

# Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири

**А.А. Дорошенко**

д. г.-м.н., начальник отдела подсчета запасов  
a.doroshenko@ggr.gazprom.ru

**Я.О. Каримова**

геолог отдела подсчета запасов  
ya.karimova@ggr.gazprom.ru

ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка»,  
Тюмень, Россия

**В работе впервые приводится характеристика пустотного пространства пород-коллекторов сенона Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири по результатам исследования керн методами оптической микроскопии, рентгеновской микротомографии, ртутной порометрии и с использованием объемно-статического вакуумного анализатора удельной поверхности и пористости образцов. Показано, что трещинная ёмкость составляет тридцатую часть общей пористости, а фильтрационные каналы имеют наноразмерность, которая зависит от того, какая фаза кремнезёма преобладает в породе.**

**Материалы и методы**

Для решения существующей проблемы были применены и проанализированы результаты следующих методов исследования керн: рентгеноструктурный анализ (РСА), описание шлифов, микротомография керн, ртутная порометрия.

**Ключевые слова**

опоки, нижнеберезовская подсвита, поровое пространство, кремнезем, шлифы, цифровой керн, фильтрационные каналы матрицы, трещино-поровый коллектор

Породы-коллекторы сенона Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири приурочены к отложениям нижнеберезовской подсвиты и представлены опоками тонкозернистыми в различной степени глинистыми, которые сложены светло-серым, кремнево-серым кремнистым веществом, с намывами и микролинзами буровато-серого глинистого материала, единичными интракластами аргиллита углистого, с примесью терригенных обломочных зерен, углефицированной растительной органики, пирита, глауконита, реликтами радиолярий, ихтеодетрита. Структура алевропелитовая, пелитовая. Текстура прерывистая пологоволнистая с элементами микролинзовидной, биотурбирована.

Результаты изучения минерального состава методами рентгеноструктурного анализа (РСА) и химических свойств пород нижнеберезовской подсвиты позволяют выделить в её составе, как минимум, три пласта — НБ<sub>0</sub>, НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub> (рис. 1, таб. 1).

Минеральный состав пород пласта НБ<sub>0</sub> характеризуется пониженным содержанием ОКТ-фазы кремнезёма (опал+кристобалит+тридимит), содержание которой здесь изменяется в интервале от 0,0 до 0,9 %, среднее значение — 0,1%. Содержание кварца варьирует от 43,2 до 63,6 %, составляя, в среднем, 56,6%. Глинистые минералы представлены преимущественно монтмориллонитом (от 21,8 до 39,8 %, в среднем — 29,3%). Содержание слюд варьирует от 1,5 до 11,8 %, составляя в среднем 5,7% (рис. 1а, таб. 1).

Минеральный состав пласта НБ<sub>1</sub> отличается от минерального состава остальных пластов повышенными значениями ОКТ-фазы, содержание которой составляет в среднем 21,7%, изменяясь от 0 до 35,8 %. Преобладающие значения содержания этой фазы кремнезёма (в пределах от 25 до 35 %) равномерно распределены по глубине в интервале от 980 до 997 м, а при переходе к вышележащему (НБ<sub>0</sub>) и нижележащему (НБ<sub>2</sub>) пластам доля ОКТ-фазы резко снижается, вплоть до нуля. Эти переходные зоны составляют не более пяти метров по разрезу. Содержание кварца в породах пласта НБ<sub>1</sub> изменяется от 36,5 до 58,4 % при среднем значении 44,6%. Суммарное содержание различных фаз кремнезёма в этом пласте составляет в среднем 65,3%. Из других минералов в наибольшей степени представлены глинистые минералы, среди которых так же, как и в пласте НБ<sub>0</sub>, преобладает монтмориллонит, доля которого варьирует в пределах от 12,7 до 41,8 % при среднем значении 21,9%. Таким образом, появление в породах ОКТ-фазы приводит к снижению содержания в породах, в первую очередь, кварца. Содержание слюды также уменьшается, но незначительно, изменяясь в интервале от 2,0 до 14,8 % и составляя в среднем 5,4% (рис. 1а, таб. 1).

Породы пласта НБ<sub>2</sub>, характеризующиеся повышенным содержанием ОКТ-фазы, имеют пониженную, по сравнению с породами других пластов, минералогическую плотность

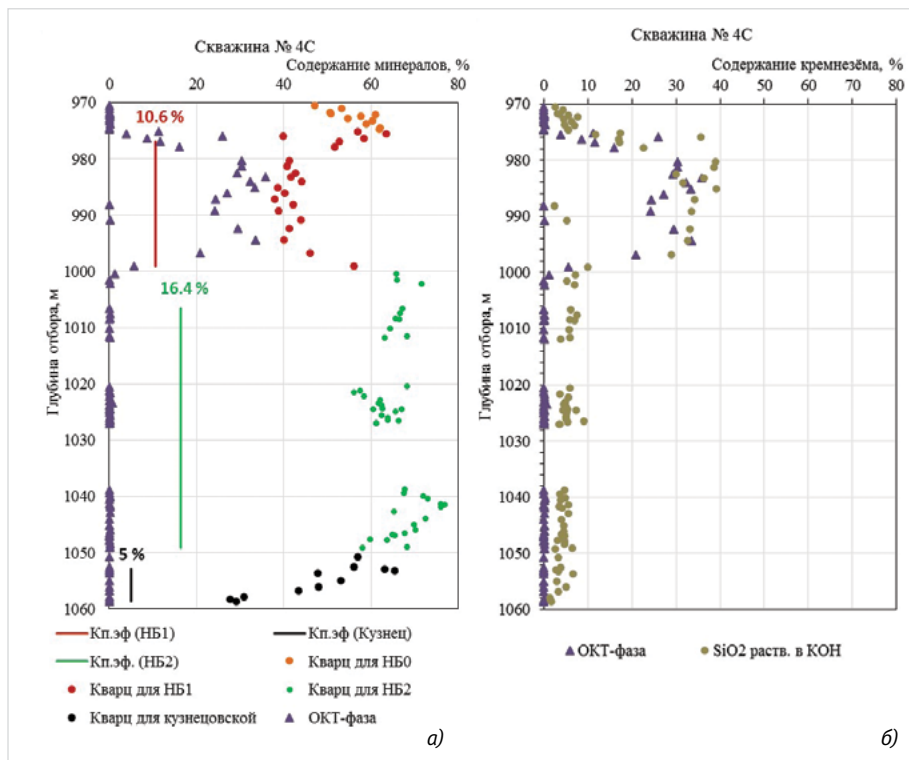


Рис. 1 — Изменчивость минерального состава опок нижнеберезовской подсвиты по разрезу: а) данные РСА, б) данные анализа растворимости породы в присутствии щелочей

Fig. 1 — Variability of mineral composition of gaizes in the lower Berezovskaya subformation through the section: a) XRD data, b) test results for alkali solubility of rock

Минералы, доля	НБ <sub>0</sub>			НБ <sub>1</sub>			НБ <sub>2</sub>		
	min	max	среднее	min	max	среднее	min	max	среднее
Кварц	43,2	63,6	56,6	36,5	58,4	44,6	55,7	81,6	66,0
ОКТ-фаза	0,0	0,9	0,1	0,0	35,8	21,7	0,0	1,3	0,1
Монтмориллонит	21,8	39,8	29,3	12,7	41,8	21,9	13,2	37,3	25,5
Слюда	1,5	11,8	5,7	2,0	14,8	5,4	1,4	55,5	4,3

Таб. 1 — Характеристика минерального состава пород скважины №4С  
Tab. 1 — Rock composition properties, well 4C

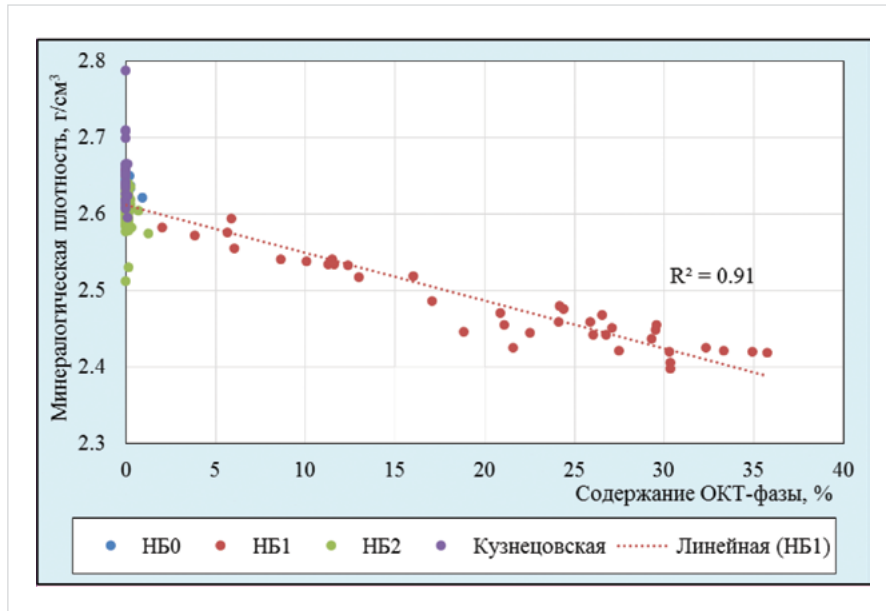


Рис. 2 — Зависимость между минералогической плотностью и содержанием ОКТ-фазы  
Fig. 2 — Matrix density vs OCT content

№ обр.	Глубина отбора, м	Средняя поверхностная плотность трещины по 6 граням кубика, см/см²	Раскрытость трещин, мкм			Ёмкость трещин, %
			min	max	среднее	
1	941,1	0,57	3	200	90	6,30
2	944,2	0,08	1	100	440	0,18
3	946,6	0,11	1	300	130	0,15
4	951,1		Трещины не обнаружены			
5	951,1	0,08	3	200	90	0,23
6	957,2	0,42	2	100	510	0,82
7	962,7	0,29	10	200	90	3,30
8	963,9	0,31	1	500	160	1,94
9	973,6	0,63	50	1800	840	0,75
10	982,1	0,11	5	1100	430	0,26
11	992,3	0,11	100	1500	770	0,14
12	995,0	0,11	10	200	90	1,30
13	996,1	0,09	3	200	90	1,00
14	1004,6	0,03	5	800	300	0,10
15	1008,3		Трещины не обнаружены			
16	1009,1		Трещины не обнаружены			
17	1010,7		Трещины не обнаружены			
18	1013,9	0,15	2	300	150	1,00
19	1016,6	0,21	100	2000	900	0,23
20	1017,8	0,16	20	1000	300	0,53

Таб. 2 — Характеристика ёмкости микротрещин опок  
Tab. 2 — Fracture porosity of gaizes

(от 2,398 до 2,658 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 2,495 г/см<sup>3</sup>). Это наглядно иллюстрируется обратной корреляционной зависимостью между плотностью и содержанием ОКТ-фазы, характеризующейся высоким коэффициентом детерминации 0,91 (рис. 2).

Породы пласта НБ<sub>2</sub> (интервал глубин от 999,5 до 1049,1 м) представлены преимущественно кварцем и глинистыми минералами (рис. 1а, таб. 1). Содержание кварца здесь варьирует от 55,7 до 81,6 %, составляя в среднем 66,0%. Глинистые минералы представлены преимущественно монтмориллонитом и составляют от 13,2 до 37,3 %, в среднем — 25,5%. Содержание слюд варьирует от 1,4 до 7,3 %, составляя в среднем 3,8%. Минералы ОКТ-фазы в данном интервале практически отсутствуют, их содержание заключено в интервале от 0,0 до 1,3 %, среднее значение — 0,1% (рис. 1а, таб. 1). Плотность пород пласта НБ<sub>2</sub> варьирует от 2,51 до 2,65 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 2,61 г/см<sup>3</sup> (рис. 2).

Резюмируя сказанное о минералогии нижеберёзовских отложений, необходимо отметить следующее.

Во-первых, основным породообразующим минералом является тонкозернистый кварц. Именно тонкозернистый, поскольку по данным оптической микроскопии доля терригенных примесей в породе, представленных зёрнами кварца и отдельными зёрнами полевых шпатов, не превышает 10%, т.е. далеко не 70%, как это следует из данных РСА (рис. 1а, таб. 1). Во-вторых, существенной особенностью рассматриваемых опок является то, что растворимость их в присутствии щелочей резко меняется при переходе от пласта НБ<sub>1</sub> к пластам НБ<sub>0</sub> и НБ<sub>2</sub> (рис. 1б). Видно, что в пластах НБ<sub>0</sub> и в НБ<sub>2</sub> доля растворимого кремнезёма не выше 9% в то время, как в пласте НБ<sub>1</sub> она достигает 40%, что соизмеримо с долей ОКТ-фазы кремнезёма в этом пласте. В-третьих, по всему разрезу нижеберёзовской подсытки встречаются следы цеолитов в объёме первых процентов.

Переходя к характеристике пустотного пространства, отметим, что характерной особенностью фильтрационно-ёмкостных свойств рассматриваемых коллекторов является низкая проницаемость (менее 0,1 • 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>) и высокая общая пористость (до 40%) (рис. 3). При этом общая пористость пласта НБ<sub>1</sub> выше общей пористости пласта НБ<sub>2</sub>, а эффективная пористость, наоборот, для пласта НБ<sub>1</sub> ниже, чем для пласта НБ<sub>2</sub> (рис. 1а).

Такое соотношение пористости и проницаемости пород связано с тем, что поровые каналы рассматриваемых глинистых опок носят, в основном, субкапиллярный характер. Наиболее крупные поры с размерами не более 200 мкм, видимые при оптической микроскопии шлифов (голубой цвет на рис. 4), образуются в результате выщелачивания раковин радиоларий (рис. 4а) и в местах скопления терригенных обломочных зёрен (рис. 4б). Кроме того, видимые под микроскопом, но более тонкие пустоты, можно наблюдать в местах развития открытых микротрещин (рис. 5).

Как показали результаты изучения трещинной ёмкости по кубикам размером 5x5 см, раскрытость их в среднем равна 336 мкм (таб. 2).

Как видно из таб. 2, ёмкость микротрещин опок изменяется от 0 до 6,3 %, составляя в среднем 1,14%.

Следует отметить, далеко не на всех шлифах удаётся увидеть поры такого размера. Так, при

исследовании структуры порового пространства в прокрашенных петрографических шлифах путем имидж-анализа цифрового изображения SIAMS 700 часто получается результат «пор нет».

Другими словами, высокая пористость рассматриваемых пород связана не с порами субмиллиметровой размерности, а с более тонкими порами. Действительно, изучение структуры порового пространства рассматриваемых глинистых опок методами рентгеновской микротомографии с помощью микротомографа

«SkyScan 1172» позволяет выявить и оценить объём пор размерами от 3 мкм и больше.

На рис. 6 приведены характерные кривые распределения по размерам пор и фильтрационных каналов, связывающих их в образцах размером 3 мм по диаметру и по высоте. Общим для этих распределений является тот факт, что, начиная с 12 мкм, число пор начинает резко нарастать в сторону более мелких пор, и их количество исчисляется тысячами, тогда как более крупные поры (судя по врезкам на рис. 6) исчисляются единицами, реже — десятками.

Другим общим моментом для этих распределений является то, что количество связанных каналов начинает резко нарастать не с 12, а с 6 мкм и их существенно меньше, чем пор соответствующего размера. Кроме отмеченной общности в приведённых распределениях, имеются и различия их для разных пластов. Так, на рис. 6а видно, что на образце с распределением, характерным для пластов НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub>, количество пор размером 4 мкм достигает 4000, количество каналов соответствующего размера на порядок меньше (их около 400), для пласта же НБ<sub>1</sub> эти величины не столь разнятся (3500 и 2000, соответственно). Отмеченное различие может быть и случайным из-за малых размеров образцов и подлежит проверке путём увеличения количества изучаемых образцов. Тем более, что есть основания полагать, что фильтрующие каналы в породах пласта НБ<sub>1</sub> имеют существенно меньший размер, чем в пласте НБ<sub>2</sub>. На этот факт указывают результаты исследования ядра методом ртутной порометрии.

А именно, из рис. 7, на котором приведены распределения гидравлических радиусов поровых каналов для образцов изучаемых опок, видно, что основная масса фильтрационных каналов пласта НБ<sub>1</sub> (рис. 7а) имеет размеры (радиусы) на порядок меньше, чем в пласте НБ<sub>2</sub> (рис. 7б). Отметим, что эти преобладающие радиусы имеют размеры не микрометров, а нанометров. В частности, для пласта НБ<sub>1</sub> наиболее часто встречающийся радиус равен 10 нм в то время как для пласта НБ<sub>2</sub> он составляет 100 нм. В связи с этим, вопрос о микронном размере фильтрационных каналов по данным рентгеновской микротомографии остаётся открытым. Так, судя по врезкам на рис. 7, их доля несоизмеримо меньше, чем доля каналов нанометрового размера.

Интересно отметить, что гидравлические радиусы фильтрационных каналов в плотной карбонатной породе на порядок выше, чем в глинистых опоках. На рис. 7 в приведены данные по образцу, взятому из глинистой кузнецовской свиты, подстилающей отложения изучаемой нижнеберёзовской подсвиты. Здесь фильтрационные радиусы могут иметь не только нанометровую размерность, но и достигают первые микрометры. Другими словами, фильтрационные возможности матрицы опок ниже, чем у плотных карбонатных пород.

Сравнительный анализ данных рентгеновской микротомографии и ртутной порометрии показывает, что структура порового пространства матрицы опок в диапазоне от 3 мкм до 10 нм ещё не изучена, в связи с этим, не ясна и его роль в фильтрации флюидов. Решение этой задачи можно получить путём совмещения методов микротомографии и растровой электронной микроскопии (технологии «Цифровой керн»). И это важно, поскольку результаты изучения структурно-геометрических характеристик пор изучаемых пород с использованием объёмно-статического вакуумного анализатора удельной поверхности и пористости ASAP-2020M указывают на различия структуры порового пространства в пластах НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub> на уровне пор нанометрового размера. На рис. 8, где приведены диаграммы изменчивости содержания микропор (диаметр менее 2 нм) и мезопор (диаметр от 2 до 50 нм), видно, что в пласте НБ<sub>1</sub> объём пор с диаметром от 2 до 50 нм (мезопоры) существенно больше, чем в пласте НБ<sub>2</sub>, где их объём практически такой же, как и в подстилающей изучаемые опоки кузнецовской свиты.

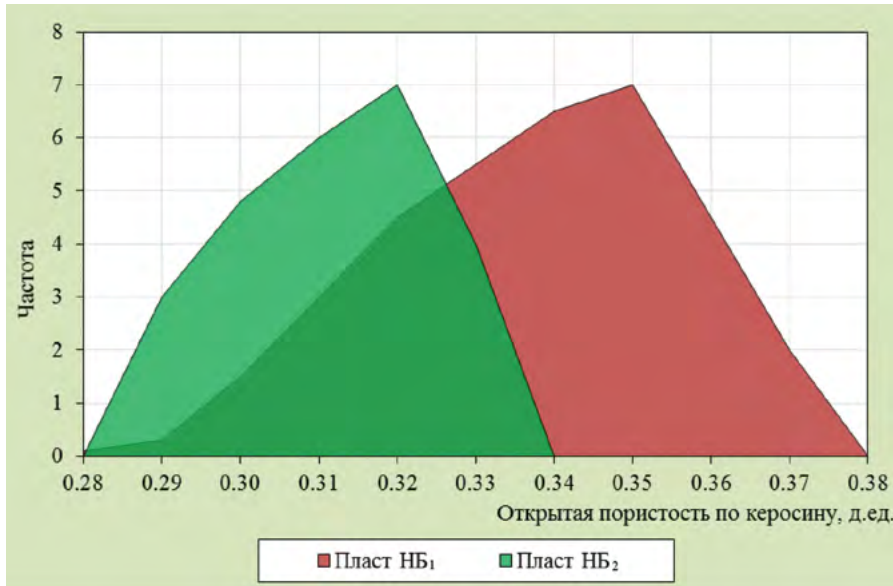


Рис. 3 — Открытая пористость по керосину  
Fig. 3 — Open porosity as tested with kerosene

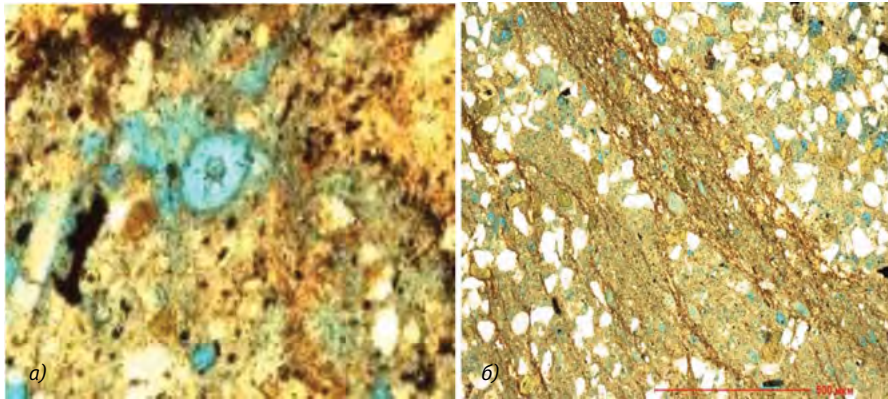


Рис. 4 — Поры капиллярной размерности: а) результат выщелачивания раковин радиолярий, б) результат неплотной упаковки терригенного материала  
Fig. 4 — Capillary pores: a) as a result of radiolarian shell dealcalization, b) as a result of loose packing of terrigenous rock

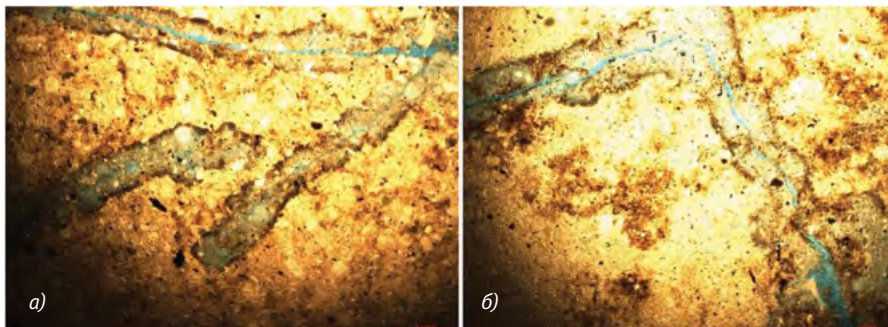


Рис. 5 — Пустоты, связанные с открытыми трещинами  
Fig. 5 — Voids connected with open fissures

### Итоги

В составе глинистых опок выделяются отдельные пласти, резко различающиеся по содержанию различных фаз кремнезёма — кварца и ОКТ-фазы. Пласт НБ<sub>1</sub> содержит в среднем 22% ОКТ-фазы и 44% кварца, против 0,1 и 66 % — для НБ<sub>2</sub>.

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.

Размеры фильтрационных каналов матрицы опок с повышенным содержанием ОКТ-фазы на порядок ниже, чем для опок, в которых

кремнезём представлен, в основном, тонкозернистым кварцем. Преобладающие размеры диаметров составляют 10 и 100 нм для пластов НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub>, соответственно.

Объёмы ультрамикрочастиц пор с диаметром менее 2 нм в опоках пластов НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub> не различаются, следовательно, их сорбционные свойства примерно одинаковы, при этом, одинаково низкие.

Дальнейшее уточнение структуры порового пространства матрицы опок с использованием технологий «Цифровой керн» позволит уточнить природу различий структуры порового пространства пластов, различающихся по содержанию ОКТ-фазы кремнезёма, что важно для решения вопросов по добыче газа из таких коллекторов.

### Выводы

Использование высокоразрешающей растровой микроскопии позволит уточнить и структуру порового пространства на уровне субкапиллярных пор с диаметрами менее 200 нм, что необходимо для оценки потенциальных адсорбционных свойств. Известно, что наиболее эффективный размер микропор для адсорбции и «удерживания» адсорбированного метана составляет около 0,8 нм, а из рис. 8 следует, что по объёму микропор с диаметром менее 2 нм пласти НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub> не различаются, следовательно, их сорбционные свойства примерно одинаковые и, при этом, одинаково низкие. Из чего следует важный для добычи газа вывод о том, что газ в опоках удерживается только капиллярными, а не химическими силами.

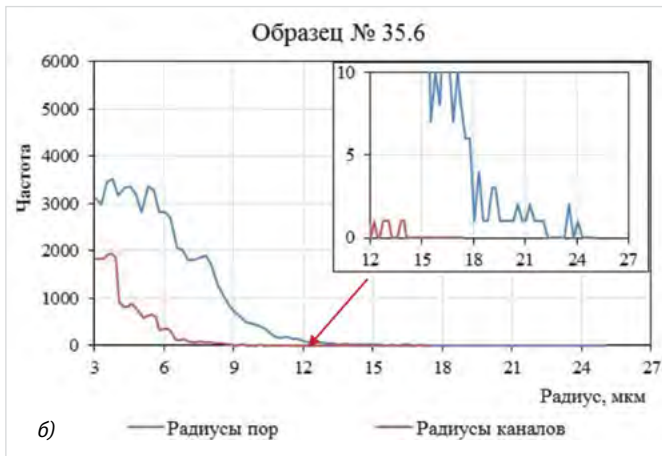
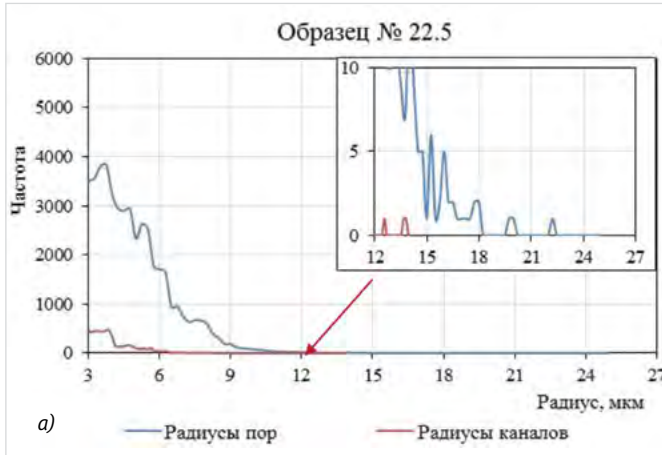


Рис. 6 — Распределение по размерам пор и связывающих их каналов: а) пласты НБ<sub>0</sub> и НБ<sub>2</sub>; б) пласт НБ<sub>1</sub>

Fig. 6 — Distribution by pore and channel sizes: а) NB<sub>0</sub> and NB<sub>2</sub> formations; б) NB<sub>1</sub> formation

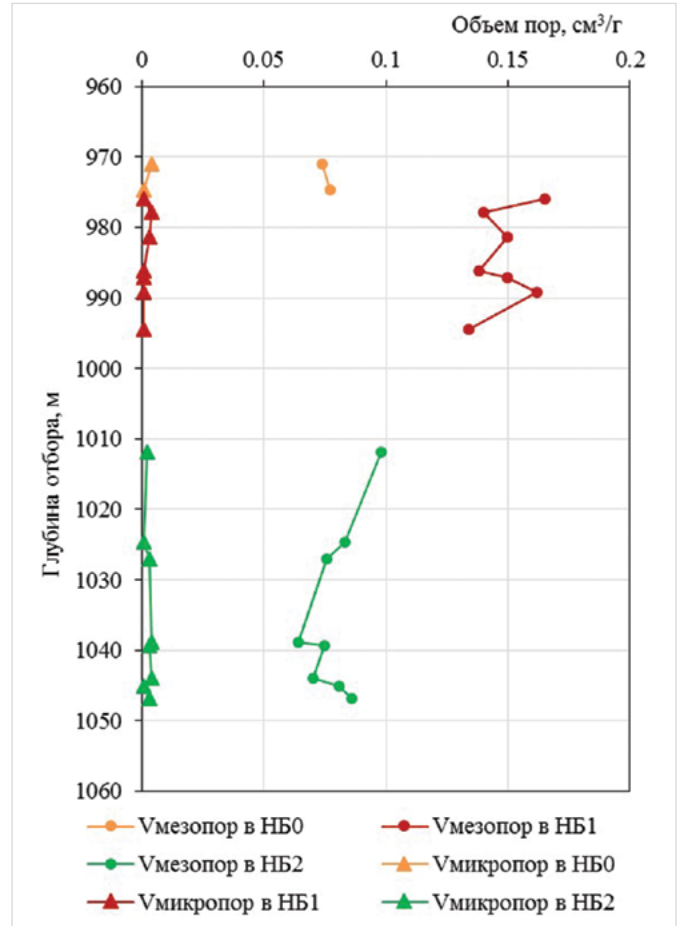


Рис. 8 — Изменчивость объёмов субкапиллярных пор (мезопор и ультрамикропор) опок нижнеберёзовской подсвиты

Fig. 8 — Variability of void volume in subcapillary pores (mesopores and micropores) of gaizes in the lower Berezovskaya subformation

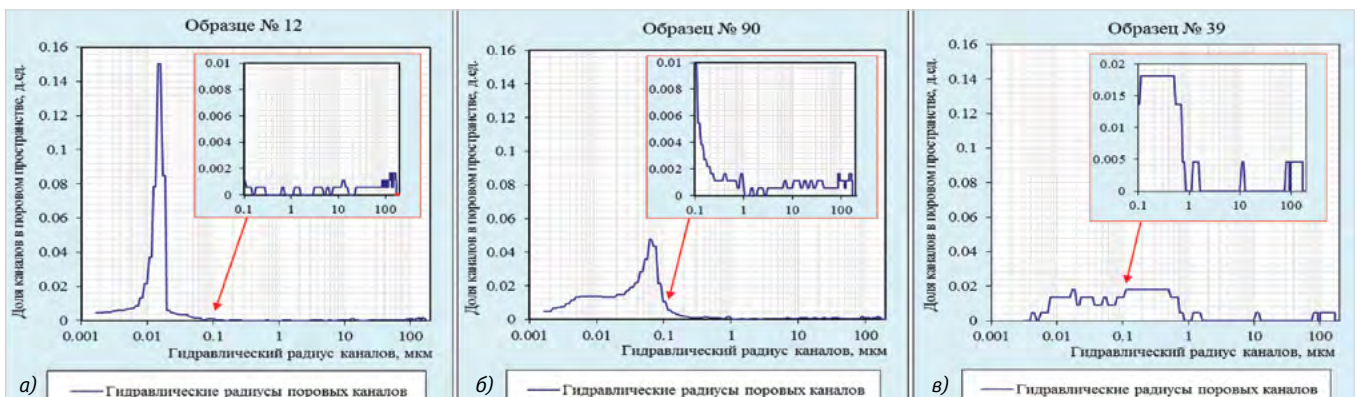


Рис. 7 — Результаты ртутной порометрии по керну скважины № 4С: а) пласт НБ<sub>1</sub>; б) пласт НБ<sub>2</sub>; в) карбонатная порода

Fig. 7 — Mercury porosimetry of the core from well 4C: а) NB<sub>1</sub> formation; б) NB<sub>2</sub> formation; в) carbonate rock

## Properties of voids in the Senonian gaize of the northern part of West Siberia

UDC 551+622.691

### Authors:

**Alexander A. Doroshenko** — Sc.D., head of inventory counting; [a.doroshenko@ggr.gazprom.ru](mailto:a.doroshenko@ggr.gazprom.ru)

**Yana O.Karymova** — geologist of the inventory calculation department; [ya.karymova@ggr.gazprom.ru](mailto:ya.karymova@ggr.gazprom.ru)

ITC Gazprom Geologorazvedka, Tyumen, Russian Federation

### Abstract

This paper gives the very first description of the reservoir void spaces of the Senonian epoch, belonging to the area of Nadym, Pur and Tazovskiy in West Siberia. The research is based on the core analysis accomplished with such techniques as light microscopy, X-ray microtomography, and mercury porosimetry. The study has also employed the data received with volumetric and static analyzer of specific surface area and porosity of the samples. It has been found that fracture capacity amounts to 1/30 of total porosity, and flow channels are sized to a nanoscale, which depends on the form of silica prevailing in the formation.

### Materials and methods

The following core analysis techniques have been applied and reviewed in order to solve the current problem: X-ray diffraction (XRD), thin section description, core microtomography, mercury porosimetry.

### Results

Composition of argillous gaize reveals several

sections, which are distinctly different in the amount of various silica forms – quartz and OCT (opal, cristobalite, and tridymite). On the average, NB<sub>1</sub> layer contains 22% of OCT and 44% of quartz, whereas NB<sub>2</sub> shows 0.1% and 66% respectively. Major volume of reservoir void space is represented by West Siberian argillous gaize and connected to pores, while microfissure capacity is of minor nature, accounting for 1/30 of total porosity. This means that the reservoir belongs to porous fractured type of formation. Flow matrix channels of high OCT gaizes are significantly smaller than those in which silica is mostly represented by fine-grained quartz. Prevailing diameters are 10 and 100 nm for NB<sub>1</sub> and NB<sub>2</sub> respectively. Capacities of ultra-microcapillary pores, which are found in NB<sub>1</sub> and NB<sub>2</sub> gaizes and are less than 2 nm in diameter, do not differ. Thus, their sorption properties are nearly the same and yet equally poor. Further study of the void space of the gaize matrix with core flow digital services will enable to define the nature of difference of pore volume structure, as applicable to formations

with different OCT-content, which is essential for issues related to gas production from such reservoirs.

### Conclusions

Use of high-resolution scanning microscopy will also allow further research of void space structure at the level of subcapillary pores of less than 200 nm in diameter, which is required for evaluation of adsorption potential. As is known, the most effective micropore size to adsorb and hold occluded methane is about 0.8 nm. As Figure 8 suggests, NB<sub>1</sub> and NB<sub>2</sub> formations are alike in the volume of voids of less than 2 nm in diameter. Thus, their sorption properties are nearly the same and yet equally poor. It therefore appears that gas in the gaizes is held by merely capillary force and not by chemical bond which is an important conclusion in the context of gas production.

### Keywords

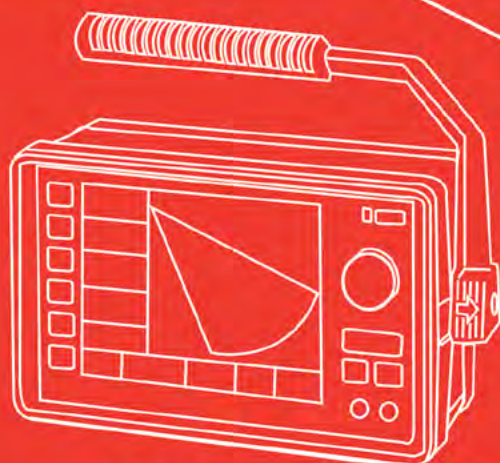
gaize, lower Berezovskaya subformation, void space, silica, thin sections, digital core flow, flow matrix, porous fractured reservoir



## РОБОСКОП ВТМ-5000

стенд лазерного сканирования  
и дефектоскопии

[www.votum.ru](http://www.votum.ru)



## ТОМОГРАФИК УД4-ТМ

многофункциональный  
дефектоскоп-томограф

