УДК 553.981.2+552.08

Д.Б. Родивилов
ООО «Газпром геологоразведка»
инженерно-технический центр[1]
ведущий геофизик отдела анализа и интерпретации данных ГИС
d.rodivilov@ggr.gazprom.ru

Трудноизвлекаемые запасы газа нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири: опыт определения эффективных толщин и оценки подсчетных параметров коллекторов

[1]Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 70.

Проблема устойчивого падения добычи сеноманского газа ряда старейших месторождений севера Западной Сибири в последние годы послужила стимулом к изучению залежей трудноизвлекаемого газа. Одним из перспективных объектов возвратной добычи является нижнеберезовская подсвита сенона. В работе представлен хронологический порядок изучения этих отложений в пределах Медвежьего месторождения. Приведены литологические, структурные и петрофизические характеристики глинистых опок сенона. Разработан принцип детальной корреляция, на основе которого в разрезе подсвиты выделены четыре пласта. Рассмотрена концепция о том, что вся толща отложений подсвиты является нетрадиционным коллектором с переменными свойствами. Представлен алгоритм оценки подсчетных параметров коллекторов различного минерального состава. На основе комплексного анализа геолого-геофизических данных проведена оценка газоперспективности пластов и подсвиты в целом

Ключевые слова: месторождение Медвежье; нижнеберезовская подсвита; сенон; трудноизвлекаемые запасы газа; глинистые опоки; нетрадиционный коллектор

Отложения нижнеберезовской подсвиты сенона севера Западной Сибири относятся к категории низкопроницаемых пластов с трудноизвлекаемыми запасами газа. В профессиональной среде считается, что недостаточный уровень развития технологий разработки и ограниченная геологическая изученность отложений не позволяют на сегодняшний день обеспечить рентабельную добычу запасов сенонского газа.

Однако прогнозы экономической эффективности в настоящий момент не имеют должного обоснования, т.к. отсутствует достоверная оценка начальных запасов газа. Связано это с тем, что оценка газонасыщенности нетрадиционного коллектора сенона невозможна без длительного наукоемкого геолого-геофизического и петрофизического изучения отложений нижнеберезовской подсвиты.

В 2012 г. ПАО «Газпром» совместно с дочерними обществами ООО «Газпром добыча Надым» и ООО «Газпром геологоразведка» приступили к целенаправленной работе по изучению нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения. Построено 6 разведочных скважин, проведен современный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС), отобран и изучен изолированный керн. В четырех скважинах пробурены боковые стволы с горизонтальным окончанием, проведен многостадийный гидроразрыв пласта, получены промышленные притоки газа.

В 2016 г. запасы газа сенонской залежи Медвежьего месторождения были впервые поставлены на государственный баланс. В процессе защиты отчета по подсчету запасов возникли определенные сложности, связанные с тем, что коллектор нижнеберезовской подсвиты является нетрадиционным для Западной Сибири и к тому времени оставался малоизученным. В итоге принятые подсчетные параметры являются осредненными и недостаточно надежными.

Сегодня исследователи располагают достаточным количеством информации для создания новой научно-обоснованной методики определения эффективных толщин, а также расчета коэффициентов пористости и газонасыщенности нетрадиционного коллектора сенона. Настоящая работа посвящена описанию становления этой методики по мере развития представлений о структуре и свойствах коллектора нижнеберезовской подсвиты.

Характеристика объекта

Первые исследования керна показали, что породы нижнеберезовской подсвиты представлены тонкозернистыми опоками с различными пропорциями кремнезема и глинистых минералов. Особенностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) оказалась низкая проницаемость опок (Кпр) менее 1 мД в сочетании с высокой общей пористостью (Кп) от 25 до 40% [1].

На первом этапе нижнеберезовская подсвита была разделена на две части, в последствии названые как пласты $НБ_1$ и $НБ_2$. Наиболее уверенно они разделялись по показаниям акустического (АК) и ядерно-магнитного методов (ЯМК). Пласт $НБ_1$ относительно $НБ_2$ характеризуется меньшими значениями DTp и большими значениями Кп_ЯМК. Различия показаний АК можно наблюдать на схеме корреляции, представленной на ***рис. 1***.

Позже по данным рентгеноструктурного анализа (РСА) было выявлено, что опоки пластов $НБ_1$ и $НБ_2$ состоят в среднем на 65% из кремнезема, 30% глинистых минералов и 5% полевых шпатов. Кремнезем в опоках пласта $НБ_2$ представлен исключительно кристаллическим альфа-кварцем. В отличии от них в опоках пласта $НБ_1$ кремнезем состоит на две третьих из того же кристаллического кварца, а на треть из слабо кристаллической, частично аморфной, опал-кристобалит-тридимитовой фазы кремнезема (ОКТ-фаза).

Таким образом, первичное разделение подсвиты подтвердилось различием минерального состава пластов. Вот только причина столь кардинальных расхождений в показаниях ГИС оставалась неизвестной, т.к. физические свойства ОКТ-фазы, конечно, отличны от кварца, но не на столько, чтобы так сильно влиять на результаты каротажа.

По мере накопления и анализа информации выяснилось, что причина такого расхождения в показаниях объемных методов ГИС связана с различной степенью газонасыщенности пластов.

Дело в том, что по данным адсорбционно-структурного анализа (АСА) в опоках сенона пустотное пространство представлено порами нанометровой размерности. Аналогичные результаты показала растровая электронная микроскопия (РЭМ) образцов, подготовленных методом резки фокусированным ионным пучком (ФИП). Фотоснимки последовательных срезов ФИП позволили создать трехмерную модель пустотного пространства и доказать связанность этих нанометровых пор.

Комплексный анализ лабораторных исследований керна показал, что пустотное пространство опок пласта $НБ_1$, кремнезем которых состоит из комбинации кварца и ОКТ-фазы, на 75% представлено порами размером менее 50 нм.

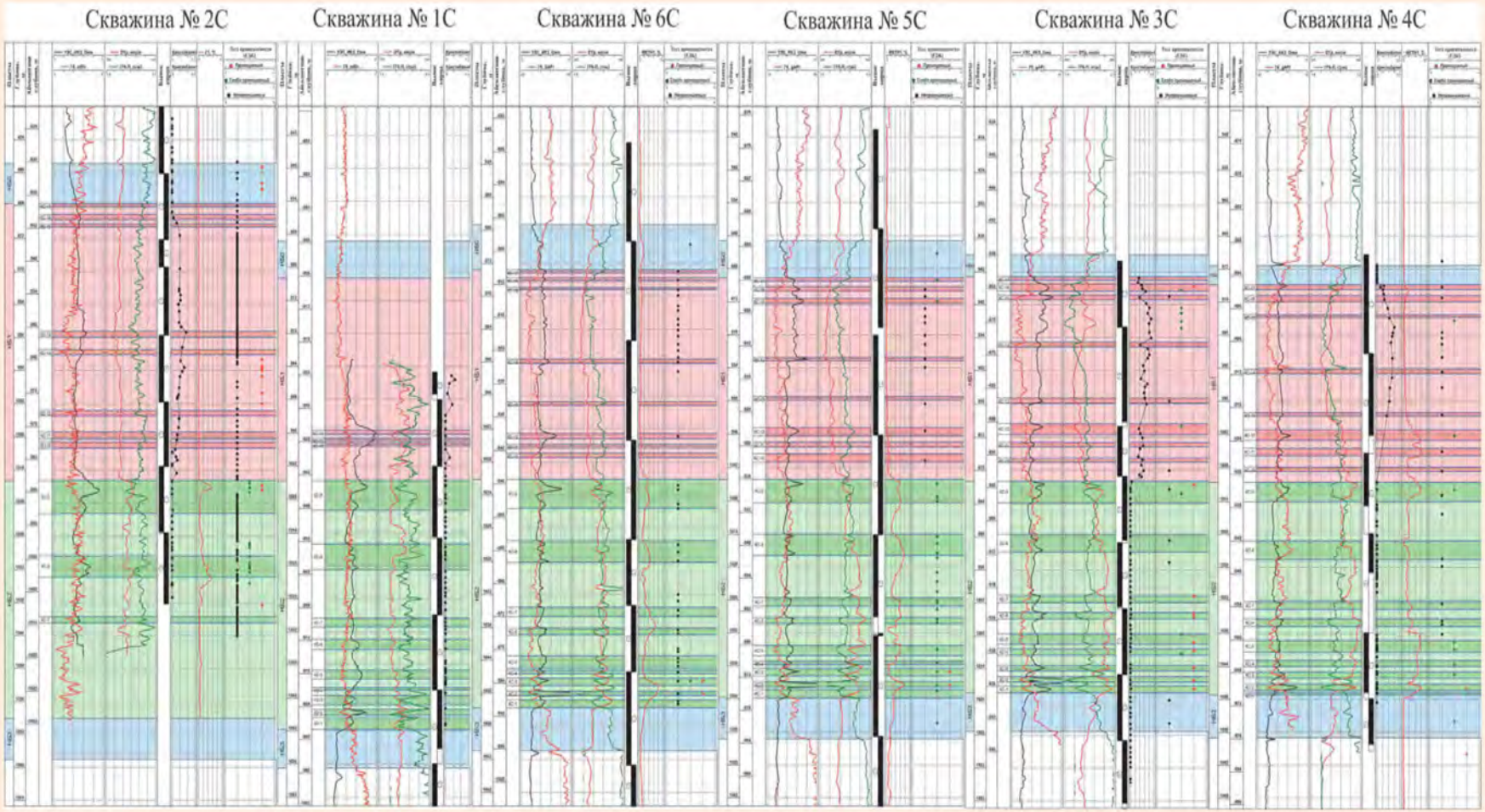

Рис. 1.
Схема детальной корреляции разрезов скважин сенонского проекта на Медвежьем месторождении

№ скважины	Толщина подсвиты, м	Толщина пластов, м			
		$НБ_0$	$НБ_1$	$НБ_2$	$НБ_3$
3С	86,5	40,0	37,1	38,3	7,1
4С	85,7	3,5	35,8	38,6	7,8
5С	90,4	6,7	36,6	39,6	7,5
6С	95,4	8,2	38	41,4	7,8
В среднем:	89,5	14,6	36,9	39,5	7,6

Таблица 1.
Сведения по толщинам целевых объектов и нижнеберезовской подсвиты в целом

Предположительно пустоты такой размерности заняты физически связанной водой и не участвуют в накоплении газа [2].

В свою очередь, кремнезем глинистых опок пласта $НБ_2$ представлен исключительно кварцем, а относительно крупные поры, способные накапливать газ, составляют, примерно, половину от общего объема пустот. Такая внутренняя структура опок определяет пласт $НБ_2$ как наиболее газоперспективный объект в разрезе нижнеберезовской подсвиты [2].

Этот вывод независимо от ГИС и исследований керна подтверждают результаты газового каротажа, представленные на рисунке (***рис. 1***). Как видно из рисунка аномалии показаний наблюдаются в основном в интервале пласта $НБ_2$, в то время как $НБ_1$ характеризуется фоновыми значениями.

Определение эффективных толщин

Бурение скважин сенонского проекта на нефильтрующихся полимерных и углеводородных растворах исключает возможность выделения коллектора по прямым качественным признакам. В связи с этим единственным альтернативным вариантом становится оценка косвенных количественных критериев выделения коллекторов. Для их определения авторы работы [3] реализовывали статистический и корреляционный способы определения граничных значений.

Первый способ в силу малого объема накопленной информации оказался недостаточно надежным. Второй способ позволил сформировать концепцию, согласно которой вся толща нижнеберезовской подсвиты является трещинно-поровым коллектором с переменными фильтрационно-емкостными свойствами. В качестве граничных значений приняты 0,05 д.ед. для эффективной и 0,25 д.ед. – общей пористости. С момента публикации данной работы в распоряжении автора не оказалось новой информации, которая позволила бы уточнить либо пересмотреть описанную концепцию.

В то же время результаты ГИС по двум новым скважинам позволили разработать новый принцип детальной корреляции нижнеберезовской подсвиты. Он основан на совместном анализе лабораторного определения минерального состава и материалов ГИС. В разрезе 6 скважин были выделены 17 корреляционных слоев (КС1-К17), характеризующихся повышенными значениями удельного электрического сопротивления (УЭС) и имеющих типичную прослеживающуюся от скважины к скважине форму диаграмм методов ГИС. Результат корреляционных построений представлен на рисунке (***рис. 1***).

С применением новой корреляции уточнены границы залегания основных пластов $НБ_1$ и $НБ_2$, а также выделены два новых. Пласты $НБ_0$ и $НБ_3$ представлены более плотными, более глинистыми породами. Они являются, по сути, переходными зонами. В случае $НБ_3$ это переход от кремнистых глин кузнецовской свиты к глинистым опокам пласта $НБ_2$, в случае $НБ_0$ – от глинистых опок пласта $НБ_1$ к глинам верхнеберезовской подсвиты.

По всему интервалу залегания нижнеберезовской подсвиты каротаж проведен только в четырех скважинах. Корреляционные построения по этим скважинам свидетельствует о том, что горизонт НБ достаточно выдержан по месторождению и имеет предсказуемое строение (***табл. 1***).

Оценка коэффициента пористости

Коэффициент общей пористости сенонских отложений оценивается двумя способами, в основу которых заложены петрофизические связи типа «керн – ГИС» либо «керн – керн». Для реализации первого способа необходимо достаточное количество исследований керна и их точная увязка. Проблем с выполнением этих условий в скважинах сенонского проекта нет. В работе [2]

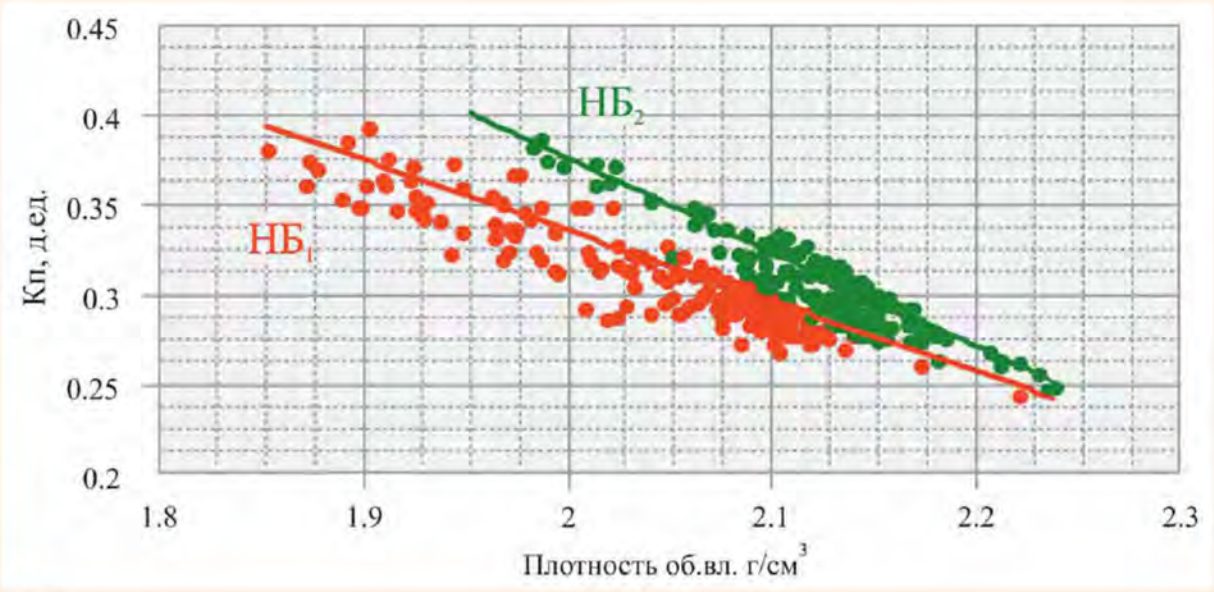

Рис. 2.
Зависимость коэффициента открытой пористости от объемной плотности насыщенной породы по литотипам

представлен вариант расчета Кп с применением связей типа «керн – ГИС» по материалам АК.

Второй способ оценки пористости с использованием связей типа «керн – керн» имеет более сложный алгоритм. Связано это с влиянием остаточной газонасыщенности на показания методов ГИС в разрезах сенонских скважин. Рассмотрим такой способ на примере метода ГГК-П.

За основу приняты зависимости типа «керн – керн» между коэффициентом пористости Кп и объемной плотностью насыщенной породы $\sigma_{об.вл}$, определенных на керне методом керосинонасыщения в атмосферных условиях. Объемная плотность насыщенной породы определяется по формуле:

$$\sigma_{об.вл} = \sigma_{об} + Кп \cdot \sigma_{в}, \quad (1)$$

где $\sigma_{об}$ – объемная плотность образца керна, г/см^3;
Кп – коэффициент пористости образца керна, д.ед.;
$\sigma_{в}$ – плотность воды численно равная 1,0 г/см^3.

Зависимости, представленные на графике (***рис. 2***) уверено разделяются по пластам. Уравнения зависимостей имеют следующий вид:

$$\text{для } НБ_1: Кп = 1{,}12 - 0{,}392 \cdot \sigma_{об.вл} R^2 = 0{,}75 \quad (2)$$

$$\text{для } НБ_2: Кп = 1{,}42 - 0{,}522 \cdot \sigma_{об.вл} R^2 = 0{,}73 \quad (3)$$

Применяемые буровые растворы не консервируют стенку скважин, что приводит к частичной дегазации прискважинной зоны пласта. Вследствие этого газ, оставшийся в радиусе исследования зонда ГГК-П, приводит к проявлению эффекта занижения регистрируемой плотности.

В соответствии с методическими рекомендациями [4] влияние эффекта газонасыщенности на показания метода ГГК-П компенсируется вводом поправки Δσ, рассчитанной по формуле:

$$\Delta\sigma = (\sigma_{в} - \sigma_{г}) \cdot К_{п} \cdot К_{г}', \quad (4)$$

где $\sigma_{в}$ – плотность воды, принятое значение которой равняется 1 г/см^3;
$\sigma_{г}$ – плотность газа в пластовых условиях в единицах г/см^3;
Кг′ – коэффициент газонасыщенности в радиусе исследования метода ГГК-П, д.ед.

Плотность $\sigma_{г}$ оценивается в зависимости от состава газа, его плотности в стандартных условиях, пластового давления и температуры. Значение $\sigma_{г}$ для метанового газа нижнеберезовской подсвиты численно равняется 0,0977 г/см^3.

Оценить коэффициент газонасыщенности в прискважинной части пласта Кг′ можно способом комплексирования данных методов ГГК-П и ЯМК. В зарубежной литературе эта методика известна как *Density Magnetic Resonance Porosity* (*DMRP*) [6, 7]. Подробный алгоритм этой методики, примененный к отложениям сенона, также рассмотрен ранее в работе [2].

В итоге показания метода ГГК-П были внесены следующие поправки Δσ: 0,035 г/см^3 для пласта $НБ_1$ и 0,05 г/см^3 для $НБ_2$. Это привело к корректировке пористости на 1,6% и 2,7% (абсолютных), соответственно.

По шести скважинам, в среднем, пористость для пласта $НБ_1$ составила 0,307 д.ед., для $НБ_2$ – 0,298 д.ед. Отметим, что оценка коэффициентов пористости проводится только по основным объектам $НБ_1$ и $НБ_2$. Реализовать подобные рас-

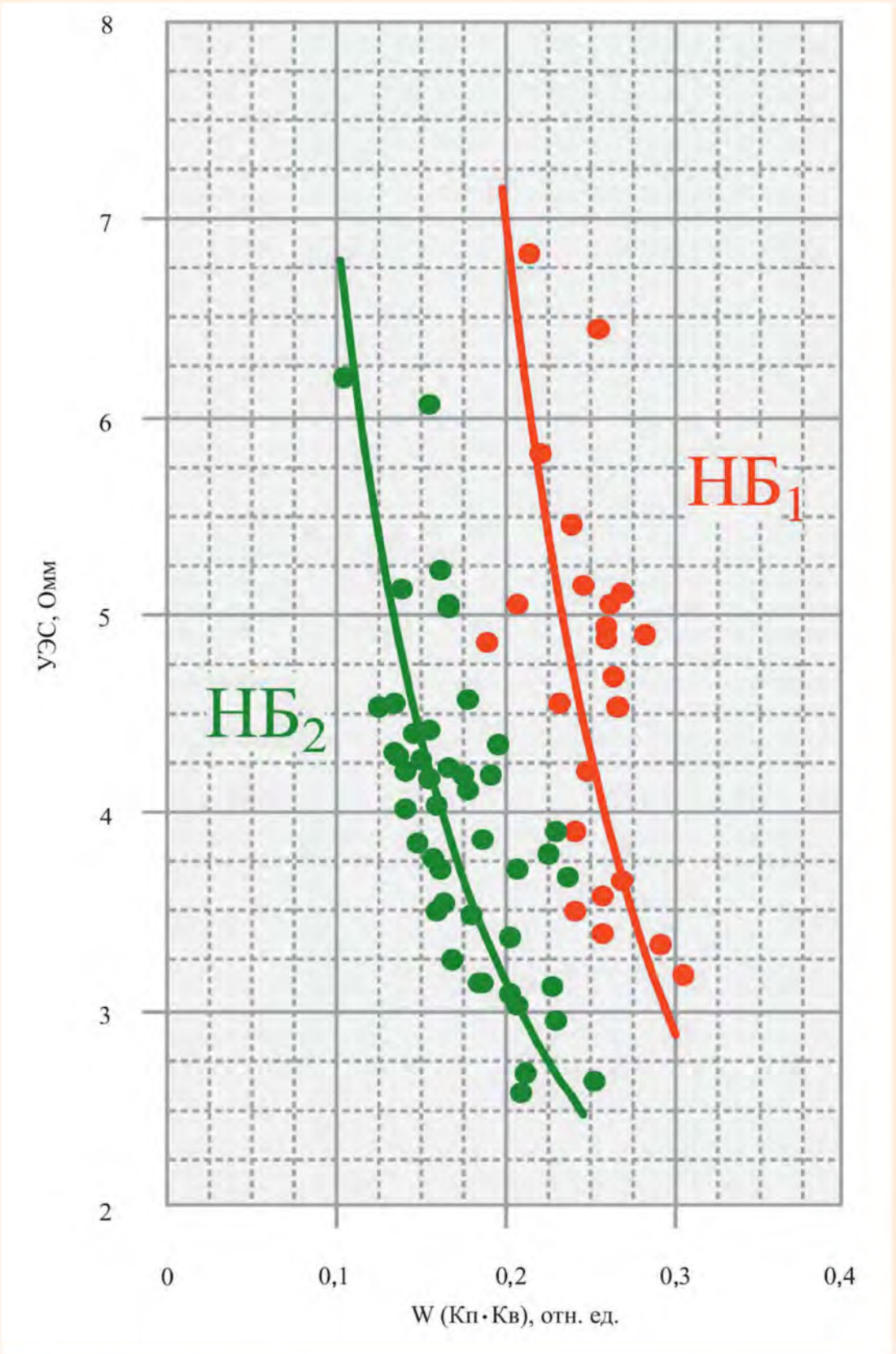

Рис. 3.
Зависимость УЭС пород от коэффициента объемной влажности

четы по пластам переходных зон $НБ_0$ и $НБ_3$ в данный момент невозможно ввиду недостаточной статистики исследований керна.

Оценка коэффициента газонасыщенности

Еще до того, как были выявлены структурные и композиционные различия опок, в распоряжении исследователей были результаты определения естественной водонасыщенности изолированного керна. Согласно этим анализам, водонасыщенность образцов пласта $НБ_1$ в среднем составляет 0,747 д.ед. против 0,551 д.ед. в образцах пласта $НБ_2$. Другими словами, в очередной раз концепция того, что минеральный состав опок определяет структуру пустотного пространства и распределение поровой воды, подтвердилась независимым фактом – различием естественной водонасыщенности пластов $НБ_1$ и $НБ_2$.

В практическом плане исследования изолированного керна позволили разработать так называемую «методику объемной влажности». В работе [5] представлено подробное описание этой методики определения коэффициента газонасыщенности (Кг). Алгоритм расчета основан на взаимосвязях типа «ГИС – керн» между удельным электрическим сопротивлением (УЭС) пород по материалам индукционного каротажного зондирования (ИКЗ) и коэффициентом объемной влажности W, который равен:

$$W = Кп \cdot Кв = Кп \cdot (1-Кг) \quad (5)$$

Представленные на графике (***рис. 3***) взаимосвязи, аналогично уравнениям (2–3) являются индивидуальными для пластов $НБ_1$ и $НБ_2$ и имеют вид:

$$\text{для } НБ_1\text{: } УЭС = 0{,}209/W^{2.18},\ R^2 = 0{,}13 \quad (6)$$

$$\text{для } НБ_2\text{: } УЭС = 0{,}494/W^{1.15},\ R^2 = 0{,}34 \quad (7)$$

По материалам ГИС шести скважин коэффициент газонасыщенности для пластов $НБ_1$ и $НБ_2$ в среднем составил 0,235 д.ед. и 0,459 д.ед., соответственно. Стоит отметить, что зависимости (6–7) имеют низкие корреляционные параметры, это связано с ограниченностью коллекции образцов и узким диапазоном изменения коэффициента объемной влажности по каждому из пластов. В ближайшем будущем при появлении результатов исследований керна по новым скважинам № 5С и 6С теснота и корреляционные показатели связей возможно повысятся.

В работе [6] представлен дополнительный подход к оценке Кг. Искомый параметр в этом варианте определятся по итогу расчета объемно-компонентной модели, позволяющей по данным ГИС оценить как твердую минеральную, так и поровую составляющую в комбинации «вода плюс метановый газ». Недостатком данной методики является высокая вариативность результатов моделирования в зависимости от входящих в модель констант, что переводит данную методику на второстепенный план.

Перспективным направлением оценки Кг является применение аппаратурного комплекса КСПРК-Ш, сочетающего многозондовый нейтронный каротаж (МНК) и спектрометрический нейтронный гамма каротаж (СНГК). Разработанная компанией ООО «ИНТГ» методика Кг-МНК [7] апробирована и рекомендована в ФБУ «ГКЗ» для оценки насыщенности газовых и газоконденсатных объектов. Предварительные результаты применения этой методики в двух последних скважинах № 5С и 6С показали достаточно хорошую сходимость с оценками Кг по методике объемной влажности. Работа, посвященная подробному анализу результатов применения МНК в сенонских скважинах, планируется автором в ближайшее время в виде отдельной публикации.

Выводы

В разрезе нижнеберезовской подсвиты выделяются 4 пласта $НБ_0$, $НБ_1$, $НБ_2$ и $НБ_3$. Глинистые опоки целевых объектов $НБ_1$ и $НБ_2$ различаются минеральным составом, структурой пустотного пространства, а также степенью газонасыщенности.

Вся толща отложений подсвиты представляет собой нетрадиционный трещинно-поровый коллектор. Согласно представленной методике оценки подсчетных параметров эффективная толщина пласта $НБ_1$ в среднем составляет 36,8 м, Кп – 0,307 д.ед., Кг – 0,235 д.ед. Наиболее перспективным целевым объектом определен пласт $НБ_2$, эффективная толщина которого в среднем составляет 39,5 м, Кп – 0,298 д. ед., Кг – 0,459 д.ед.

Литература

1. Карымова Я.О., Дорошенко А.А. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 6. С. 23– 27.

2. Родивилов Д.Б., Кокарев П.Н., Мамяшев В.Г. Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижнеберезовской подсвиты севера Западной-Сибири и ее связь с минеральным составом и структурой пустотного пространства //Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 3. С. 26–31.

3. Родивилов Д.Б., Кокарев П.Н., Мамяшев В.Г. Нетрадиционный коллектор нижнеберезовской подсвиты и критерии его выделения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3.
4. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва-Тверь. 2003.
5. Родивилов Д.Б., Кокарев П.Н., Мамяшев В.Г. Оценка газонасыщенности нетрадиционных коллекторов сенонских отложений севера Западной Сибири //Каротажник. 2018. № 9.
6. Родивилов Д.Б. Разработка комплексной объемно-компонентной модели нетрадиционного коллектора сенонских отложений // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: материалы докладов международного научно-практического семинара 16–17 ноября 2017 г. Тюмень: ТИУ. 2018. 198 с.
7. Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Лысенков А.И., Даниленко В.Н., Борисова Л.К. Методические рекомендации по применению комплекса многозондового нейтронного каротажа для оценки газонасыщенности коллекторов в обсаженных газовых скважинах. М. 2016.

UDC 553.981.2+552.08

D.B. Rodivilov, Leading Geophysicist of the Department for Analysis and Interpretation of Well Logging Data, Engineering Center of Gazprom Geologorazvedka[1], d.rodivilov@ggr.gazprom.ru

[1]70 Gerzen str., Tyumen, 625000, Russia.

Hard-to-recover Reserves of the Lower Berezovskaya Subformation of the North of the West Siberia: Experience of Reservoir Zonation and Volume Parameters Evaluation

Abstract. The problem of a steady decline in the production of Cenomanian gas of oldest fields in the north of Western Siberia in recent years has served as a stimulus for the study of hard-to-recover gas fields. One of the promising objects of reverse mining is the Lower Berezovskaya subformation of the Senonian formation. The article presents a chronological order of study of these deposits of the Medvezhye field. The lithological, structural and petrophysical characteristics of the Senonian argillous gaizes (porcelanites) are given. Based on the newly developed principle of detailed correlation, four strata were identified in the subformations. The concept that the total thickness of subformation sediments is an unconventional reservoir with variable properties is considered. An estimating algorithm of volume parameters of reservoirs of different mineral composition is presented. Based on a complex analysis of geological and geophysical data, prospects for gas objects and subformation in general were assessed.

Keywoeds: Medvezhye field; lower berezovskaya subformation; senon; hard-to-recover gas reserves; argillous gaize (porcelanites); non-traditional reservoir.

References

1. Karymova Ia.O., Doroshenko A.A. ***Kharakteristika pustotnogo prostranstva opok senonskikh otlozhenii severa Zapadnoi Sibiri*** [Characteristics of the void space of the sediments of the Senonian deposits of the north of Western Siberia]. ***Ekspozitsiia Neft' Gaz*** [Exposure Oil Gas], 2017, no. 6, pp. 23– 27.
2. Rodivilov D.B., Kokarev P.N., Mamiashev V.G. ***Gazonasyshchennost' netraditsionnogo kollektora nizhneberezovskoi podsvity severa Zapadnoi-Sibiri i ee sviaz' s mineral'nym sostavom i strukturoi pustotnogo prostranstva*** [Gas saturation of an unconventional collector of Lower Berezovskaya subsupply of the north of West Siberia and its relationship with the mineral composition and structure of the void space]. ***Ekspozitsiia Neft' Gaz*** [Exposure Oil Gas], 2018, no. 3, pp. 26–31.
3. Rodivilov D.B., Kokarev P.N., Mamiashev V.G. ***Netraditsionnyi kollektor nizhneberezovskoi podsvity i kriterii ego vydeleniia*** [Unconventional collector of Lower Berezovsk sub-suite and criteria for its separation]. ***Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*** [Proceedings of higher educational institutions. Oil and gas], 2018, no. 3.
4. Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Iatsenko G.G. ***Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob"emnym metodom*** [Guidelines for calculating geological reserves of oil and gas by the volumetric method]. Moscow-Tver. 2003.
5. Rodivilov D.B., Kokarev P.N., Mamiashev V.G. ***Otsenka gazonasyshchennosti netraditsionnykh kollektorov senonskikh otlozhenii severa Zapadnoi Sibiri*** [Gas saturation assessment of unconventional reservoirs of Senonian sediments in the north of Western Siberia]. ***Karotazhnik*** [Logger], 2018, no. 9.
6. Rodivilov D.B. ***Razrabotka kompleksnoi ob"emno-komponentnoi modeli netraditsionnogo kollektora senonskikh otlozhenii*** [Development of a complex volume-component model of an unconventional Senonian reservoir]. ***Informatsionnye sistemy i tekhnologii v geologii i neftegazodobyche*** [Information systems and technologies in geology and oil and gas production]. Proc. Int. sem. 16-17 November 2017. Tyumen, TIU. 2018. 198 p.
7. Egurtsov S.A., Ivanov Iu.V., Lysenkov A.I., Danilenko V.N., Borisova L.K. ***Metodicheskie rekomendatsii po primeneniiu kompleksa mnogozondovogo neitronnogo karotazha dlia otsenki gazonasyshchennosti kollektorov v obsazhennykh gazovykh skvazhinakh*** [Guidelines for the use of complex multi-core neutron logging for assessing the gas saturation of reservoirs in cased gas wells]. Moscow, 2016.