

ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ЗОН В СЕНОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

УДК 550.8

Д.Я. Хабибуллин, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ), d.khabibullin@adm.gazprom.ru

А.Н. Рыбьяков, ПАО «Газпром», A.Rybiakov@adm.gazprom.ru

Н.Р. Ситдилов, ПАО «Газпром», N.Sitdikov@adm.gazprom.ru

С.А. Варягов, ООО «Газпром добыча Надым» (Надым, РФ), varyagov@nadym-dobycha.gazprom.ru

С.В. Нерсесов, ООО «Газпром добыча Надым», nersesov@nadym-dobycha.gazprom.ru

С.Г. Крекнин, ООО «Газпром геологоразведка» (Тюмень, РФ), s.kreknin@ggr.gazprom.ru

В.В. Огибенин, ООО «Газпром геологоразведка», v.ogibenin@ggr.gazprom.ru

А.А. Дорошенко, ООО «Газпром геологоразведка», a.doroshenko@ggr.gazprom.ru

Я.О. Карымова, ООО «Газпром геологоразведка», ya.karymova@ggr.gazprom.ru

Д.Б. Родивилов, ООО «Газпром геологоразведка», d.rodivilov@ggr.gazprom.ru

Проведено сопоставление результатов лабораторных исследований образцов керн сенонских отложений из скважин Медвежьего месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ) с результатами интерпретации данных геофизических исследований скважин. Сделан вывод о том, что структура порового пространства зависит от степени перекристаллизации исходного кремнистого вещества: чем больше кварцевая составляющая в пласте, тем меньше доля мезопор и выше газонасыщенность. Если же в составе глинистых опок повышена доля ОКТ-фазы кремнезема (опал + кристобалит + тридимит), то в нем повышена и доля мезопор. Степень газонасыщенности коллекторов меняется по разрезу и предопределяется структурой порового пространства пород. Увеличение доли мезопор в пустотном пространстве приводит к уменьшению коэффициента газонасыщенности.

Выявленные взаимосвязи минерального состава пород со структурой порового пространства сенонских глинистых опок позволили установить в этих нетрадиционных коллекторах критерии выделения зональных интервалов с различной газонасыщенностью. По минеральному составу: пласт с повышенной газонасыщенностью характеризуется повышенной долей кварца и пониженной долей ОКТ-фазы кремнезема; пласт с пониженной газонасыщенностью – повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезема или повышенной глинизацией. По данным геофизических исследований скважин выявлена прямая зависимость между газонасыщенностью пласта и временем пробега продольной волны и обратная – между газонасыщенностью пласта и общей пористостью по результатам интерпретации ядерно-магнитного каротажа.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ОТЛОЖЕНИЯ СЕНОНА, ОПОКА, НИЖНЕБЕРЕЗОВСКАЯ ПОДСВИТА, ПОРОВОЕ ПРОСТРАНСТВО, КРЕМНЕЗЕМ, КВАРЦ, МИКРОТОМОГРАФИЯ, АДсорбЦИОННО-СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ, ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ КАНАЛЫ МАТРИЦЫ, ТРЕЩИННО-ПОРОВЫЙ КОЛЛЕКТОР, ПРИРОДНАЯ ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ.

Отложения сенонского возраста в настоящее время рассматриваются как источник поддержания добычи углеводородов (УВ) в пределах основных газовых месторождений севера Западной Сибири, находящихся на поздних стадиях разработки [1]. В процессе изучения коллекторских свойств и оценки промышленного потенциала над-

сеноманских отложений возникли трудности при определении эффективной пористости и газонасыщенности пород-коллекторов [2]. Это связано с тем, что традиционные методы исследования, применяемые для гранулярных коллекторов, не позволяют достоверно определить особенности коллекторских свойств этих пород [2, 3].

Систематическое изучение петрофизических свойств и литолого-минералогического состава сенонских отложений Медвежьего месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ) как пород-коллекторов началось на образцах керн, отобранного из скважин, пробуренных и испытанных в период с 2012 по 2017 г.

Khabibullin D.Ya., Gazprom PJSC (Saint Petersburg, Russian Federation), D.Khabibullin@adm.gazprom.ru
Rybiakov A.N., Gazprom PJSC, A.Rybiakov@adm.gazprom.ru
Sitdikov N.R., Gazprom PJSC, N.Sitdikov@adm.gazprom.ru
Varyagov S.A., Gazprom dobycha Nadym (Nadym, Russian Federation), varyagov@nadym-dobycha.gazprom.ru
Nersesov S.V., Gazprom dobycha Nadym, nersesov@nadym-dobycha.gazprom.ru
Kreknin S.G., Gazprom geologorazvedka LLC (Tyumen, Russian Federation), s.kreknin@ggr.gazprom.ru
Ogibenin V.V., Gazprom geologorazvedka LLC, v.ogibenin@ggr.gazprom.ru
Doroshenko A.A., Gazprom geologorazvedka LLC, a.doroshenko@ggr.gazprom.ru
Karymova Ya.O., Gazprom geologorazvedka LLC, ya.karymova@ggr.gazprom.ru
Rodivilov D.B., Gazprom geologorazvedka LLC, d.rodivilov@ggr.gazprom.ru

Litho-mineralogical and field geological criteria of distribution of productive zones in Senonian deposits

The comparison of the results of laboratory studies of core samples of Senonian deposits from the wells of the Medvezhie field (Yamalo-Nenets Autonomous Okrug) with the results of the interpretation of well log data was performed. It is concluded that the structure of the pore space depends on the degree of recrystallization of the initial siliceous substance: the larger the quartz content in the reservoir, the smaller the mesopore fraction and the higher the gas saturation. If the proportion of the opal-cristobalite-tridymite phase is increased in the silica clays, then the fraction of mesopores is also increased. The degree of gas saturation of the collectors varies along the section and is predetermined by the structure of the pore space of the rocks. An increase in the proportion of mesopores in a hole space leads to a decrease in the gas saturation coefficient. The revealed interrelationships between the mineral composition of rocks and the structure of the pore space of the Senonian silica clays have made it possible to establish the criteria for isolating zone intervals with different gas saturation in these unconventional reservoirs. For mineral composition: the reservoir with increased gas saturation is characterized by the increased proportion of quartz and a lower fraction of the opal-cristobalite-tridymite phase; the reservoir with a lower gas saturation has the increased content of the opal-cristobalite-tridymite phase or increased clay alteration. According to well logging data, there is the direct relation between the gas saturation of the reservoir and the travel time of the longitudinal wave, as well as there is the inverse relation between the gas saturation of the reservoir and the total porosity by the interpretation of nuclear magnetic logging.

KEYWORDS: SENONIAN DEPOSITS, SILICA CLAY, LOWER BEREZOVSKAYA SUBSUITE, PORE SPACE, SILICA, QUARTZ, MICROTOMOGRAPHY, ADSORPTION STRUCTURAL ANALYSIS, FILTRATION CHANNELS OF MATRIX, FRACTURE POROUS RESERVOIR, NATURAL WATER SATURATION.

ИССЛЕДОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА

Породы-коллекторы сенона Медвежьего месторождения приурочены к отложениям нижнеберезовской подсвиты коньяк-сантонского возраста и представлены опоками различной степени глинистости (от глинистых опок до глин опоковидных) серого цвета, с вкраплениями (от низких до высоких концентраций) раковин радиолярий, рассеянных в кремнисто-глинистой матрице. При анализе разрушенных образцов керн, раскалывающихся на фрагменты в пределах глинистых прослоев, поверхности скола демонстрируют четкие признаки излома от нерегулярного до полураковистого, характеризующегося матовым фарфоровым блеском, типичным для кремнисто-глинистых разностей.

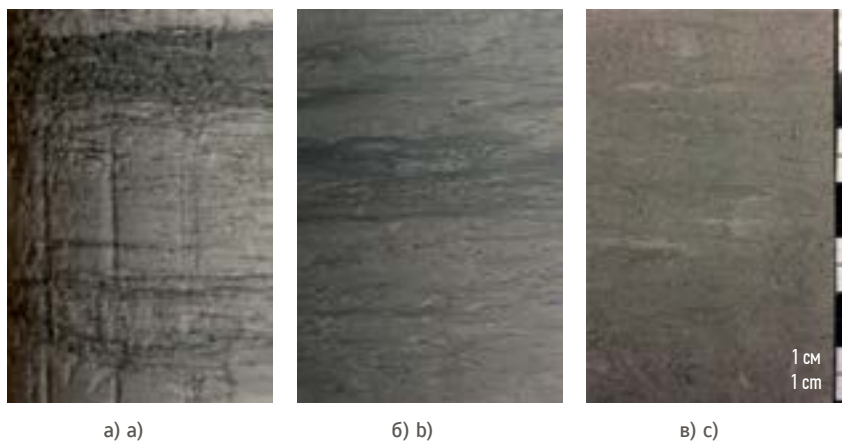


Рис. 1. Характерные текстуры горных пород нижнеберезовской подсвиты
 Fig. 1. Characteristic textures of the rocks of the Lower Berezovskaya subsuite

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

Изучаемые породы характеризуются высокой текстурной неоднородностью как на сантиметровом, так и на миллиметровом уровне. Тонкие слойки темно-серого глинистого материала чередуются со светло-серой

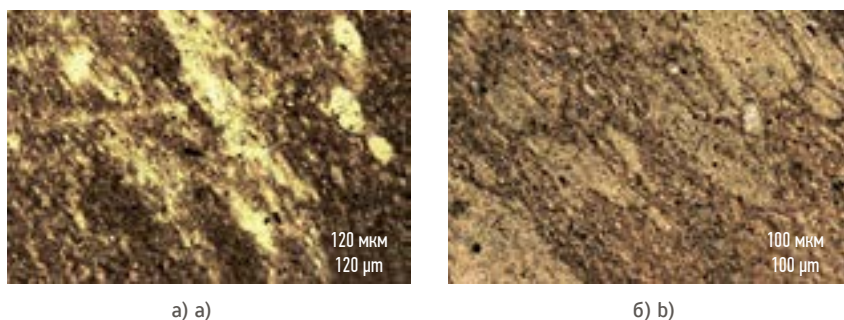


Рис. 2. Шлифы пород с комковатой текстурой
Fig. 2. Thin sections of rocks with lumpy texture

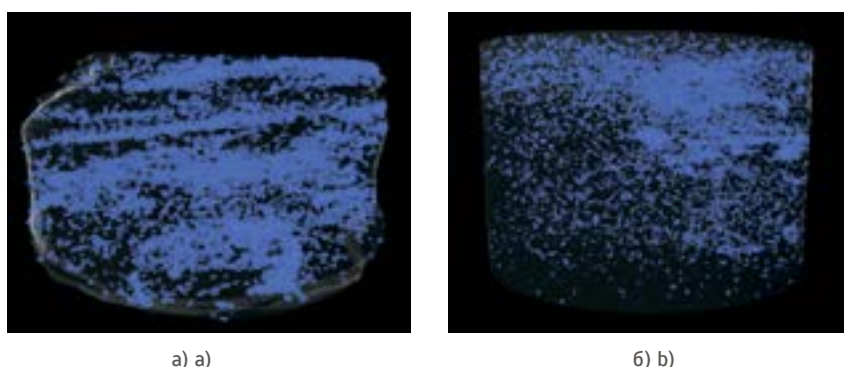


Рис. 3. Распределение глинистой составляющей (синий цвет) в образцах размером 3 × 3 мм
Fig. 3. Distribution of clay components (blue) in the samples of 3 × 3 mm in size

Таблица 1. Характеристика минерального состава пород, скв. № 4С
Table 1. Characteristics of rock mineral composition, well No. 4S

Минерал Mineral	Среднее, % Average, %		
	Пласты Reservoirs		
	НБ ₀ NB ₀	НБ ₁ NB ₁	НБ ₂ NB ₂
Кварц Quartz	56,6	44,6	66,0
ОКТ-фаза Opal-cristobalite-tridymite phase	0,1	21,7	0,1
Монтмориллонит Montmorillonite	29,3	21,9	25,5
Каолинит Kaolinite	1,5	1,6	0,5
Хлорит Chlorite	0,7	0,9	0,2
Слюда Mica	5,7	5,4	4,3
Альбит Albite	4,3	2,8	2,6
Ортоклаз Orthoclase	0,4	0,3	0,3
Пирит Pyrite	0,8	0,7	0,9
Цеолит (клиноптилолит (?)) Zeolite (clinoptilolite (?))	1,5	1,3	3,0
Кальцит + доломит Calcite + dolomite	0,10	0,09	0,09

кремнистой массой (рис. 1а, б). При увеличении под микроскопом видно, что даже визуально однородная порода обладает линзовидной текстурой (см. рис. 1в). Наблюдаются линзочки глин или кремнистой массы размером до 1 мм.

Наряду с линзовидно-волнистой текстурой встречается и линзовидно-пятнистая (комковатая) (рис. 2). Комковатость текстуры в одних случаях подчеркивается темными линзочками глинистого материала на светлом фоне кремнистого вещества (см. рис. 2а), в других – линзочками светлого кремнистого материала на темном фоне глинистого вещества (см. рис. 2б). Размеры линзочек составляют десятые и сотые доли мм.

Пятнистый характер распределения глинистого материала наблюдается и на микронном уровне, о чем свидетельствуют данные рентгеновской микрофотографии с разрешающей способностью 1 мкм (рис. 3). Видно, что глинистая составляющая (синий цвет) представлена как линзочками субгоризонтальной ориентировки (см. рис. 3а), так и отдельными неупорядоченными пятнами и пятнышками микронной размерности (см. рис. 3б).

Кроме сантиметрово-микронной неоднородности описанной выше текстуры изучаемых пород, в составе отложений нижеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения выделяются неоднородности более крупного масштаба. Вся толща нижеберезовской подсвиты подразделяется на три интервала, которые различаются по составу основных породообразующих минералов: пласты НБ₀, НБ₁, НБ₂ толщинами от 10 м до 40 м (табл. 1, рис. 4).

Минеральный состав пород пласта НБ₀ характеризуется пониженным содержанием ОКТ-фазы кремнезема (опал + кристобалит + тридимит), содержание которой изменяется в интервале от 0 до 0,9 %, среднее значение состав-

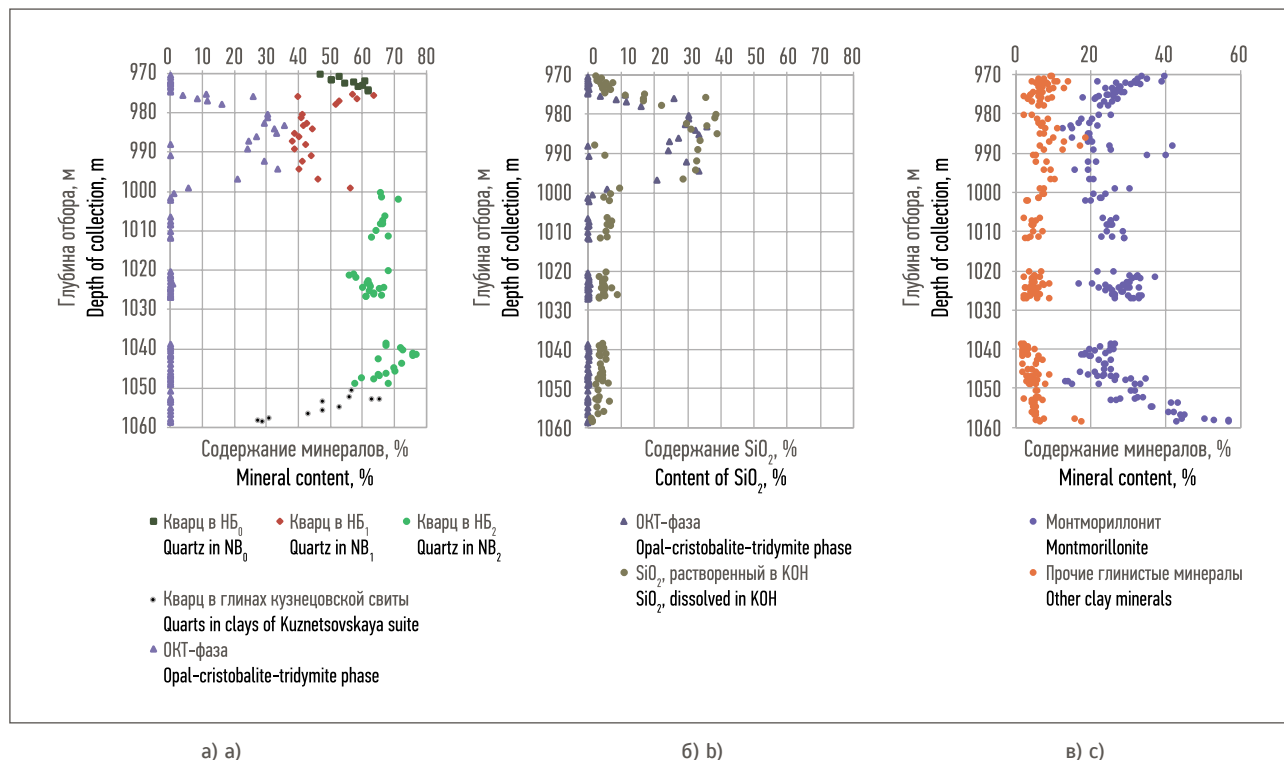


Рис. 4. Изменчивость минерального состава опок по разрезу скв. № 4С: а) содержание кварца по данным рентгеноструктурного анализа; б) содержание SiO_2 по данным растворимости горных пород в присутствии щелочей; в) содержание глинистых минералов по данным рентгеноструктурного анализа
Fig. 4. Variability of the mineral composition of the silica clays along the section of the well No. 4S: a) content of quartz according to the X-ray diffraction analysis data; b) content of SiO_2 according to the solubility of rocks in the presence of alkalis; c) content of clay minerals according to the X-ray diffraction analysis data

ляет 0,1 % (см. рис. 4а, табл. 1). Содержание кварца варьирует от 43,2 до 63,6 %, составляя в среднем 56,6 %. Глинистые минералы представлены преимущественно монтмориллонитом с содержанием от 21,8 до 39,8 %, в среднем – 29,3 % (см. рис. 4в, табл. 1).

Минеральный состав пласта НБ_1 отличается повышенными значениями ОКТ-фазы кремнезема, содержание которой составляет здесь в среднем 21,7 %, изменяясь от 0 до 35,8 % (см. рис. 4а, табл. 1). Преобладающие значения доли ОКТ-фазы кремнезема (в пределах от 25 до 35 %) равномерно распределены по глубине в интервале от 980 до 997 м, при переходе к вышележащему и нижележащему пластам НБ_0 и НБ_2 содержание ОКТ-фазы резко снижается до нуля.

Переходные зоны между пластами составляют не более 5 м по разрезу. Распределение ОКТ-фазы по разрезу хорошо согласуется с

другим методом анализа минерального состава породы – оценкой доли растворимого кремнезема в щелочных растворах (см. рис. 4б).

В интервале пласта НБ_1 доля растворимого кремнезема составляет около 35 %, что практически равно доле ОКТ-фазы. Кроме того, оценка минеральной плотности изучаемых пород показывает, что значения плотности существенно различаются для пластов НБ_1 и НБ_2 , составляя в среднем 2,44 и 2,60 г/см³ соответственно. Содержание кварца в породах пласта НБ_1 изменяется от 36,5 до 58,4 %, при среднем значении 44,6 %, суммарное содержание различных фаз кремнезема в среднем составляет 65,3 %. Из других минералов в наибольшей степени представлены глинистые минералы, среди которых, как и в пласте НБ_0 , преобладает монтмориллонит (см. рис. 4в, табл. 1).

Породы пласта НБ_2 (интервал глубин от 999,5 до 1049,1 м) представлены преимущественно кварцем и глинистыми минералами (см. рис. 4а, табл. 1). Содержание кварца варьирует от 55,7 до 81,6 %, составляя в среднем 66,0 %. Минералы ОКТ-фазы в данном интервале практически отсутствуют (см. рис. 4б, табл. 1). Глинистые минералы представлены преимущественно монтмориллонитом и составляют от 13,2 до 37,3 %, в среднем – 25,5 % от общего объема (см. рис. 4в).

ДАННЫЕ ГИС

Выделенные по особенностям минералогического состава пласты НБ_0 , НБ_1 , НБ_2 диагностируются и по данным ГИС. На рис. 5 приведена геолого-геофизическая характеристика разреза скв. № 4С, согласно которой однозначно определяются границы нижнеберезовской подсвиты по пониженным показаниям радиоактивных

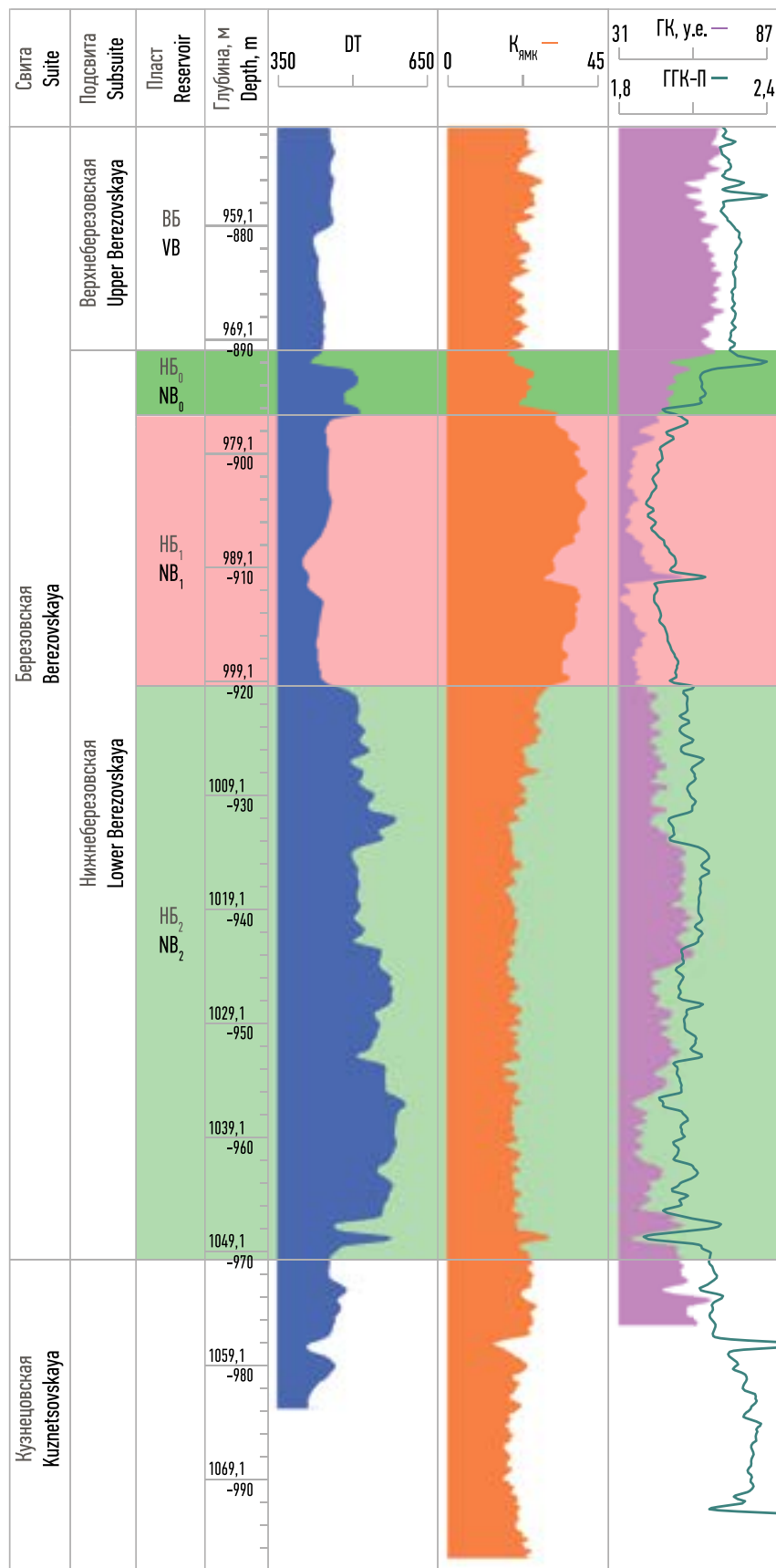


Рис. 5. Выделение пластов нижнеберезовской подсвиты по данным ГИС, скв. № 4С
Fig. 5. Allocation of the Lower Berezovskaya subsuite reservoirs according to the geophysics data, well No. 4C

методов ГГК-П и ГК. Пласт НБ₂ выделяется по повышенным значениям времени пробега продольной волны (DT) и по низким значениям общей пористости по результатам интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа (K_{ямк}). Границы пласта НБ₁ выделяются по данным ГИС. Пласт характеризуется пониженными значениями времени пробега продольной волны и высокими значениями K_{ямк}. Пласт НБ₀ характеризуется повышенными показаниями ГГК-П и ГК (чем и отличается от пласта НБ₁), а также повышенными значениями DT и низкими значениями K_{ямк}, чем схож по геофизическим свойствам с пластом НБ₂. Пласты НБ₀, НБ₁, НБ₂ также различаются по емкостным свойствам и газонасыщенности, что предопределяется особенностями структуры порового пространства рассматриваемых пород.

В связи с тем что основная масса фильтрационных каналов в изучаемых глинистых опоках имеет нанометровый размер радиусов (от 0 до 2000 нм) [4, 5], для изучения структуры порового пространства необходимы методы адсорбционно-структурного анализа (АСА), применяемого при изучении пористых структур в химии [6]. При описании результатов АСА используется количественная классификация пор по размерам (диаметрам), принятая Международным союзом теоретической и прикладной химии (IUPAC) [6]. Для всех пластов в поровом пространстве глинистых опок преобладают мезопоры с диаметром <50 нм (табл. 2).

Для пласта НБ₁ суммарный объем мезопор достигает 75 %, а для пластов НБ₂ и НБ₀ доля мезопор составляет около 50 %. По объему микро- и макропор пласты практически не отличаются друг от друга, тогда как по объемам пор капиллярной размерности наблюдается трехкратное различие. Для пласта НБ₁ доля капилляров не превышает 10 %, а для пластов НБ₂ и НБ₀ доля капилляров

составляет >30 % от всего объема порового пространства. Это различие существенно, поскольку движение флюидов в пластовых условиях в основном происходит именно по капиллярным и наиболее крупным порам субкапиллярной размерности (макропорам).

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Наблюдается тесная связь между долей содержания кварца в породе и суммарной долей капилляров и макропор в пустотном пространстве (рис. 6).

С увеличением доли содержания кварца в породе закономерно увеличивается и доля наиболее крупных пор в пустотном пространстве, что объясняет вероятный механизм появления данных пор. При кристаллизации исходного губчатого кремнистого осадка (геля кремниевой кислоты) в кварц происходит перераспределение молекул кремнезема к центрам кристаллизации. При этом по периферии зон кристаллизации образуются пустоты более крупных размеров, чем в исходном кремнистом осадке. Таким образом, чем больше вновь образованных кристаллов кварца в породе, тем больше размеры пустот. Из этого следует, что в пласте НБ₁, где кристаллизация кремнезема не достигла перехода в фазовое состояние кварца, размеры пор должны быть меньше, чем в пластах НБ₂ и НБ₀. Таким образом, естественным является тот факт, что доля мезопор в пласте НБ₁ намного больше, чем в других пластах, поскольку сохранена исходная пористость губчатой среды кремнезема.

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 суммарный объем пор в пластах НБ₂ и НБ₀ в два раза больше, чем в пласте НБ₁ (см. табл. 2), то и газонасыщенность пластов

Таблица 2. Доля пор различных классов в пустотном пространстве глинистых опок
Table 2. Proportion of pores of different classes in the pore space of argillaceous silica clays

Класс пор по IUPAC [6] Pore class by IUPAC [6]	Диаметр пор, нм Pore diameter, nm	Доля пор, % Percentage of pores, %					
		Скважина № 4С Well № 4S			Скважина № 3С Well No. № 3S		
		НБ ₀ NB ₀	НБ ₁ NB ₁	НБ ₂ NB ₂	НБ ₀ NB ₀	НБ ₁ NB ₁	НБ ₂ NB ₂
Капилляры Capillaries	200–2000	31,5	9,6	30,4	–	8,2	34,0
Макропоры Macropores	50–200	17,2	15,4	16,0	–	13,9	14,0
Мезопоры Mesopores	2–50	49,4	74,7	51,8	–	76,7	50,3
Микропоры Micropores	0,6–2	1,9	0,3	1,8	–	1,2	1,7

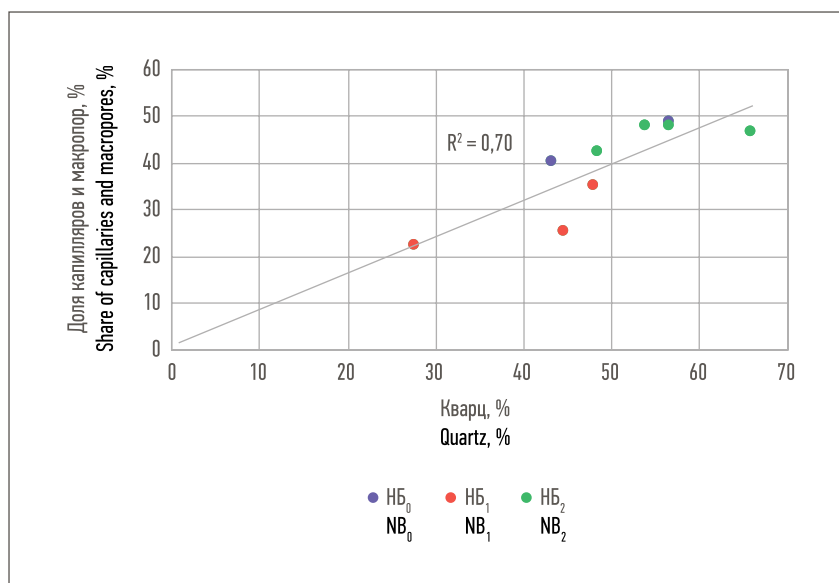


Рис. 6. Зависимость долей капилляров и макропор в пустотном пространстве глинистых опок от содержания кварца в породе
Fig. 6. Dependence of the fraction of capillaries and macropores in the pore space of argillaceous silica clays on the quartz content in the rock

НБ₂ и НБ₀ будет вдвое выше, чем газонасыщенность пласта НБ₁.

Соотношение газонасыщенности пластов подтверждается и прямыми определениями коэффициента газонасыщенности по керну при лабораторных исследованиях. Описанная выше микронно-сантиметровая неоднородность текстуры изучаемых пород накладывает отпечаток на результаты изучения пустотного пространства по стандартным цилиндрическим образцам размером 30 × 30 мм. Поскольку глины

представлены в основном минералами монтмориллонитового ряда, то все лабораторные исследования, связанные с водонасыщением образцов, становятся невозможными из-за набухания и последующего разрушения образцов [3]. В том числе невозможны и оценки эффективной пористости и коэффициента газонасыщенности. Единственный способ оценки характеристик изучаемых пород – это отбор изолированного керна и определение природной водонасыщенности K_g образцов экстрак-

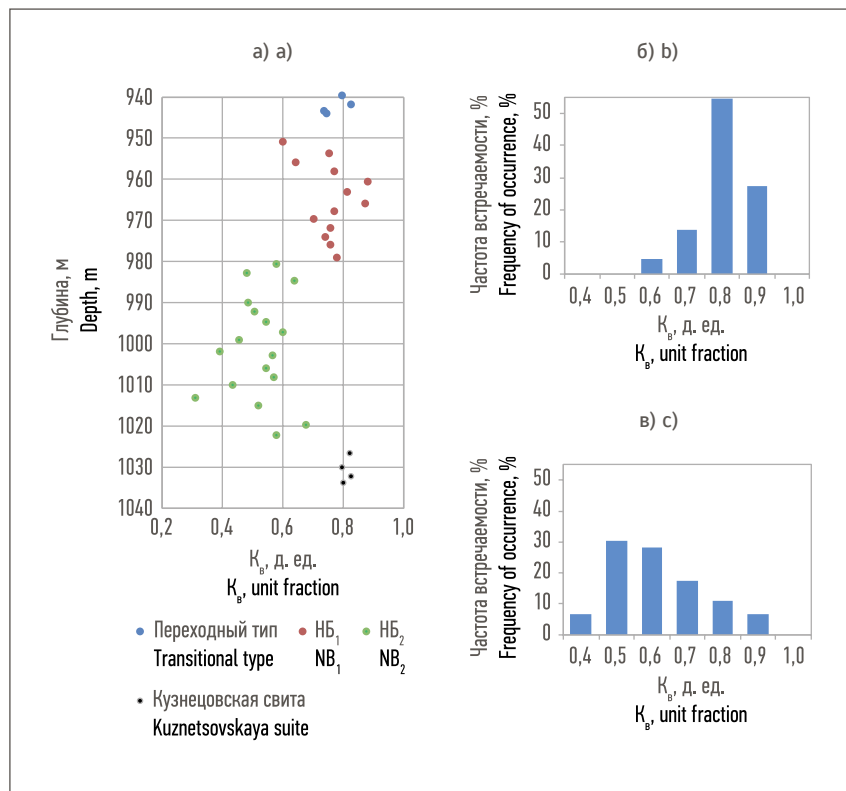


Рис. 7. Распределение коэффициента природной водонасыщенности по глубине и по частоте встречаемости ее значений: а) скв. № 3С; б) пласт $НБ_1$; в) пласт $НБ_2$
Fig. 7. Distribution of the coefficient of natural water saturation in depth and frequency of occurrence of its values: а) well No. 3S; б) reservoir NB_1 ; в) reservoir NB_2

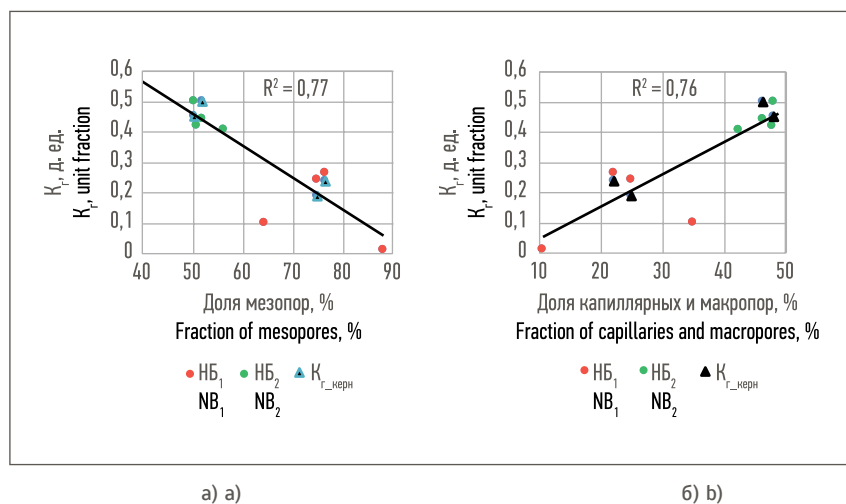


Рис. 8. Зависимость коэффициента газонасыщенности глинистых опок от структуры их порового пространства
Fig. 8. Dependence of the gas saturation coefficient of argillaceous silica clays on the structure of their pore space

ционно-дистилляционным методом. На этой основе определялся коэффициент газонасыщенности K_r пород-коллекторов сенона по формуле: $K_r = 1 - K_v$.

На рис. 7 приведены результаты изучения образцов изолирован-

ного керна, отобранного в скважине, пробуренной на безводном растворе.

Опыты выполнялись в ТНЦ ООО «ТюменНИИгипрогаз». Значения K_v изменяются от 0,31 до 0,88 д. ед. (см. рис. 7а), при этом K_r со-

ставляет от 0,12 до 0,69 д. ед. Поскольку водонасыщенность пород ни в одном из образцов не достигает 100 %, то можно утверждать, что вся толща нижнеберезовской подсвиты является газонасыщенной, но степень газонасыщенности различается по пластам. Самые низкие значения водонасыщенности изучаемых пород отмечаются в интервале пласта $НБ_2$, здесь образцы со значениями $K_v > 0,7$ д. ед. встречаются значительно реже, чем со значениями 0,5 и 0,6 д. ед. (см. рис. 7в). Иначе выглядит распределение K_v для пласта $НБ_1$ (см. рис. 7б), значения $>0,7$ д. ед. встречаются наиболее часто.

Изредка встречаются даже значения, характерные для глин кузнецовской свиты (черные точки на рис. 7а, значения $>0,8$ д. ед.). Глинистый пласт $НБ_0$ характеризуется несколько меньшей водонасыщенностью, чем $НБ_1$, но очень близкой к кузнецовским глинам.

Пониженная газонасыщенность пород пласта $НБ_1$ предопределяется структурой порового пространства. Пустотное пространство пород пласта на 75 % состоит из мезопор, которые, по теории, заполнены связанной водой [7], а значит, для газа здесь остается меньше места, чем в поровом пространстве пород пласта $НБ_2$, при том что их общая пористость практически одинакова [4]. Ярким подтверждением этого теоретического предположения служит выявленная на изучаемых образцах тесная взаимосвязь коэффициента газонасыщенности глинистых опок и доли мезопор в них (рис. 8а). Приведенные на рисунке значения K_r получены в четырех скважинах по данным ГИС (точки на рисунке) с использованием разработанной в методике интерпретации [8]. Кроме того, на рис. 8 вынесены значения K_r (треугольники), которые получены осреднением по пластам данных лабораторных исследований изолированных образцов. С увеличением доли мезопор до

уровня 90 % коэффициент газонасыщенности снижается до нуля (см. рис. 7а). Этим подтверждается теоретические предположения о том, что мезопоры полностью водонасыщенны и K_r растет с увеличением доли капилляров и макропор (см. рис. 7б).

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

ВЫВОДЫ

Результаты исследований, выполненных на образцах керна сенонских отложений из скважин Медвежьего месторождения, в сопоставлении с результатами интерпретации данных ГИС позволяют сделать следующие выводы.

Структура порового пространства зависит от степени перекристаллизации исходного кремнисто-кварцевая составляющая в пласте, тем меньше доля мезопор и выше газонасыщенность.

Вся толща нижеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения газонасыщенна. Степень газонасыщенности коллекторов меняется по разрезу и предопределяется структурой порового пространства пород. Увеличение доли мезопор в пустотном пространстве приводит к уменьшению коэффициента газонасыщенности.

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

По минеральному составу:
– пласт с повышенной газонасыщенностью (НБ₂) характеризу-

ется повышенной долей кварца и пониженной долей ОКТ-фазы кремнезема;

– пласт с пониженной газонасыщенностью характеризуется или повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезема (НБ₁), или повышенной глинизацией (НБ₀).

По данным ГИС:

– пласт с повышенной газонасыщенностью (НБ₂) выделяется по повышенным значениям времени пробега продольной волны и по низким значениям общей пористости по результатам интерпретации ядерно-магнитного каротажа;

– пласт с пониженной газонасыщенностью (НБ₁) выделяется по низким значениям ДТ и по высоким значениям общей пористости;

– пласт со средними значениями газонасыщенности (НБ₀) имеет промежуточные между НБ₁ и НБ₂ характеристики. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Черепанов В.В., Пятницкий Ю.И., Хабибуллин Д.Я. и др. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсенонских отложений // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы. Казань: Изд-во ФЭН, 2014. С. 104–110.
2. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А. и др. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижеберезовской подсвиты севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 2. С. 11–26.
3. Паршук А.В., Дорошенко А.А., Карымова Я.О. Первый опыт изучения петрофизических, литолого-минералогических и фильтрационно-емкостных свойств сенонских отложений Медвежьего месторождения. Возникшие проблемы и сложности // Сб. мат-лов «VII Тюменский инновационный нефтегазовый форум». Тюмень, 2016. С. 127–129.
4. Дорошенко А.А., Карымова Я.О. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 6. С. 23–27.
5. Варягов С.А., Нерсесов С.В., Никишин А.А. и др. Методы и результаты изучения пустотного пространства газонасыщенных глинистых опок нижеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения // Тезисы докладов IV Междунар. науч.-практ. конф. «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2017)». М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. С. 63.
6. Адамова Л.В., Сафронов А.П. Сорбционный метод исследования пористой структуры наноматериалов и удельной поверхности наноразмерных систем. Екатеринбург: УрГУ им. А.М. Горького, 2008. 65 с.
7. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1972. 280 с.
8. Родивиллов Д.Б., Кокарев П.Н., Мамяшев В.Г. Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижеберезовской подсвиты севера Западной Сибири и ее связь с минеральным составом и структурой пустотного пространства // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 3. С. 26–31.

REFERENCES

1. Cherepanov V.V., Pyatnitsky Yu.I., Khabibullin D.Ya., et al. Prospects for Increasing the Resource Base of Gas Fields at the Late Stage of Development by Studying the Industrial Potential of Non-Traditional Reservoirs of the Above-Senonian Deposits. Hardly-Extracted and Unconventional Hydrocarbon Reserves: Experience and Forecasts. Kazan, Publishing House FEN, 2014, P. 104–110. (In Russian)
2. Cherepanov V.V., Menshikov S.N., Varyagov S.A., et al. Problems of Estimating the Oil and Gas Prospects of the Deposits of the Lower Berezovskaya Subsuite of the North of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, 2015, No. 2, P. 11–26. (In Russian)
3. Parshukov A.V., Doroshenko A.A., Karymova Ya.O. The First Experience of Studying the Petrophysical, Litho-Mineralogical and Filtration Capacitive Properties of the Senonian Deposits of the Medvezhie Field. Emerging Problems and Complexities. Collection of Materials "VII Tyumen Innovation Oil and Gas Forum". Tyumen, 2016, P. 127–129. (In Russian)
4. Doroshenko A.A., Karymova Ya.O. Characteristics of the Hollow Space of the Silica Clays of Senonian Deposits in the North of Western Siberia. *Ekspozitsiya Neft Gaz* = Exposition Oil Gas, 2017, No. 6, P. 23–27. (In Russian)
5. Varyagov S.A., Nersesov S.V., Nikishin A.A., et al. Methods and Results of Studying the Pore Space of Gas-Saturated Argillaceous Silica Clays of the Lower Berezovskaya Subsuite of the Medvezhie Field. Abstracts of the IV International Scientific and Practical Conference "World Resources and Reserves of Gas and Advanced Technologies for Their Development (WGRR-2017)". Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 2017, P. 63 (In Russian)
6. Adamova L.V., Safronov A.P. Sorption Method for Studying the Porous Structure of Nanomaterials and Specific Surface of Nanoscale Systems. *Ekaterinburg, Gorky Ural State University*, 2008, 65 p. (In Russian)
7. Kartsev A.A. Hydrogeology of Oil and Gas Fields. Moscow, Nedra, 1972, 280 p. (In Russian)
8. Rodivilov D.B., Kokarev P.N., Mamyashev V.G. Gas Saturation of the Unconventional Collector of the Lower Berezovskaya Subsuite of the North of Western Siberia and Its Relation to the Mineral Composition and Structure of the Pore Space. *Ekspozitsiya Neft Gaz* = Exposition Oil Gas, 2018, No. 3, P. 26–31. (In Russian)