

Литолого-емкостная модель пустотного пространства наноколлекторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири

Я.О. Карымова

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

ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень,
Россия

Породы-коллекторы нижнеберезовской подсвиты представлены опоками тонкозернистыми, в различной степени глинистыми. Эти коллекторы принято считать нетрадиционными, в первую очередь, за счет нетипичного сочетания высокой пористости (в среднем 32%) и низкой проницаемости (менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Это, как показано в настоящей работе, объясняется тем, что основная часть пор (до 75%) в изучаемых породах имеет субкапиллярные размеры, движение флюидов по которым практически невозможно. При этом литологические особенности пород оказывают существенное влияние на структуру порового пространства. Так, пласты с различным содержанием аморфного кремнезема имеют разную эффективную газонасыщенную пористость. Количественная оценка доли пор различного размера в общем пустотном пространстве — суть литолого-емкостная модель структуры порового пространства — позволяет описать эти различия и прогнозировать возможную эффективную газонасыщенную пористость изучаемых коллекторов.

Для ряда районов севера Западной Сибири, имеющих устойчивое падение добычи газа сеноманских залежей, отложения нижнеберезовской подсвиты рассматриваются как возможный источник ее поддержания [1]. Промышленная значимость этих отложений еще не оценена, что, как отмечается в работе [2], связано с недостаточной изученностью вещественного состава пород и того, как он влияет на морфологию пустотного пространства и на фильтрационно-емкостные свойства рассматриваемых коллекторов.

Породы-коллекторы нижнеберезовской подсвиты сенона в пределах Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири представлены опоками тонкозернистыми, глинистыми в различной степени. Коллектор принято считать нетрадиционным, в первую очередь, за счет нетипичного сочетания высокой пористости (в среднем 32%) и низкой проницаемости (менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²). По данным рентгеноструктурного анализа в минеральном составе рассматриваемых пород преобладают минералы различных фаз кремнезема — кварц, ОКТ-фаза (опал+кристобалит+тридимит) и глинистые минералы монтмориллонит, слюды, хлорит. Суммарно кремнистые и глинистые минералы в рассматриваемых породах составляют около 90%, т.е. являются породообразующими, а остальные минералы представлены единицами процентов. При этом доля различных фаз кремнезема существенно меняется по разрезу, что и послужило основанием для выделения в составе нижнеберезовской подсвиты трех пластов НБ₀, НБ₁, НБ₂ [3]. Отметим, что НБ₁ резко отличается от других пластов повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезема (до 40%) в то время, как в пластах НБ₀ и НБ₂ преобладает кварц (до 70%). При этом верхний пласт НБ₀ отличается от других пластов более высокой (до 40%) глинистостью. Кроме того, он имеет небольшую толщину (около одной десятой от общей толщины нижнеберезовской подсвиты) и в некоторых скважинах совсем не охарактеризован

керном, поэтому ниже в статье, в основном, речь идет о пластах НБ₁ и НБ₂.

Пустотное пространство газонасыщенных глинистых опок нижнеберезовской подсвиты Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири представлено, в основном, порами, так как емкость микротрещин носит подчиненный характер, составляя одну тридцатую часть от общей пористости [3]. По данным микротомографии поровая составляющая пустотного пространства характеризуется тем, что преобладающими как по количеству, так и по объему являются поры с диаметрами менее 20 мкм. Более того, гидравлическая связь между порами осуществляется, в подавляющей массе, каналами нанометровой размерности. Ярким примером такого соотношения размеров пор и фильтрационных каналов является снимок фрагмента рассматриваемой породы размером 7 на 20 мкм с увеличением в 50000 раз (рис. 1), выполненный в ООО «Системы для микроскопии и анализа» (Москва, Сколково).

Все пустоты здесь имеют размеры менее одного-двух микрон. И, 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. Показательно, что во многочисленных щелевидных, но мелких порах (левая половина снимка на рисунке) вторичного минералообразования не происходило, т.е. привноса минеральных солей за счет фильтрации вод в них не было. И это естественно, поскольку из теории [4] известно, что в порах субкапиллярного размера (с диаметром менее 0,2 мкм, т.е. менее 200 нм) движение флюидов практически невозможно за счет того, что они полностью заполнены связными водами. По данным А.А. Карцева [4]: «Связные воды удерживаются на поверхности минеральных частиц породы силами молекулярного сцепления, образуя слой, толщина которого может достигать несколько сот диаметров

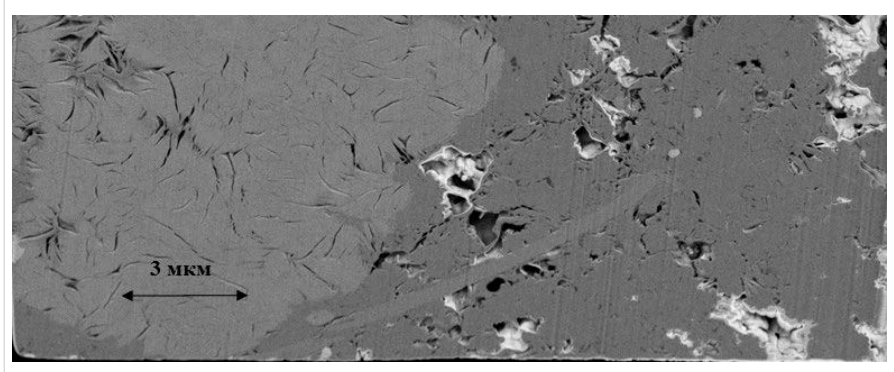


Рис. 1 — Снимок по срезу глинистой опоки с 50000 кратным увеличением
Fig. 1 — Argillous opok section picture 50,00-fold zoom

Материалы и методы

Для построения литолого-емкостных моделей в работе используются материалы по четырем скважинам, на керне из которых проводилось изучение литологии методами рентгеноструктурного анализа; изучение пустотного пространства методами ртутной порометрии, адсорбционно-структурного анализа (АСА); оценка общей пористости образцов керосинонасыщением по методу Преображенского и природной водонасыщенности пород по образцам изолированного керна.

Ключевые слова

опоки, нижеберезовская подсвета, поровое пространство, кремнезем, ртутная порометрия, объемно-статический вакуумный анализатор, фильтрационные каналы матрицы, трещинно-поровый коллектор

молекулы воды». Поскольку диаметр молекулы воды составляет 0,3 нм, то этот слой может составлять более 30 нм с каждой стороны поры или трещины и, следовательно, пустоты с зиянием менее 50 нм гарантированно будут заполнены связной водой. При этом нижний слой (толщиной в несколько молекул) удерживается на поверхности породы очень большими (до 1000 МПа) давлениями [4].

Учитывая такой малый размер пор в изучаемых коллекторах, важной задачей является выяснение структуры пустотного пространства с целью 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. Ниже рассматриваются результаты исследования этого вопроса путем моделирования структуры порового пространства с использованием данных ртутной порометрии и физической адсорбции в сопоставлении с оценками пористости традиционным методом Преображенского с керосинонасыщением стандартных образцов размером 30 на 30 мм.

Для описания результатов анализа пористых сред с порами нанометровой размерности используется количественная классификация их по размерам (диаметрам), принятая международным комитетом IUPAC [5] (таб. 1).

Каждый из выше указанных методов имеет свои особенности и ограничения.

Так, при проведении ртутной порометрии используется ртутный порометр AutoPore IV 9520, рассчитанный на измерения в диапазоне давлений в ртути от близкого атмосферному 0,003 МПа до 414 МПа, что соответствует диапазону измеряемых диаметров пор от 3 нм до 300000 нм, т.е. поровые каналы с диаметром менее 3 нм выпадают из анализа. Ниже будет показано, что в изучаемых породах доля микропор очень мала и составляет менее 2%, поэтому потеря информации о них при ртутной порометрии не является существенным недостатком.

Изучение мелких пор осуществляется методом адсорбционно-структурного анализа по изотермам адсорбции-десорбции азота при температуре 77,4 К [5] с использованием объемно-статического вакуумного анализатора удельной поверхности и пористости ASAP-2020M. В этом приборе давление изменяется от 0,0 МПа до 0,13 МПа, что

соответствует измерению диаметров микропор в диапазоне от 0,3 нм до 500 нм. В этом методе из детального анализа выпадают поры с повышенными диаметрами (крупнее 100 нм). Это связано с тем, что «макропоры настолько широки, что для них невозможно детально изучить изотерму адсорбции из-за ее близости к прямой $p/p_0=1$ » [5].

В описанных выше методах изучения структуры порового пространства используются образцы существенно меньшего размера, чем стандартные (30 мм на 30 мм), применяемые при оценке пористости методом насыщения (керосином или моделью пластовой воды). А именно, в ртутной порометрии пенетрометр может заполняться измельченной породой с размерами фракции от 1 мм до 10 мм или используется цилиндрический образец диаметром 14 мм. Для определения адсорбционно-структурных показателей изучаемых опок образцы дробились и для анализа выделялась фракция от 0,45 мм до 0,63 мм.

Естественно, что при уменьшении размеров образцов будет теряться информация о наиболее крупных порах, таких как те, которые связаны с микро- и, особенно, с макротрещинами, с биокластами, которые будут разрушаться при дроблении породы. Другими словами, использование ртутной порометрии и адсорбционно-структурного метода позволяет моделировать только структуру порового пространства матрицы коллекторов, а для получения полного представления о структуре пустотного пространства пород-коллекторов необходимо проводить комплексный анализ результатов исследования различными микро- и макрометодами.

При изучении структуры пустотного пространства коллекторов несколькими методами обычно возникают различия в оценке его объема. В нашем случае это наблюдается при оценке коэффициента открытой пористости. На рис. 2 приведены оценки коэффициента пористости (K_p) двух образцов из разных пластов $H_{Б_1}$ и $H_{Б_2}$, полученные разными методами: методом физической адсорбции (по азоту, $K_p(ад)$), методом насыщения (по керосину, $K_p(к)$) и методом порометрии (по ртути, $K_p(рт)$).

Видно, что для обоих образцов оценки K_p различны по разным методам — при этом они всегда растут от оценки по азоту к оценке по ртути. Так, для образца 22.51 величина коэффициента пористости увеличилась почти

Наименование класса пор	Диаметры пор, нм	
	от	до
Ультрамикропоры	0,3	0,6
Микропоры	0,6	2
Мезопоры	2	50
Макропоры	50	500

Таб. 1 – Классификация нанопор, принятая комитетом IUPAC [5]

Tab. 1 – Nanopores classification approved by IUPAC [5]

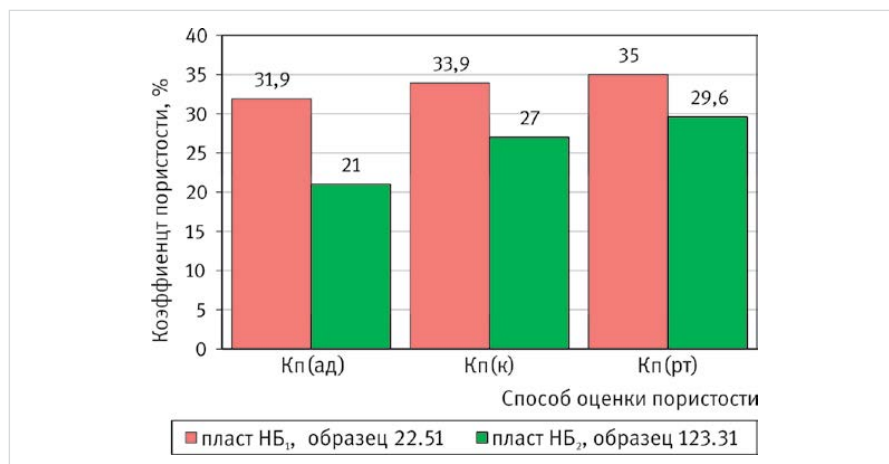


Рис. 2 – Оценки коэффициента пористости на отдельных образцах разными методами
Fig. 2 – Evaluation of the porosity ratio on certain samples through different methods

на 10,0% (от 31,9% до 35,0%), а для образца 123.31 и того больше — на 40,0% (от 21,0% до 29,6%). Такое увеличение оценок является естественным явлением, так как адсорбционная оценка выполняется на самых мелких (порошковых) фракциях породы и наиболее крупные поры здесь выпадают из рассмотрения, поскольку они разрушаются при дезинтеграции породы, а оценка по ртути увеличивается за счет использования высоких давлений (до 400 МПа) при проведении опытов. Оценки коэффициента пористости методом насыщения керосином стандартных образцов (30 мм на 30 мм) имеют промежуточные значения между $K_p(ад)$ и $K_p(рт)$. Поскольку $K_p(к)$ обычно используются при определении подсчетных параметров, то при изучении структуры пустотного пространства

будем принимать его за эталон и все другие оценки приводить к нему.

Рассмотрим структуру пустотного пространства этих образцов на основе оценок объемов отдельных его составляющих: микро-, мезо-, макро- и капиллярных пор по данным ртутной порометрии (рис. 3). Видно, что общим для обоих образцов является то, что основную долю пустотного пространства в них составляют поры субкапиллярного размера. Однако существенно то, что для образца из пласта НБ₁ они представлены мезопорами, а для пласта НБ₂ — макропорами с локальным максимумом их количества вблизи к граничному значению с капиллярными порами. Поры же капиллярной размерности составляют очень малую часть пустотного пространства.

Количественную оценку доли каждого типа пор, выраженную в процентах к общему объему пустот, будем называть емкостной моделью структуры пустотного пространства (таб. 2). Из этой таблицы видно, что для пласта НБ₁ доля мезопор в относительных единицах превышает 90,0%, а для НБ₂ — она менее 50,0%. При этом доля макропор в НБ₂ достигает 40,0%, а для НБ₁ их доля меньше 6,0%, доля же капилляров составляет всего 2,9% для пласта НБ₁ и 13,2% — для пласта НБ₂.

В абсолютных процентах капиллярные поры, интересующие нас с позиций анализа фильтрационно-емкостных свойств изучаемых глинистых опок, составляют для пласта НБ₁ 1,0% из 33,9% общей пористости, а для пласта НБ₂ — 3,6% из 27%.

Осредняя данные порометрии по образцам отдельных пластов, будем говорить о литолого-емкостной модели пустотного пространства, поскольку пласты отличаются друг от друга по литологии. На рис. 4 представлена такая модель, которая получена путем осреднения данных девяти образцов по скважине №3С.

Видно, что по значениям эта модель согласуется с моделью для отдельных образцов (таб. 2), поэтому детального анализа сопоставимости их между собой здесь не приводится. Гораздо интереснее посмотреть, как сопоставляются литолого-емкостные модели, построенные разными методами порометрии — ртутной и адсорбционной. На рис. 5 приведены литолого-емкостные модели по четырем скважинам, в которых проводились исследования ядра методом структурно-адсорбционного анализа. Сходство и различие литолого-емкостных моделей, построенных на основе разных методов порометрии (ртутной и сорбционной), рассмотрены на примере скважины №3С (рис. 4а и рис. 5б). Видно, что эти два метода одинаково оценивают суммарную долю наиболее мелких пор (мезо- и микропор). Для пласта НБ₂ эти оценки практически одинаковы — 51,8% (рис. 4а) и 52,0% (рис. 5б), а для пласта НБ₁ они различаются на 8,0%, составляя 83,8% и 77,8% соответственно. Оценки же долей капиллярных пор и макропор здесь заметно разные. При этом наибольшие различия отмечаются для пласта НБ₁: здесь сумма долей капиллярных пор и макропор для сорбционного метода (рис. 5б) составляет 22,2%, а для ртутной порометрии (рис. 4а) — 16,2%, что почти на треть меньше, чем в сорбционном методе. Для пласта НБ₂ такое различие практически отсутствует. Здесь по сорбционному методу капиллярные поры и макропоры составляют 48,0%, по ртутной порометрии — 48,2%. Однако здесь резко (более чем в три раза) различаются оценки доли капиллярных пор — 34,0% (рис. 5б) и 9,8% (рис. 4а). Эти различия объясняются отмеченной выше особенностью ртутной порометрии, которая состоит в том, что часть пор здесь относится к разряду более тонких, чем они являются на самом деле. Это и приводит к занижению долей макропор и капилляров.

Таким образом, можно утверждать, что литолого-емкостные модели, построенные с использованием результатов ртутной порометрии и адсорбционно-структурного анализа, в целом не противоречат друг другу, различаясь в некоторых деталях оценки долей капилляров и макропор.

Из анализа построенной литолого-емкостной модели пустотного пространства

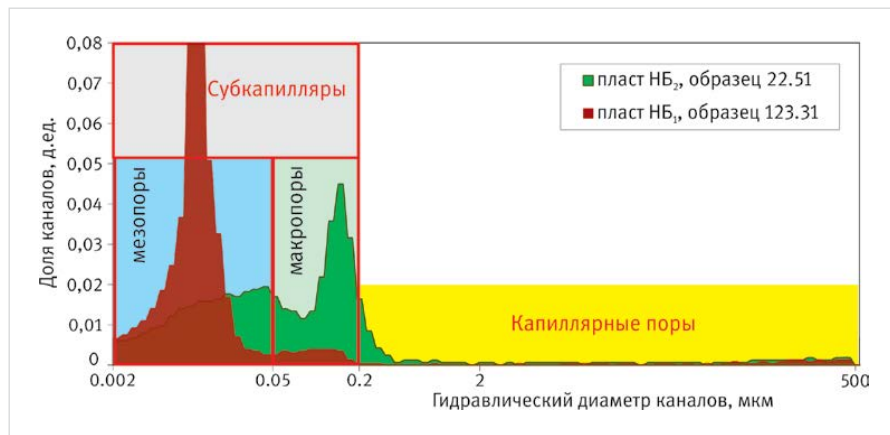


Рис. 3 — Результаты порометрии по образцам разных пластов
Fig. 3 — Porosimetry results by samples from different reservoirs

Образец	Относительная доля пор, % Пересчёт на $K_p(к)$, %			
	сумма пор $K_p(к)$	мезо $K_p_{мезо}$	макро $K_p_{макро}$	капилляры $K_p_{кап}$
22.51 из пласта НБ ₁	100,0 33,9	91,2 30,9	5,9 2,0	2,9 1,0
123.31 из пласта НБ ₂	100,0 27,0	46,8 12,6	40,0 10,8	13,2 3,6

Таб. 2 - Емкостная модель структуры пустотного пространства двух образцов
(по данным ртутной порометрии)

Tab. 2 - Capacitive model of the voids structure of two samples
(according to mercury porosimetry data)

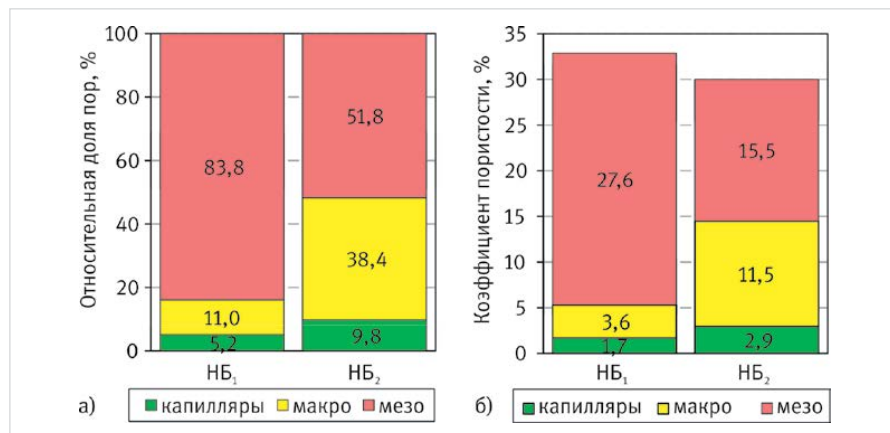


Рис. 4 — Литолого-емкостная модель коллекторов нижнеберезовской подсвиты (по данным ртутной порометрии): а) — относительные проценты, б) — абсолютные проценты, пересчитанные на $K_p(к)$

Fig. 4 — Lithological-capacitive model of the reservoirs of the Lower Berezovskaya subseries (according to the mercury porosimetry data): a) - relative percentage, b) - absolute percentage calculated by $C_p(K)$

пород-коллекторов нижнеберезовской под- свиты (рис. 5) вытекает важный вывод: газо- насыщенность пласта НБ₁ может составлять не более 25%, поскольку поровое пространство пород-коллекторов этого пласта более, чем на 75% представлено мезопорами, которые все- гда заняты связанной водой, а газонасыщенность пласта НБ₂ может достигать 50%. Другими словами, из модели следует, что газонасыщен- ность пласта НБ₁ будет всегда меньше газона- сыщенности пласта НБ₂. Если исходить из сред- него значения коэффициента пористости 32%, и перевести относительные проценты в абсо- лютные, то получим, что эффективная газона- сыщенная пористость пласта НБ₁ будет состав- лять 8,0% (абсолютных), а пласта НБ₂ — 16,0%.

Отметим, что оценки газонасыщенной пористости, полученные для пластов НБ₁ и НБ₂ на основе разработанной в работе литолого-емкостной модели, очень хорошо согласуются с оценками газонасыщенной пористости, полученными на основе опре- деления природной водонасыщенности образцов (Кв) по образцам изолирован- ного ядра. Технология оценки природной водонасыщенности состояла в следующем. Непосредственно перед исследованием из полноразмерного ядра высверливались ци- линдрические образцы длиной и диаметром 30 мм. Отбор велся из серединной части куска ядра. Высверленный образец изоли- ровался путем упаковки в полиэтиленовую пленку и доставлялся в лабораторию на ис- следование. В лаборатории распакованный образец взвешивался и помещался в аппа- рат Закса, где происходило определение со- держания в нем воды.

Результаты оценки Кв по 42 образцам изолированного ядра приведены на рис. 6. Видно, что самые низкие значения природ- ной водонасыщенности изучаемых пород отмечаются в интервале пласта НБ₂. Здесь значения Кв более 0,7 д.ед. встречаются с очень низкой вероятностью (рис. 6б). Со- всем по-другому выглядит распределение Кв для пласта НБ₁, где значения 0,7 д.ед. и выше, наоборот, встречаются наиболее ча- сто (рис. 6а).

На основе определений природной во- донасыщенности пород-коллекторов ниж- неберезовской под- свиты вычислялся ко- эффициент той доли пористости, которая в природных условиях занята газом, т.е. ко- эффициент эффективной газонасыщенной пористости ($K_{пэф,г}$) по формуле:

$$K_{пэф,г} = K_n \cdot (1 - K_g). \quad (1)$$

В таб. 3 приведены его средние значения по пластам для двух скважин, в которых отби- рался изолированный ядро.

Видно, что коэффициент эффективной газонасыщенной пористости пласта НБ₁ практически вдвое меньше $K_{пэф,г}$ пласта НБ₂, как это и предсказывалось выше на осно- ве литолого-емкостной модели исходя из оценок долей мезопор в коллекторах этих пластов.

Итоги

Поровое пространство нетрадиционных кол- лекторов нижнеберезовской под- свиты более чем на 50% представлено мезопорами (диа- метры от 2 нм до 50 нм), которые заполнены

связными водами и поэтому движение газа по ним невозможно. При этом в пласте НБ₁ доля мезопор превышает 75%, а это значит, что в этом пласте только четверть пор может содержать газ. Для пласта НБ₂ эта величина вдвое выше.

Газонасыщенность изучаемых пород зако- номерно связана с суммарной долей в них макропор и пор капиллярного размера, с уменьшением которой уменьшается и ко- эффициент эффективной газонасыщенной пористости.

Коэффициент газонасыщенной пористости пласта НБ₁, характеризующийся повышен- ным содержанием ОКТ-фазы кремнезема, составляет в среднем 7,5%, а для пласта НБ₂, в котором ОКТ-фаза практически отсутствует, он равен 13,5%.

Литолого-емкостные модели, построенные с использованием результатов ртутной поро- метрии и адсорбционно-структурного анали- за, в целом не противоречат друг другу, раз- личаясь в некоторых деталях оценки долей пор капиллярной размерности и макропор.

Выводы

Литолого-емкостная модель порового про- странства — суть количественная оценка доли пор различного размера в общем пу- стотном пространстве — позволяет описы- вать различия структуры порового про- странства для различных по литологии пластов, а также прогнозировать возможную эффек- тивную газонасыщенную пористость изучае- мых коллекторов.

Построение литолого-емкостной моде- ли структуры порового пространства

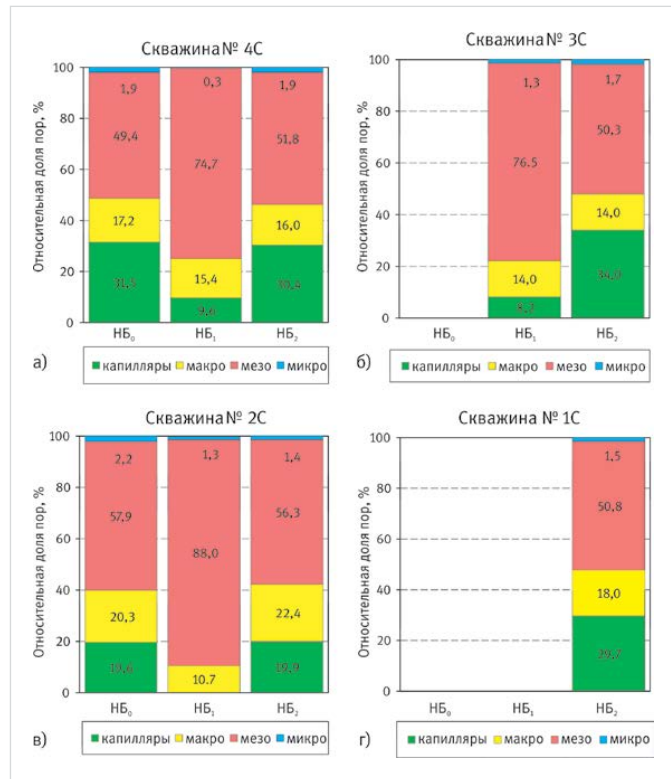


Рис. 5 — Литолого-емкостная модель коллекторов нижнеберезовской под- свиты в относительных долях пор разного типа (по данным АСА): а) скважина № 4С; б) скважина № 3С; в) скважина № 2С; г) скважина № 1С
Fig. 5 — Lithological-capacitive model of the reservoirs of the Lower Berezovskaya subseries in relative parts of pores of different types (according to the SAS data): а) Well No.4; б) Well No.3; в) Well No.2; г) Well No.1С

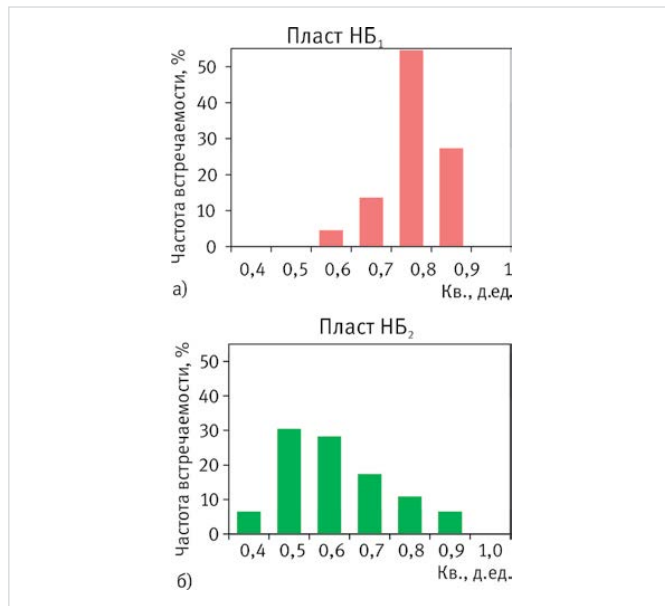


Рис. 6 — Распределение коэффициента природной водонасыщенности по частоте встречаемости различных её значений: а) пласт НБ₁; б) пласт НБ₂
Fig. 6 — Distribution of the natural water saturation ratio by the frequency of occurrence of its different values: а) reservoir LB₁; б) reservoir LB₂

Скважина №	Пласты		
	НБ ₀	НБ ₁	НБ ₂
3С	-	8,0	13,6
4С	-	7,0	13,0

Таб. 3 — Средние по пластам и по скважинам значения $K_{пэф,г}$ %
Tab. 3 - The average % of the effective gas-filled porosity ratio over reservoirs and wells

коллекторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири необходимо проводить на основе комплекса методов исследования керна. Наиболее адекватная модель получается комплексированием результатов адсорбционно-структурного анализа с оценками пористости методом Преображенского керосинонасыщением стандартных образцов размером 30 мм на 30 мм.

Список литературы

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 надсенноманских отложений. Международная научно-практическая конференция. Казань: ФЭН, 2014. 296 с.

2. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А. и др. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. №2. С. 11–26.

3. Дорошенко А.А., Каримова Я.О. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 6. С. 23–27.

4. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1972. 280 с.

5. Адамова Л.В., Сафонов А.П. Сорбционный метод исследования пористой структуры наноматериалов и удельной поверхности наноразмерных систем. Екатеринбург: УрГУ, 2008. 65 с.

ENGLISH

GEOLOGY

Lithological-capacitive models of voids of nano-reservoirs in the Lower Berzovskaya subseries in the north of the West Siberia

UDC 551

Author:

Yana O. Karymova — geologist of the inventory calculation department; ya.karymova@ggr.gazprom.ru

ITC “Gazprom Geologorazvedka”, Tyumen, Russian Federation

Abstract

Reservoirs of the Lower Berzovskaya subseries are fine-grained gaizes argillic to a variable degree. The reservoirs are commonly believed to be non-traditional due to an uncharacteristic combination of high porosity (at an average of 32%) and low permeability (below $1 \cdot 10^{-3} \text{ um}^2$), primarily. As this work shows, this is explained by the fact that the main part of pores (up to 75%) of the rocks in question is of subcapillary sizes making fluid movement practically impossible. At that, rock lithology affects the voids structure significantly. Thus, reservoirs with different content of the amorphous silica have different effective gas-filled porosity. Quantitate evaluation of the part of the differently sized pores among the voids in common is a lithological-capacitive model of the voids structure allowing describing these differences and forecasting possible effective gas-filled porosity of the reservoirs in question.

Materials and methods

Developing a lithological-capacitive model required materials gathered from four wells; the lithology of the collected cores was studied through the X-ray diffraction methods; the voids were studied through the mercury porosimetry

methods, adsorptive structural analysis (ASA); general porosity of the samples were evaluated using naphtha saturation through the Preobrazhensky porosity method and natural water saturation of rocks was evaluated by the encapsulated core samples.

Results

Mesopores represent over 50% of the voids of the non-traditional reservoirs of the Lower Berzovskaya subseries (2 nm to 50 nm) filled with cohesive waters; that is why gas movement is not possible along them. At that, the part of mesopores in reservoir LB₁ is over 75%, which means that only fourth part of the pores can contain gas. This value is twice higher for reservoir LB₂. Gas saturation of the rocks in question is expectedly related to the cumulative part of the macropores and capillary sized pores in them, which, when reduced, reduces the effective gas-filled porosity ratio. The gas-filled porosity ratio for reservoir LB₁ characterized by the increased content of the OCT phase of the silica, is 7.5% at an average; for reservoir LB₂ with almost absent OCT-phase, the ratio equals 13.5%. Lithological-capacitive models developed with the use of results of the mercury porosimetry

and adsorptive structural analysis do not contradict each other in general, however they differ in certain details of the evaluation of the part of the capillary sized pores and macropores.

Conclusions

The lithological-capacitive model of the voids is a quantitative evaluation of the part of the pores of different sizes in the common voids allowing describing differences of the voids structure for different reservoirs lithology-wise, and forecasting possible efficiency of the gas-filled porosity of the reservoirs in question. Developing lithological-capacitive models of the voids structure of the reservoirs of the Lower Berzovskaya subseries of the north of the West Siberia requires using a complex of methods of core studying. The most adequate model is developed by combining the results of the adsorptive structural analysis with evaluations of the porosity through the Preobrazhensky porosity method for standard 30 x 30 mm samples.

Keywords

gaizes, the Lower Berzovskaya subseries, voids, silica, mercury porosimetry, volumetric and static analyzer, flow matrix, fractured-porous type reservoir

References

1. V.V. Cherepanov, Yu.I. Pyatnitskiy, D.Ya. Khabibullin and oth. *Perspektivy narashchivaniya resursnoy bazy gazovykh mestorozhdeniy na pozdney stadii razrabotki putem izucheniya promyshlennogo potentsiala netraditsionnykh kollektorov nadsenomanskikh otlozheniy* [Prospects of the increase of resource base of the mature gas fields by studying the industrial capacity of the non-traditional reservoirs of the Upper Senonian formations.] International Scientific and Practical Conference. Kazan: FEN, 2014, 296 p.

2. Cherepanov V.V., Men'shikov S.N., Varyagov S.A. and oth. *Problemy otsenki neftegazoperspektivnosti otlozheniy nizhneberzovskoy podsvity severa Zapadnoy Sibiri* [Challenges of the evaluation of the prospects of oil and gas formations of the Lower Berzovskaya subseries of the north of the West Siberia]. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2015, issue 2, pp. 11–26.

3. Doroshenko A.A., Karymova Ya.O. *Kharakteristika pustotnogo prostranstva opok senonskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri* [Characteristics of the voids of the gaizes in the Senonian

formations of the north of the West Siberia]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 6, pp. 23–27.

4. Kartsev A.A. *Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Hydrogeology of the oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1972, 280 p.

5. Adamova L.V., Safonov A.P. *Sorbtsionnyy metod issledovaniya poristoy struktury nanomaterialov i udel'noy poverkhnosti nanorazmernykh sistem* [Adsorption research method for the porous structure of the nanomaterials and specific surface of the nanosized systems]. Ekaterinburg: USU, 2008, 65 p.