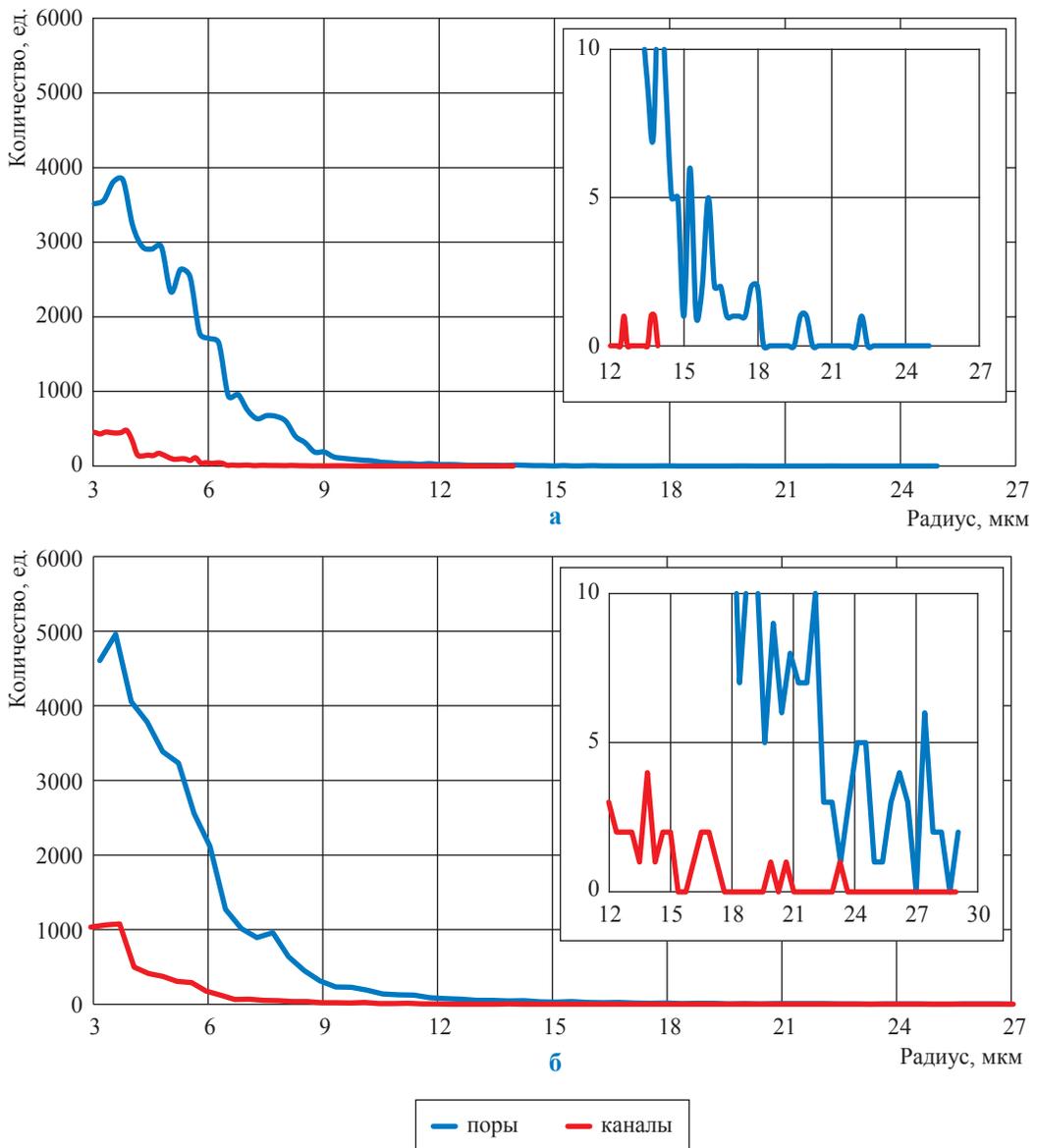


Рис. 4. Распределение пор и каналов глинистых опок по размерам:
а – пласт НБ₁, образец № 22.5; б – пласт НБ₂, образец № 123.3

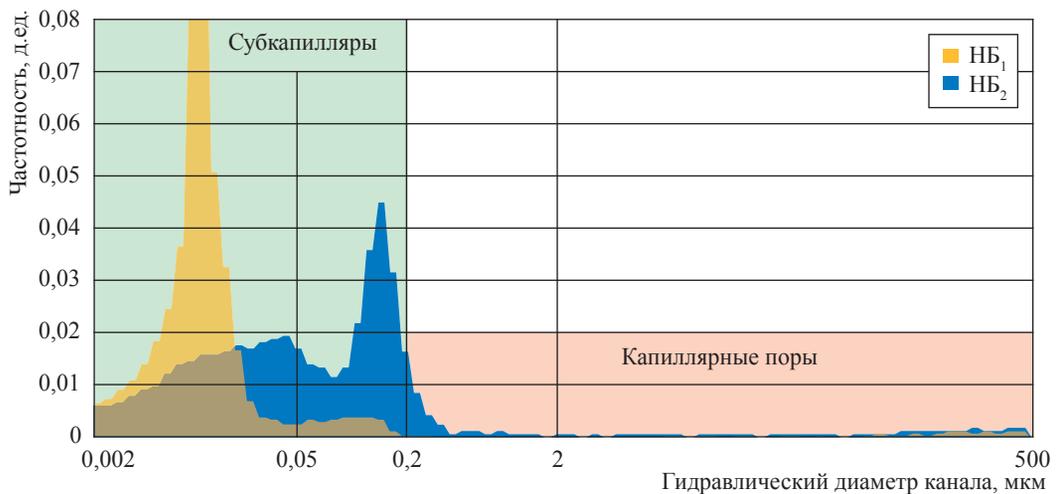


Рис. 5. Сопоставление долей субкапиллярных и капиллярных пор глинистых опок

Таблица 2

Классификация нанопор, принятая IUPAC [7]

Тип пор	Диаметр пор, нм	
	от	до
Ультрамикропоры	0,3	0,6
Микропоры	0,6	2
Мезопоры	2	50
Макропоры	50	500

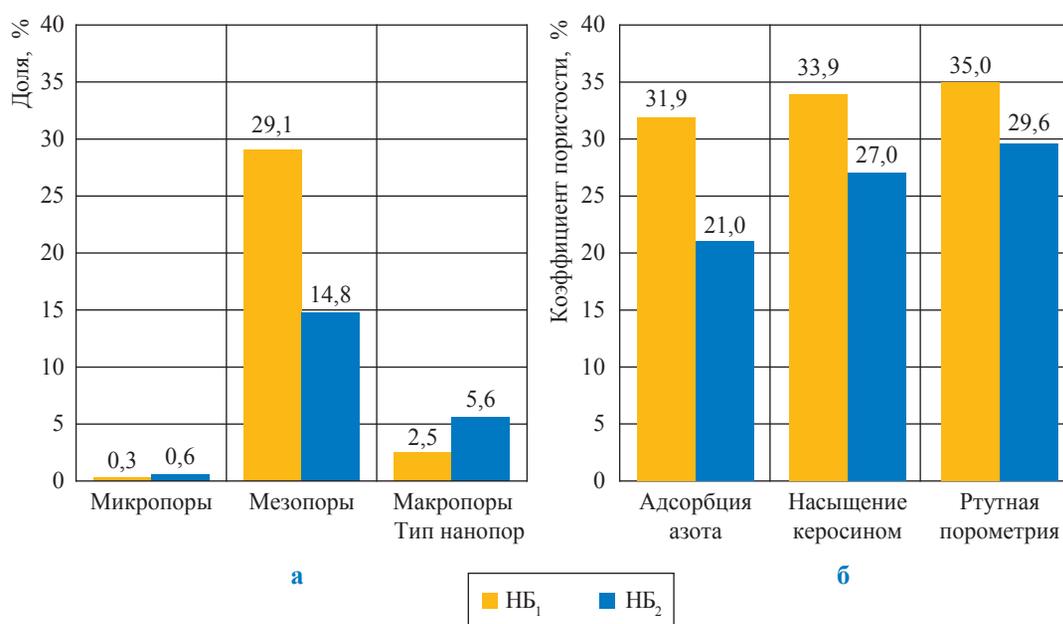
микроскопии позволит уточнить и структуру порового пространства на уровне, близком к границе между субкапиллярами и капиллярами, что необходимо для оценки отдающих свойств изучаемых глинистых газонасыщенных опок.

Отметим, что по доле микропор пласты НБ₁ и НБ₂ практически не различаются (см. рис. 6а): она близка к нулю (0,3 и 0,6 % соответственно). Следовательно, сорбционные свойства пластов НБ₁ и НБ₂ примерно одинаково низкие. Из чего следует важный для добычи газа вывод о том, что газ в опоках удерживается только капиллярными, а не химическими силами, поскольку известно, что наиболее эффективный размер микропор для адсорбции и удерживания адсорбированного метана составляет около 0,8 нм [7].

Оценка коэффициентов пористости рассматриваемых образцов методами физической адсорбции, насыщения и порометрии показала, что для обоих пластов измеренные его значения растут в направлении от оценки по азоту к оценке по ртути (см. рис. 6б). И это естественно, так как метод физической адсорбции азота реализуется на самых мелких фракциях породы, и наиболее крупные поры здесь выпадают из рассмотрения (такова особенность метода), а результат оценки по ртути увеличивается за счет использования высоких давлений (до 400 МПа) при проведении опытов. Оценка

коэффициента пористости методом насыщения керосином дает средний по величине результат из трех ранее названных, что косвенно подтверждает ее достоверность, поэтому в дальнейших построениях будем опираться именно на нее.

Сопоставление данных, приведенных на рис. 6, позволяет сделать важный вывод о том, что структура пустотного пространства изучаемых пород для пластов НБ₁ и НБ₂ существенно различна. А именно: для пласта НБ₁ доля мезопор составляет 85 % от общего коэффициента пористости (29,1 % из 33,9 %, см. рис. 6), следовательно, 85 % пор этого пласта относятся к порам, по которым движение флюидов практически невозможно, значит, практически невозможно получать высокие дебиты при вскрытии этого пласта даже с использованием гидроразрыва пласта. Для пласта же НБ₂ эта доля составляет 55 % (14,8 %



**Рис. 6. Распределение пористости образцов породы:
а – по типам нанопор; б – по способам оценки пористости**

из 27 %, см. рис. 6), следовательно, около 45 % пор здесь относится к числу тех, по которым движение флюидов происходит, хоть и под контролем капиллярных сил, поэтому пласт НБ₂ является перспективным с точки зрения газодобычи, нужно только подобрать подходящую технологию извлечения газа.

Размеры фильтрационных каналов матрицы глинистых опок резко снижаются с повышением содержания ОКТ-фазы в породе. Так, для пласта НБ₁, содержащего примерно 30 % кремнезема в ОКТ-фазе, преобладающие диаметры фильтрационных каналов составляют 20 нм, что на порядок ниже, чем для пласта НБ₂, в котором кремнезем представлен в основном тонкозернистым кварцем и практически отсутствует ОКТ-фаза.

Исходя из оценок доли мезопор в породе пласт НБ₂ является перспективным для газодобычи, нужно только подобрать подходящую технологию извлечения газа. Из пласта же НБ₁ практически невозможно будет получать газ даже при вскрытии этого пласта с использованием гидроразрыва, поскольку его коллектор представлен породами с высоким содержанием ОКТ-фазы кремнезема, а значит, с высокой долей мезопор.

Рентгеновская микротомография разрешением 1 мкм не раскрывает структуры порового пространства матрицы опок в диапазоне от 3 до 0,2 мкм, в связи с этим не ясна и роль данного диапазона в фильтрации флюидов. Решение этой задачи можно получить путем совмещения методов микротомографии и растровой электронной микроскопии (технологии «Цифровой керн»).

Список литературы

1. Черепанов В.В. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений / В.В. Черепанов, Ю.И. Пятницкий, Д.Я. Хабибуллин и др. // Матер. Международн. науч.-практ. конференции «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы». – Казань: ФЭН, 2014. – С. 104–110.
2. Черепанов В.В. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / В.В. Черепанов, С.Н. Меньшиков, С.А. Варягов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 2. – С. 11–26.
3. Ушатинский И.Н. Состав и условия формирования кремнистых формаций Западно-Сибирской геосинеклизы / И.Н. Ушатинский // Опалиты Западной Сибири: сб. науч. тр. – Тюмень, 1987. – С. 39–48.
4. Паршуков А.В. Первый опыт изучения петрофизических, литолого-минералогических и фильтрационно-емкостных свойств сенонских отложений Медвежьего месторождения. Возникшие проблемы и сложности / А.В. Паршуков, А.А. Дорошенко // Тез. докл. I Международн. науч.-практ. конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазоносных пластовых систем (SPRS-2016)». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – С. 44–45.
5. Дорошенко А.А. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири / А.А. Дорошенко, Я.О. Карымова // Экспозиция нефть газ. – 2016. – № 6 (69). – С. 23–27.
6. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / А.А. Карцев. – М.: Недра, 1972. – 280 с.
7. Адамова Л.В. Сорбционный метод исследования пористой структуры наноматериалов и удельной поверхности наноразмерных систем: учеб. пособие / Л.В. Адамова, А.П. Сафонов. – Екатеринбург: УрГУ, 2008. – 65 с.

Methods and results of studying voids in gas-saturated argillic gaizes at Lower-Berezovsk subsuite of Medvezhye field

S.A. Varyagov¹, S.V. Nersesov¹, A.A. Nikishin², S.G. Kreknin³, V.V. Ogibenin³, A.A. Doroshenko^{3*},
Ya.O. Karymova³

¹ Gazprom Dobycha Nadym LLC, Bld. 14, Pionerskaya street, Nadym, Tumen Region, 629736, Russian Federation

² Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

³ Gazprom Geologorazvedka LLC, Bld. 70, Gertsena street, Tumen, 625000, Russian Federation
E-mail: a.doroshenko@ggr.gazprom.ru

Abstract. Systematic studying of petrophysical properties and lithological-mineralogical composition of the Senonian argillic gaizes as reservoir rocks has started using core samples from the Medvezhye field wells drilled during 2013–2016 intentionally down to the Lower-Berezovsk subsuite sediments. Herewith, it became clear that core examination using procedures which are traditional for granulated reservoirs cannot describe reservoir properties of these rocks in full.

Studies of voids' structure were carried out by means of light microscopy, X-ray microtomography, mercury injection, physical adsorption. It was shown that three quarter of voids within the studied rocks were presented by nanodimensional pores.

The key difference of Senonian reservoirs is that their general porosity reaches 40 %, and permeability doesn't surpass $10^4 \mu\text{m}^2$. Herewith, to estimate general porosity of these rocks one cannot use water as a saturant due to dilatation of samples. Effective porosity and gas-saturation factor can be determined only on the basis of valuations of natural rock saturation with water got using isolated core samples. As far as the whole mass of Lower-Berezovsk subsuite sediments is water-saturated, all drill logs must be lifted in isolation.

According to descriptions of slides the microcracks were exposed by means of light microscopy. They are open, often are treated with isotropic silica and scale aggregates of a mineral taking color, possibly of the kaolinite clay.

Results of studying mineral composition (X-ray crystal analysis) and chemical properties of Lower-Berezovsk rocks enable to outline within this subsuite three layers labeled as НБ₀, НБ₁ и НБ₂. They differ by content of clay and alkali-soluble phase of silica.

Keywords: gas, reservoir, porosity, gas saturation, gaize.

References

1. CHEREPANOV, V.V., Yu.I. PYATNITSKIY, D.Ya. KHABIBULLIN et al. Prospects for increasing resource base of gas fields at late stage of development by means of studying production potential of alternative reservoirs in Above-Cenomanian sediments [Perspektivy narashchivaniya resursnoy bazy gazovykh mestorozhdeniy na pozdney stadia razrabotki putem izucheniya promyshlennogo potentsiala netraditsionnykh kollektorov nadsenonianskikh otlozheniy]. In: *Proc. of International sci.-practical conf. "Difficult to recover and unconventional hydrocarbon reserves: experiences and forecasts"*. Kazan: FEN, 2014, pp. 104–110. (Russ.).
2. CHEREPANOV, V.V., S.N. MENSNIKOV, S.A. VARYAGOV et al. Challenges in assessing oil-and-gas potential of Lower-Berezovsk sub-suite at the north of Western Siberia [Problemy otsenki neftegazoperspektivnosti otlozheniy nizhnerezhovskoy podsvity severa Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2015, no. 2, pp. 11–26. ISSN 2413-5011. (Russ.).
3. USHATINSKIY, I.N. Composition and provisions for generation of Western-Siberian geosyncline cherty formations [Sostav i usloviya formirovaniya kremnistykh formatsiy Zapadno-Sibirskoy geosineklizy]. In: *Opalits in Western Siberia* [Opalits Zapadnoy Sibiri]: collected sci. papers. Tumen, 1987, pp. 39–48. (Russ.).
4. PARSHUKOV, A.V., A.A. DOROSHENKO. The first experience of studying petrophysical, lithological-mineralogical and filtration-porosity properties of the Senonian Medvezhye-field sediments [Pervyy opyt izucheniya petrofizicheskikh, litologo-mineralogicheskikh i filtratsionno-yemkostnykh svoystv senonskikh otlozheniy Medvezhyego mestorozhdeniya]. In: *Int. sci. conf. SPRS-2016* ("Studies of petroleum reservoir systems: challenges & prospects"). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, pp. 44–45. (Russ.).
5. DOROSHENKO, A.A., Ya.O. KARYMOVA. Characteristics of a void in gaizes of Senonian sediments at the north of Western Siberia [Kharakteristika pustotnogo prostranstva opok senonskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri]. *Ekspozitsiya Neft Gaz*. 2016, no. 6(69), pp. 23–27. ISSN 2076-6785. (Russ.).
6. KARTSEV, A.A. *Hydrogeology of oil and gas fields* [Gedrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra, 1972. (Russ.).
7. ADAMOVA, L.V., A.P. SAFONOV. *A sorption method for studying porous structure of nanomaterials and specific surface of nano-dimensional systems* [Sorbtsionnyy metod issledovaniya poristoy struktury nanomaterialov i udelnoy poverkhnosti nanorazmernykh sistem]. Yekaterinburg: Ural State University, 2008. (Russ.).