

# Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири и ее связь с минеральным составом и структурой пустотного пространства

**Д.Б. Родивиллов**

ведущий геофизик отдела анализа и интерпретации данных ГИС, ГТИ<sup>1</sup>  
[d.rodivilov@ggr.gazprom.ru](mailto:d.rodivilov@ggr.gazprom.ru)

**П.Н. Кокарев**

начальник отдела анализа и интерпретации данных ГИС, ГТИ<sup>1</sup>  
[p.kokarev@ggr.gazprom.ru](mailto:p.kokarev@ggr.gazprom.ru)

**В.Г. Мамяшев**

к.г.-м.н., доцент кафедры прикладной геофизики<sup>2</sup>  
[tmngeofiz@mail.ru](mailto:tmngeofiz@mail.ru)

<sup>1</sup>ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия

<sup>2</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**Уже сейчас старейшие месторождения сеноманского газа на севере Западной Сибири имеют устойчивую тенденцию падения добычи. Газ нижнеберезовской подсвиты ранее игнорировался, сейчас же он все чаще привлекает внимание добывающих компаний. Коллектор этой подсвиты — сложный, слабо изученный, перспективный нетрадиционный объект поддержания газодобычи. В последнее время его минеральный состав и основные петрофизические свойства интенсивно изучаются, однако вопрос о степени газонасыщенности остается открытым. Коллектором нижнеберезовской подсвиты являются глинистые опоки. В данной работе на основе интерпретации геофизических исследований скважин и анализов изолированного керна представлена первая оценка насыщенности этого коллектора. Также выявлена и описана связь между минеральным составом опок, структурой пустотного пространства и газонасыщенностью.**

Газоперспективность отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири подробно проанализирована в работах [1, 2, 3]. Для ряда районов, имеющих устойчивое падение добычи газа сеноманских залежей, эти отложения признаны как возможный источник ее поддержания. В связи с этим необходимы детальные исследования этого относительно нового объекта газодобычи. В первую очередь, следует определить фильтрационно-емкостные свойства (далее — ФЕС) и характеристики пустотного пространства коллектора.

Породы-коллекторы нижнеберезовской подсвиты сенона в пределах Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири представлены опоками тонкозернистыми, глинистыми в различной степени. В работе [4] подробно описаны результаты лабораторных исследований керна, отобранного на одном из месторождений Надым-Пур-Тазовского региона. Авторы приводят описание структуры пустотного пространства исследуемого коллектора, типизируют его как трещинно-поровый. Геологический разрез нижнеберезовской подсвиты представляется как последовательность трех пластов НБ<sub>1</sub>, НБ<sub>2</sub> и НБ<sub>3</sub>, два последних наиболее охвачены выносом керна и составляют 90% от общей толщины отложений подсвиты [4]. По данным рентгеноструктурного анализа (далее — РСА) глинистые опоки содержат, примерно, 30% глинистых минералов и 65% кремнезема различной кристаллографии. Отличительной особенностью опок пласта НБ<sub>1</sub> является наличие в минеральном составе слабо кристаллической, частично аморфной опал-кristобалит-тридимитовой фазы кремнезема (далее — ОКТ-фаза).

Коллектор нижнеберезовской подсвиты принято считать нетрадиционным в первую очередь из-за нетипичного сочетания высокой пористости и низкой проницаемости. На рис. 1 представлен график сопоставления результатов стандартных лабораторных исследований по определению коэффициентов проницаемости и пористости для коллекции образцов трех скважин.

Коэффициент открытой пористости определялся методом Преображенского, в качестве насыщающего флюида применялся керосин. Насыщение водой приводит к набуханию и разрушению образцов глинистых опок с характерным расщеплением на отдельные пластины строго параллельно линиям напластования.

Определение газопроницаемости по гелию выполнялось методом нестационарной фильтрации. Исследования проводились на

автоматизированном пермеамetre-порозимetre AP-608 производства Coretest Systems, давление обжима составило 3,4 МПа, поровое — 1,4 МПа.

Из рис. 1 видно, что глинистые опоки имеют значения проницаемости меньше 1 мД (в среднем 0,12 мД), в то время как пористость может достигать 0,38 д.ед. (в среднем 0,31 д.ед.). Подобное сочетание ФЕС свидетельствует о наличии значительного количества пор, не участвующих в фильтрации гелия в рамках определения газопроницаемости.

По результатам ртутно-порометрических и адсорбционных исследований керна отмечается наличие развитого субкапиллярного пустотного пространства с диаметром каналов менее 0,2 мкм [4]. Причем для коллектора пласта НБ<sub>1</sub>, имеющего в минеральном составе ОКТ-фазу, такой тип пористости является доминирующим. Предполагается, что субкапиллярное пространство является связующим для капиллярных крупных пор (диаметром более 0,2 мкм) различного генезиса и пустот естественных трещин, в большом количестве определенных на микротомографии.

На данный момент исследователи выделяют три основных морфологических типа пустот

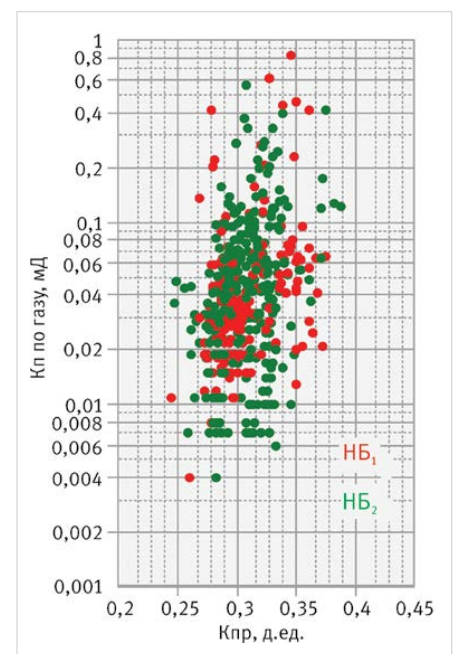


Рис. 1 — График сопоставления коэффициентов проницаемости и открытой пористости  
 Fig. 1 — Comparison diagram for the permeability and open porosity factor

## Материалы и методы

Газонасыщенность в скважинах была определена по методике DMRP (Density Magnetic Resonance Porosity). Глинистые опок исследовались при помощи методов Преображенского и нестационарной фильтрации гелия. Применялся также рентгеноструктурный (РСА) и адсорбционно-структурный анализы (АСА). Образцы изолированного керна изучались экстракционно-дистилляционным методом (ЭДМ).

## Ключевые слова

нижнеберезовская подсвита, нетрадиционный коллектор, трещинно-поровый коллектор, глинистые опок, аморфный кремнезем, пустотное пространство, газонасыщенность, плотностной каротаж, ядерно-магнитный каротаж, акустический каротаж

коллектора нижнеберезовской подсвиты [4]:

- крупные пустоты выщелачивания биокластов (радиолярий, губок и т.д.) и межзерновой пористости локальных скоплений обломочного терригенного материала, диаметр пор примерно от 1 до 200 мкм;
- пустоты естественных трещин, с диаметром каналов не более 35 мкм;
- пористость полиморфного кремнезема и глинистых минералов менее 0,01 мкм.

На фоне новой информации о минеральном составе, структуре и морфологии порового пространства остается не изученной такая важная характеристика коллектора как насыщенность. На данный момент согласно результатам геолого-технологических исследований и испытаний скважин, известно лишь то, что объект газонасыщен [5]. Открытыми остаются вопросы о степени газонасыщенности объекта, от чего зависит насыщенность глинистых опок, а также поры какой размерности могут быть газонасыщенными.

Ответы на поставленные вопросы будут представлены по результатам проведенного нами комплексного анализа специальных исследований керна (в том числе изолированного), а также геофизических исследований скважин (далее — ГИС): гамма-гамма плотностной (далее — ГГК-П), ядерно-магнитный (далее — ЯМК) и широкополосный акустический каротаж (далее — АК).

## Определение насыщенности по результатам ГИС

Применение не фильтрующихся буровых растворов на нефтяной и полимерной основах позволило избежать в стволе рассматриваемых скважин глубоких зон проникновения. Это подтверждается отсутствием градиента удельного электрического сопротивления на кривых разноглубинных зондов электрических методов ГИС. Проникновение фильтра бурового раствора отмечается на вынесенном из скважин керне, глубина его проникновения составляет максимум 12 мм, что не существенно для исследования разреза методами ГИС, радиус измерения которых составляет первые десятки сантиметров. Таким образом, можно предположить, что в радиусе исследования зондов методов пористости (АК, ГГК-П, нейтронный каротаж (далее — НК) и ЯМК) присутствует как вода, так и газ. Однако используемые растворы не являются изолирующими и не консервируют стенку скважины, а следовательно, возможен эффект частичной дегазации ближней зоны пласта.

Материалы ГИС — это один из самых информативных априорных источников доступных исследователю. Именно интерпретация результатов ГИС создает первичное представление о свойствах нового объекта исследований. В нашем случае первое, что обратило на себя внимание, это возможность разделения нижнеберезовской подсвиты на два крупных объекта по материалам методов пористости. Позднее, по результатам стандартных исследований керна и РСА, было определено, что породы в разрезе подсвиты имеют примерно одинаковую пористость (0,31 д.ед.) и низкую проницаемость (менее 1 мД), однако минеральный состав опок изменчив, что послужило основой для выделения в разрезе подсвиты трех пластов: НБ<sub>0</sub>, НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub> [4].

Нами было установлено, что присутствие ОКТ-фазы в минеральном составе опок коррелируется с показаниями методов пористости, в первую очередь ЯМК и АК. Так в интервале пласта НБ<sub>1</sub>, содержащего ОКТ-фазу, показания ЯМК существенно выше, чем в пласте НБ<sub>2</sub>, а показания метода АК имеют обратную тенденцию. Из теории физических основ методов ЯМК и АК известно, что они в отличие от ГГК-П и НК менее чувствительны к изменению минерального состава, соответственно дифференциация разреза в показаниях этих методов связана с другим фактором — насыщенностью.

Для оценки газонасыщенности ближней зоны рассмотрим методику комплексирования данных методов ГГК-П и ЯМК. В зарубежной литературе эта методика известна как Density Magnetic Resonance Porosity (DMRP) [6, 7]. Принцип комплексирования заключается в том, что эффект влияния остаточного газа на показания методов ГГК-П и ЯМК имеет различные физические основы. Так, показания ГГК-П в интервале газонасыщенного интервала занижаются за счет низкой плотности метанового газа, а показания метода ЯМК — в результате понижения общего водородо-содержания среды. В общем случае методика предполагает расчет корректной общей пористости (Кп) и газонасыщенности ближней зоны пласта (Кг) путем решения следующей системы уравнений:

$$\begin{cases} \delta_{ГГК-П} = (1 - K_n) \cdot \delta_m + K_n \cdot (1 - K_g) \cdot \delta_w + K_n \cdot K_g \cdot \delta_g \\ K_n^{ЯМК} = K_n \cdot (1 - K_g) \cdot H_i + K_n \cdot K_g \cdot H_i \cdot P_g \end{cases} \quad (1)$$

где  $\delta_{ГГК-П}$  — объемная плотность по ГГК-П,  $\delta_m$  — минеральная плотность,  $\delta_w$  — плотность пластовой воды (в данной работе принимается равной 1 г/см<sup>3</sup>),  $\delta_g$  — плотность метанового газа,  $K_n^{ЯМК}$  — общая пористость по ЯМК,  $H_i$  — водородный индекс воды (в данной работе принимается равным 1),  $H_i$  — водородный индекс газа,  $P_g$  — коэффициент поляризации газа.

Рассмотрим константы системы уравнений (1). Минеральная плотность  $\delta_m$  глинистых опок нижнеберезовской подсвиты изменчива в результате непостоянства минерального состава. На рис. 2, демонстрирующем дифференциальные распределения значений минеральной плотности двух типов опок, видно, что для пласта НБ<sub>1</sub> модальное значение  $\delta_m$  составляет 2,55 г/см<sup>3</sup>, а для пласта НБ<sub>2</sub> — 2,65 г/см<sup>3</sup>.

По результатам исследования проб, отобранных в процессе испытаний скважин, плотность метанового газа в стандартных условиях ( $\delta_{гем,усл}$ ) составила 0,073 г/см<sup>3</sup>. При

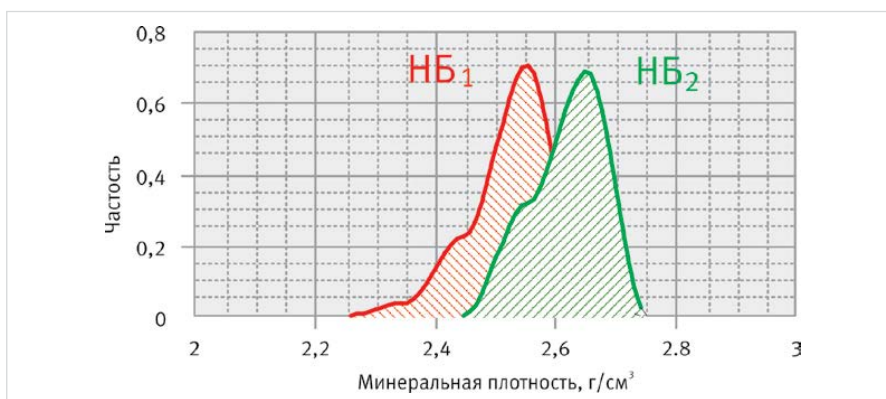


Рис. 2 — Дифференциальные распределения минеральной плотности глинистых опок  
Fig. 2 — Differential distribution of mineral density of argillaceous gaizes



отличных от стандартных значений давления и температуры плотность газа рассчитывается по формуле:

$$\delta_2 = \delta_{ст.усл.} \cdot P \cdot T_{ст.усл.} / (P_{ст.усл.} \cdot z \cdot T), \quad (2)$$

где  $P_{ст.усл.}$  — стандартное давление, равное 0,1 МПа,  $T_{ст.усл.}$  — стандартная температура, равная 20°C (293 К),  $P$  — пластовое давление, принятое равным 11 МПа,  $T$  — пластовая температура, принята равной 29°C (302 К),  $z$  — коэффициент сжимаемости

газа, который при заданных термобарических условиях равен 0,8.

Таким образом, плотность метанового газа для условий залегания отложений нижеберезовской подсвиты численно равна 0,098 г/см<sup>3</sup>.

В отличие от плотностных констант первого уравнения системы (1), константы второго уравнения (за исключением водородного индекса воды) весьма вариативны и трудно прогнозируемы. Для того чтобы решить

систему (1) и определить  $Kz'$  при неизвестном отношении параметров  $H_i \cdot P$ , необходимо оценить истинную пористость  $K_n$  независимо от методов ГГК-П и ЯМК. Схожий методический прием с привлечением к методике DMRP акустического каротажа (АК) представлен в работе [7].

Основой определения общей пористости по материалам метода АК послужило прямое сопоставление типа «керна-ГИС» между коэффициентом пористости  $K_n$ , определенным на керне методом насыщения керосином, и интервальным временем пробега продольной волны DT по данным АК. На рис. 3 представлен график этого сопоставления, свидетельствующий о явной дифференциации данных по признаку принадлежности к пластам НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub>. Уравнения зависимостей имеют следующий вид:

$$\text{для пласта НБ}_1: K_n = 0,001126 \cdot DT - 0,158, \quad (3)$$

$$\text{для пласта НБ}_2: K_n = 0,000705 \cdot DT - 0,070, \quad (4)$$

Далее, подставив уравнения (3) и (4) в систему уравнений (1), решаем ее относительно двух неизвестных: газонасыщенности ближней зоны пласта  $Kz'$  и отношения параметров газа  $H_i \cdot P$ . На рис. 4 желтым фоном со штриховкой представлены результаты определения газонасыщенности ближней

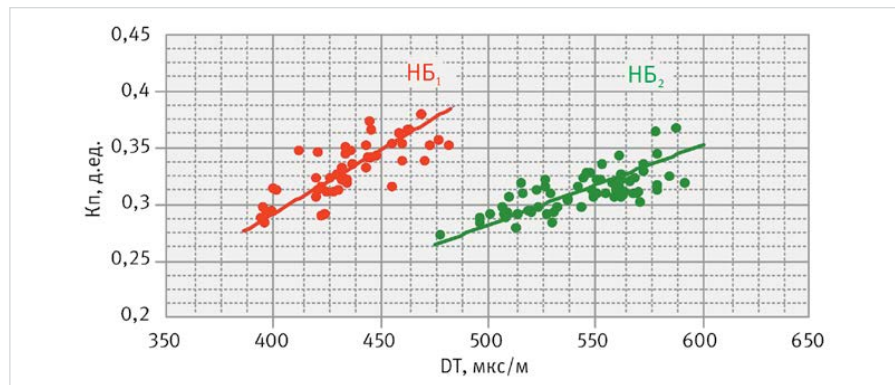


Рис. 3 — График сопоставления коэффициента открытой пористости и интервального времени пробега продольной волны  
Fig. 3 — Comparison diagram for the open porosity factor and longitudinal wave interval transit time

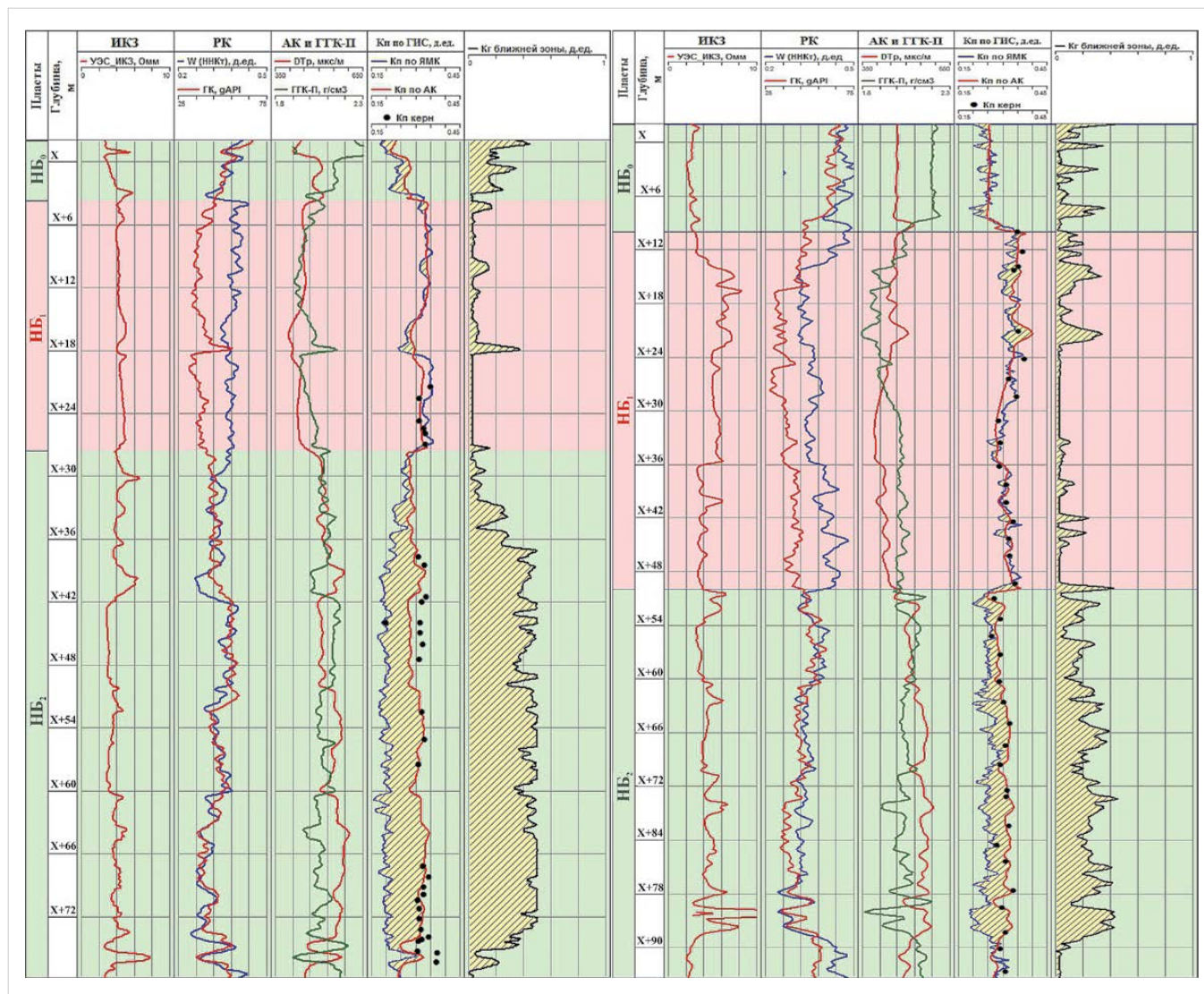


Рис. 4 — Результаты определения газонасыщенности ближней зоны пласта по двум скважинам  
Fig. 4 — Gas saturation determination results for the near-field area by two wells

зоны пласта  $Kz'$  по двум скважинам. Как видно из рисунка, газонасыщенность ближней зоны пласта во второй скважине меньше, чем в первой, однако общим для обеих скважин является то, что значения  $Kz'$  для пласта  $НБ_1$  значительно ниже, чем для пласта  $НБ_2$ . Водонасыщенность ближней зоны имеет, соответственно, обратную тенденцию.

Примечательным является то, что изначально при разработке комплекса методов ГИС считалось, что для условий такого коллектора, как глинистые опоки, стоит ожидать занижения показаний ЯМК за счет неполной регистрации сигнала от пор минимальных размеров. Однако как показано на рис. 4, в интервале пласта  $НБ_1$ , газонасыщенность которого минимальна, значения общей пористости по ЯМК зачастую весьма близки к истинной пористости по АК, то есть метод ЯМК вполне информативен для условий коллектора нижеберезовской подсвиты, а единственным значимым фактором занижения показаний метода является газонасыщенность пород.

### Определение насыщенности по результатам исследований изолированного ядра

Определение естественной водонасыщенности изолированного ядра было выполнено экстракционно-дистилляционным методом (далее — ЭДМ). Отбор коллекции образцов для изучения естественной водонасыщенности целенаправленно был выполнен равномерно по всей толще подсвиты. На рис. 5 представлено сопоставление коэффициента водонасыщенности по результатам ЭДМ с коэффициентом пористости. Шифром кривых на рисунке являются значения коэффициента эффективной пористости. Всего коллекция состоит из 56 образцов, 52 из которых отобраны из отложений нижеберезовской подсвиты и четыре образца — из кремнистых глин кузнецовской свиты.

На рис. 5 наблюдается явная дифференциация глинистых опок по водонасыщенности ( $Kв$ ). Так, для образцов пласта  $НБ_1$  водонасыщенность изменяется от 0,579 до 0,845 д.ед. и в среднем составляет 0,747 д.ед., для пласта  $НБ_2$  — от 0,310 до 0,799 д.ед., в среднем составляет 0,551 д.ед.

При сопоставлении результатов интерпретации ГИС и исследований

изолированного ядра наблюдается явное завышение значений естественной водонасыщенности относительно расчетных значений насыщенности ближней зоны по модифицированной методике DMRP, что напрямую подтверждает ранее выдвинутое предположение о дегазации ближней зоны пласта.

Резюмируя приведенные выше результаты независимой оценки водонасыщенности глинистых опок двумя методами, стоит еще раз отметить общую тенденцию: как для результатов интерпретации методов ГИС, так и для исследований изолированного ядра характерна дифференциация результатов определения насыщенности относительно принадлежности к тому или иному пласту. В результате, пласт  $НБ_1$  менее газонасыщен, чем пласт  $НБ_2$ . В свою очередь, глинистые опоки этих пластов кардинально различаются минеральным составом, а точнее морфологией кремнезема. Из этого следует вывод, что насыщенность глинистых опок нижеберезовской подсвиты, вероятно, зависит от минерального состава коллектора и кристаллографии кремнезема его слагающего.

Данный вывод представляется неполным, если не учитывать работу [4], в которой по результатам ртутно-порометрических измерений и адсорбционно-структурного анализа (далее — АСА) ядра отмечается наличие развитого субкапиллярного пустотного пространства с диаметрами каналов менее 0,2 мкм. Причем авторы отмечают, что для коллектора пласта  $НБ_1$ , имеющего в минеральном составе повышенное содержание ОКТ-фазы, такой тип пористости является доминирующим.

### Характеристика структуры пустотного пространства по результатам специальных исследований ядра

Метод АСА реализован автоматизированной системой анализа площади поверхности и пористости твердых материалов ASAP 2020 МР фирмы Micromeritics. Утвержденная международным союзом теоретической и прикладной химии (IUPAC) количественная классификация определяет три основных типа пор [8]:

- макропоры со значением радиуса пор более 25 нм;
- мезопоры радиусом от 1 до 25 нм;
- микропоры радиусом менее 1 нм.

Удельный объем пор, измеряемый в процессе адсорбционно-структурного анализа, представляет собой суммарный объем пор, отнесенный к грамму твердого вещества. Оценка удельного объема макропор  $V_{макропор}$  с размерами от 50 до 500 нм выполняется с использованием уравнения баланса:

$$V_{сумма} = V_{микропор} + V_{мезопор} + V_{макропор}, \quad (5)$$

где  $V_{сумма}$  — суммарный объем всех пор, рассчитывается по точке изотермы адсорбции при относительном давлении паров азота  $P/P_0 = 0,998$ ,  $V_{мезопор}$  — объем мезопор, рассчитывается по точке изотермы адсорбции при относительном давлении паров азота  $P/P_0 = 0,990$ ,  $V_{микропор}$  — объем микропор, рассчитывается согласно теории объемного заполнения микропор (ТОЗМ, уравнение Дубинина–Радушкевича, Дубинина–Астахова).

Коэффициент пористости того или иного типа пор рассчитывается по формуле:

$$\varepsilon = V_i \rho_{мин} / (1 + V_i \rho_{мин}), \quad (6)$$

где  $V_i$  — удельный объем пор (микропор, мезопор или макропор),  $\rho_{мин}$  — минеральная плотность, определенная на гелиевом пикнометре.

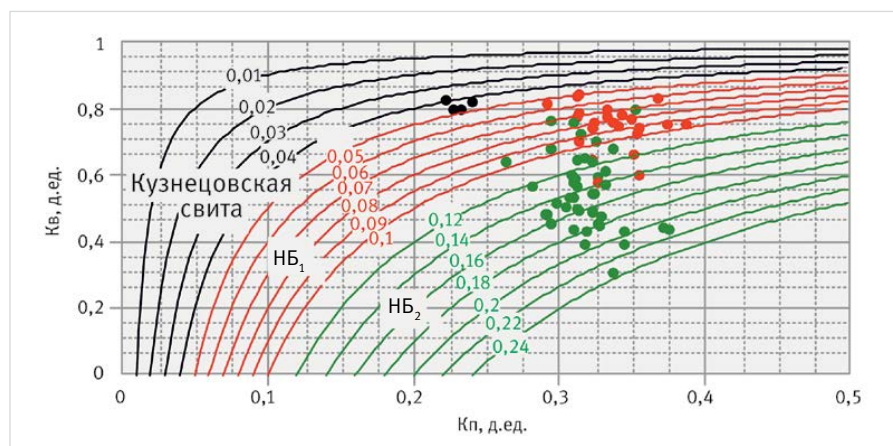


Рис. 5 — График сопоставления коэффициентов водонасыщенности и общей пористости образцов изолированного ядра  
Fig. 5 — Comparison diagram for the water saturation and total porosity factors of the encapsulated core samples

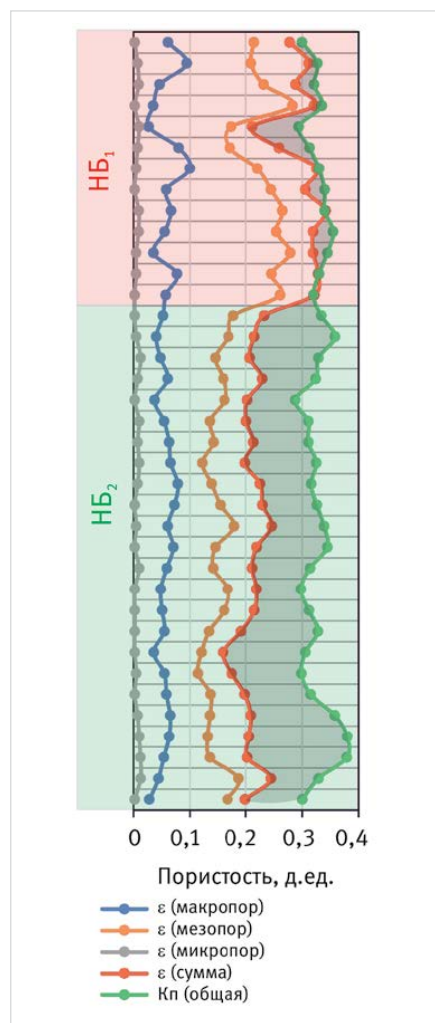


Рис. 6 — Диаграмма сопоставления результатов адсорбционно-структурного анализа и стандартных определений пористости  
Fig. 6 — Comparison diagram for the results of the adsorptive structural analysis and standard porosity determinations



Стоит отметить особенность метода АСА — исследования проводятся на порошковых пробах зерна. Размер отсеянной фракции составляет от 0,25 до 0,63 мм. Это значит, что метод АСА характеризует структуру матрицы породы и исключает из анализа крупные поры более 0,5 мкм.

На рис. 6 представлена диаграмма результатов АСА по 37 образцам зерна нижнеберезовской подсвиты. Для всех образцов характерно доминирующее положение мезопористости.

На рисунке серым фоном показана область между значениями коэффициентов пористости по данным АСА и стандартным исследованиям керосинонасыщенным. Эта область характеризует объем крупных пор и трещин, утраченный в результате дробления и отсеивания проб для АСА. Следовательно, разность между коэффициентом общей пористости ( $K_{\Sigma}$ ) и пористости суммарной по АСА ( $\mathcal{E}_{\text{сумма}}$ ) — есть дополнительный объем макропор, превышающих размер верхний порог чувствительности метода АСА в 500 нм. Наибольшими значениями утерянного объема макропор характеризуется пласт НБ<sub>2</sub>.

Из представленного анализа следует вывод о том, что при равных коэффициентах общей пористости (в среднем 0,326 д.ед.) коллектор пласта НБ<sub>2</sub> обладает значительным объемом макропор, в среднем составляющим 52% от всего пустотного пространства, в то время как для коллектора пласта НБ<sub>1</sub> макропористость составляет всего 26% от общего объема пор.

Вновь наблюдается дифференциация коллекторов пластов НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub>, в данном случае уже по структуре пустотного пространства. Это свидетельствует о прямой связи между водонасыщенностью, структурой пустотного пространства и минеральным составом глинистых опок.

Структура и свойства воды капиллярных систем подробно рассмотрены в теоретических и практических работах таких исследователей как В.А. Приклонский, Е.М. Сергеев, А.А. Роде, Ф.Д. Овчаренко, Ф.Н. Зосимов и др. [9, 10, 11, 12, 13]. Согласно этим работам поровая вода делится на три слоя:

- адсорбционный слой — прочно связанная вода с резко отличными от свободной воды свойствами. Удерживается электрическими и адсорбционными силами поверхности твердой фазы. Толщина слоя — 6–10 нм.
- диффузионный слой — рыхлосвязанная вода, удерживаемая электро-кинематическим равновесием. Толщина слоя оценивается примерно в 30 нм;
- свободная вода.

В соответствии с этими оценками, микропористость (по классификации IUPAC) заполнена неподвижной прочносвязанной водой. Данный тип пор, как видно из рис. 6, незначительно представлен в объеме пустотного пространства глинистых опок. Напомним, что доминирующим типом пустот является мезопористость с диаметром каналов от 2 до 50 нм. Этот вид пор, в теории, должен быть заполнен сочетанием прочно- и рыхлосвязанной воды и, как отмечает А.А. Карцев в работе [14], движение воды в таких субкапиллярах невозможно. Наличие свободной воды возможно только в порах капиллярной

размерности (макропористость, по классификации IUPAC).

Согласно капиллярному механизму формирования залежи, газ в заполненной водой капиллярной системе подвижен и стремится к центрам меньших физико-химических сил этой системы — крупным капиллярам. Они содержат свободную воду, способную впоследствии при определенном давлении заместиться газом. Следовательно, логично предположить, что водонасыщенность пласта НБ<sub>1</sub>, обладающего более развитым субкапиллярным пустотным пространством, должна быть выше, чем для пласта НБ<sub>2</sub>, что и наблюдается по ранее представленным результатам интерпретации методов ГИС и исследованиям изолированного зерна.

Таким образом, пласт НБ<sub>1</sub> менее газонасыщен относительно пласта НБ<sub>2</sub>, так как содержит в минеральном составе коллектора слабо кристаллические, аморфные модификации кремнезема (ОКТ-фаза), в следствие чего структура пустотного пространства представлена, в основном, субкапиллярной пористостью, заполненной физически связанной водой.

#### Итого

Анализ материалов ГИС позволил выделить в нижнеберезовской подсвите два значимых объекта: пласт НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub>. Усовершенствованная методика DMRP позволила рассчитать газонасыщенность прискважинной зоны. Установлено, что газонасыщенность глинистых опок зависит от минерального состава и структуры пустотного пространства. Пласт НБ<sub>1</sub> менее газонасыщен чем НБ<sub>2</sub> так как содержит в минеральном составе коллектора слабо кристаллические и аморфные модификации кремнезема (опал-кристобалит-тридимитовая фаза) вследствие чего пустотное пространство представлено в основном субкапиллярной пористостью, заполненной физически связанной водой.

#### Выводы

Согласно капиллярному механизму формирования залежи, газ содержится исключительно в крупных пустотах капиллярной размерности (макропористость по классификации IUPAC). В связи с этим, наиболее перспективным в промышленном плане в разрезе нижнеберезовской подсвиты является пласт НБ<sub>2</sub>, пустотное пространство которого более чем на 50% представлено макропористостью.

В последующем, применение технологий высокоразрешающей томографии и микроскопии «Цифровой керн» позволит описать механизм формирования структуры пустотного пространства опок в зависимости от морфологии кремнезема. Эта информация, с учетом сформированных в данной работе представлений о газонасыщенности, позволит разработать корректную электрическую модель нетрадиционного коллектора нижнеберезовской подсвиты. Что, в свою очередь, даст основу для определения истинной газонасыщенности по результатам электротометрии скважин.

#### Литература

1. Черепанов В.В., Пятницкий Ю.И., Хабибуллин Д.Я.,

Ситдииков Н.Р. и др. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений. Международная научно-практическая конференция, тезисы докладов. Казань, 2014.

2. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Оглодков Д.Ю. 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. Пережогин А.С., Нежданов А.А., Смирнов А.С. Перспективы освоения сеноманского газосносного комплекса севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №6. С. 42–45.
4. Дорошенко А.А., Карымова Я.О. Характеристика пустотного пространства опок сеноманских отложений севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №6. С. 23–27.
5. Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю., Зверева В.Б., Облеков Г.И. и др. Нетрадиционные газы севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. №10. С. 4–16.
6. Hamada G.M., Abushanab M.A. Better porosity estimate of gas sandstone reservoirs using density and NMR logging data // Emirates Journal for Engineering Research, 2008, issue 13, pp. 47–54.
7. Noah A.Z., Shazly T.F. Calculation of Porosity by Combining the Nuclear Magnetic Resonance and Sonic Logs in Gas Bearing Reservoir at Sienna Field of WDDM Concession in Egypt // World Applied Sciences Journal, 2014, issue 30, pp. 1801–1807.
8. Thommes M., Kaneko K., Neimark A.V., Olivier J.P. and oth. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report) // Pure and Applied Chemistry, 2015, issue 9–10, pp. 1051–1069.
9. Приклонский В.А. Грунтоведение. М.: Госгеолтехиздат, 1955. 430 с.
10. Сергеев Е.М. Грунтоведение. М.: МГУ, 1971. 595 с.
11. Роде А.А. Почвенная влага. М.: АН СССР, 1952. 456 с.
12. Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых материалов. Киев: АН УССР, 1961. 291 с.
13. Зосимов Ф.Н. Диффузный слой и минерализация пластовых вод. Тюмень: Софт Дизайн, 1995. 188 с.
14. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1972. 280 с.

# Gas saturation of the non-traditional reservoir of the Lower Berezovskaya subformation of the north of the West Siberia, and its relation to the void mineral composition and structure

## Authors:

**Danil B. Rodivilov** — lead geophysicist of department of log data analysis and interpretation<sup>1</sup>; [d.rodivilov@ggr.gazprom.ru](mailto:d.rodivilov@ggr.gazprom.ru)

**Pavel N. Kokarev** — head of department of log data analysis and interpretation<sup>1</sup>; [p.kokarev@ggr.gazprom.ru](mailto:p.kokarev@ggr.gazprom.ru)

**Vener G. Mamyashev** — Ph.D., assistant professor<sup>2</sup>; [tmngeofiz@mail.ru](mailto:tmngeofiz@mail.ru)

<sup>1</sup>LLC “Gazprom Geologorazvedka”, Tyumen, Russian Federation

<sup>2</sup>Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

## Abstract

The oldest Cenomanian gas fields of the north of the West Siberia have a steady tendency of the production decline yet today. The Lower Berezovskaya subformation gas was ignored before, now it attracts attention of the producer companies more often. The collector of this subseries is a complex underexplored non-traditional object promising to support gas production. Its mineral composition and basic petrophysical properties have recently been studied actively, however, the issue of the gas saturation level is still open.

Argillous gaizes represent the Lower Berezovskaya subformation reservoir. This work provides the first evaluation of the saturation in this reservoir based on the interpretation of the geophysical studies of wells and encapsulated core analysis. It also reveals and describes the connection between the mineral composition of the gaizes, the structure of the voids, and the gas saturation.

## Materials and methods

The DMRP (Density Magnetic Resonance Porosity) method was used to define the level of gas saturation in wells. The argillous

gaizes were studied using the Preobrazhensky method and non-stationary helium filtration method. They also used an X-ray diffraction and adsorptive structural analyses. The extraction distillation method was used to study the encapsulated core samples.

## Results

Production well logging data analysis allowed allocating two significant objects in the Lower Berezovskaya subformation, which are reservoirs LB<sub>1</sub> and LB<sub>2</sub>.

The improved DMRP method allowed calculating the gas saturation rate of the near well bore area. It is established that the gas saturation of the argillous gaizes depends on the void space mineral composition and structure. The reservoir LB<sub>1</sub> is less gas saturated than LB<sub>2</sub>, as it contains low crystalline and amorphous silica modifications (opal christobalite tridymite phase), whereby the void space is mainly represented by the subcapillary porosity filled with molecular water.

## Conclusions

According to the capillary mechanism of the accumulation, large capillary dimension voids

alone contain gas (macroporosity classified by IUPAC). Due to this fact, the most important zone of interest production wise in the Lower Berezovskaya subformation is reservoir LB<sub>2</sub> with its void space of more than 50% of macroporosity. Subsequently, using high-resolution tomography and microscopy Digital Core will allow describing the mechanism of the formation of void space structure of the gaizes depending on the morphology of the silica. Considering the view of the gas saturation developed in this article, this information will allow developing a correct electrical model of the non-traditional reservoir of the Lower Berezovskaya subformation. This, in its turn, will be a basis for determining the true gas saturation according to results of the borehole electrical measurements.

## Keywords

lower Berezovskaya subformation, non-traditional reservoir, fractured porous reservoir, argillous gaizes, amorphous silica, void space, gas saturation, density log, nuclear-magnetic resonance log, sonic log

## References

- Cherepanov V.V., Pyatnitskiy Yu.I., Khabibullin D.Ya., Sitdikov N.R. and oth. *Perspektivy narashchivaniya resursnoy bazy gazovykh mestorozhdeniy na pozdney stadii razrabotki putem izucheniya promyshlennogo potentsiala netraditsionnykh kollektorov nadzenomanskikh otlozheniy* [Challenges of increasing a resource base at the mature gas fields by studying a production potential of the non-traditional reservoirs of the Upper Cenomanian deposits]. International scientific-practical conference, Kazan, 2014.
- Cherepanov V.V., Men'shikov S.N., Varyagov S.A., Oglodkov D.Yu. and oth. *Problemy otsenki neftegazoperspektivnosti otlozheniy nizhnerezhovskoy podsvity severa Zapadnoy Sibiri* [Problems of the assessment of the prospects of oil and gas deposits of the Lower Berezovskaya subformation of the north of the West Siberia]. *Geology, geophysics and the development of oil and gas fields*, 2015, issue 2, pp. 11–26.
- Perezhogin A.S., Nezhdanov A.A., Smirnov A.S. *Perspektivy osvoeniya senonskogo gazonosnogo kompleksa severa Zapadnoy Sibiri* [Prospects of the development of the Cenonian gas bearing complex of the north of the West Siberia]. *Exposition Oil Gas*, 2016, issue 6, pp. 42–45.
- Doroshenko A.A., Karymova Ya.O. *Kharakteristika pustotnogo prostranstva opok senonkikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri* [Characteristics of the void space of the Cenonian deposit gaizes of the north of the West Siberia]. *Exposition Oil Gas*, 2017, issue 6, pp. 42–45.
- Bondarev V.L., Mirotvorskiy M.Yu., Zvereva V.B., Oblekov G.I. and oth. *Netraditsionnye gazy severa Zapadnoy Sibiri* [Non-traditional gases of the north of the West Siberia]. *Geology, geophysics and the development of oil and gas fields*, 2008, issue 10, pp. 4–16.
- Hamada G.M., Abushanab M.A. Better porosity estimate of gas sandstone reservoirs using density and NMR logging data // *Emirates Journal for Engineering Research*, 2008, issue 13, pp. 47–54.
- Noah A.Z., Shazly T.F. Calculation of Porosity by Combining the Nuclear Magnetic Resonance and Sonic Logs in Gas Bearing Reservoir at Sienna Field of WDDM Concession in Egypt // *World Applied Sciences Journal*, 2014, issue 30, pp. 1801–1807.
- Thommes M., Kaneko K., Neimark A.V., Olivier J.P. and oth. *Physiosorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report)* // *Pure and Applied Chemistry*, 2015, issue 9–10, pp. 1051–1069.
- Priklonskiy V.A. *Gruntovedenie* [Soil science]. Moscow: Gosgeoltekhizdat, 1955, 430 p.
- Sergeev E.M. *Gruntovedenie* [Soil science]. Moscow: MSU, 1971, 595 p.
- Rode A.A. *Pochvennaya vlaga* [Soil moisture]. Moscow: AS USSR, 1952, 456 p.
- Ovcharenko F.D. *Gidrofil'nost' glin i glinistyykh materialov* [Hydrophilicity of clays and clayey materials]. Kiev: AS USSR, 1961, 291 p.
- Zosimov F.N. *Diffuznyy sloy i mineralizatsiya plastovykh vod* [Diffuse layer and mineralization of the formation waters]. Tyumen: Soft Design, 1995, 188 p.
- Kartsev A.A. *Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Hydrogeology of oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1972, 280 p.