



Д.В. Дьяконова¹
Заместитель генерального директора
ООО НТПЦ «СЕНОМАН»
dasha2004@mail.ru



А.С. Земченков²
Главный специалист Отдела
промыслово-геофизических и
сейсморазведочных работ «Газпром
ЭП Интернешнл Сервисиз Б.В.»
alexander.zemchenkov@gmail.com

Оценка пористости карбонатных коллекторов кембрийских надсолевых отложений по данным ГИС и керна

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

1. Дьяконова Дарья Владимировна. В 2005 году окончила Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе по специальности «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». Сфера научных интересов – мультидисциплинарный подход к освоению недр и изучению водоносных горизонтов, интерпретация геолого-геофизических данных, вопросы региональной геологии и гидрогеологии. Автор 8 научных публикаций.

ООО «НТПЦ «СЕНОМАН», 127422, г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10, офис 77

2. Земченков Александр Сергеевич. В 2011 году окончил Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе по специальности «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». Сфера научных интересов – интерпретация данных ГИС, комплексирование геофизических методов. Автор 8 научных публикаций

«Газпром ЭП Интернешнл Сервисиз Б.В.», 123060, г. Москва, ул. Маршала Рыбалко, д. 7, кв. 38

В статье рассмотрена методика оценки емкостных свойств карбонатных коллекторов смешанного типа. Были исследованы карбонатные породы (доломиты) надсолевых отложений Метегерской, Ичерской и Чарской свит Восточно-Алинского месторождения. Для определения пористости методами ГИС использовались различные методы: нейтронный, акустический и боковой (по данным сопротивления пласта и пластовой воды). По эмпирической зависимости пластовых скоростей определена кривая плотности (уравнение Гарднера). Установлено, что разброс пористости имеет неравномерный характер, что обычно свойственно трещинному или смешанному типу коллектора. Тем не менее количественные значения, определенные разными методами, близки между собой. Полученные данные могут быть актуальными при оценке запасов подземных вод на месторождениях углеводородов в данном регионе.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, Восточно-Алинское месторождение, ГИС, вторичная пористость, карбонатный коллектор.

Необходимость изучения надсолевых отложений связана с активной фазой разработки нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири, а именно их обеспечением технической водой. В 2020 году «Сургутнефтегаз» увеличил добычу на 5,8 % – до 9,9 млн. тонн, достигнув максимума годовой добычи за весь период разработки, по данным годового отчета компании. В настоящий момент в Восточной Сибири ПАО «Сургутнефтегаз» разрабатывает семь месторождений [1]. Основным интерес здесь представляют продуктивные горизонты – осинский и хамакинский, ориентированные на добычу нефти, а водоносный горизонт, обеспечивающий снабжение месторождения технической водой, приурочен к нижнесреднекембрийским отложениям. В качестве примера ниже рассмотрен разрез надсолевой формации Восточно-Алинского месторождения, вскрытый одной из пробуренных скважин.

Литолого-петрофизическая характеристика отложений

Стратиграфически нижнесреднекембрийский водоносный комплекс состоит из Чарской, Ичерской и Метегерской свит. Формирования Чарской свиты представлены доломитами коричневато-серыми, темно-серыми, плотными, местами трещиноватыми, участками сильно ангидритизированными, местами засолонёнными. Разрез Ичерской свиты выполнен однородной толщей доломитов с прослоями аргиллитов. Метегерская свита представлена плотными доломитами, с прослоями аргиллитов и мергелей. Породы трещиноватые, местами закарстованные как по площади, так и по разрезу.

Пустотно-поровое пространство, сформированное в карбонатных породах, по сравнению с пустотами песчаников отличается большим разнообразием, как по происхождению и распределению в матрице породы, так и по морфологии. Оно образуется на всех стадиях литогенеза и особенно при внестадиальных процессах и может быть первичным и вторичным.

Первичные пустоты встречаются преимущественно в породах обломочных (межобломочные поры), оолитовых, комковато-сгустковых и органогенных.

Вторичные пустоты формировались в результате перекристаллизации, растворения, расстрескивания. К вторичным пустотам относятся межкристаллитные и кавернообразные поры, каверны и трещины.

Кавернообразные поры – представлены мелкими (размером менее 2 мм) пустотами растворения. Они развиваются по межкристаллитным порам, по мелким трещинкам и ослабленным зонам за счет растворов, привнесенных извне.

Каверны образуются в результате химического растворения кальцита известняков, а также

благодаря процессам доломитизации, сопровождаемым выносом растворенных компонентов. Каверны могут быть пустыми, частично или полностью заполненными более поздними минералами. К характеристикам каверн относятся: равномерность распределения в матрице породы, морфология, размеры, структура и степень минерального заполнения, процентное содержание по отношению к объему породы в целом.

Трещины образуются в породах на стадии диагенеза, катагенеза и на любых этапах литогенеза при тектонической активности [5, 6].

Учитывая высокую степень неоднородности пород-коллекторов, где вклад в общую пористость вносят первичные и вторичные пустоты (в виде каверн, трещин и межкристаллитных пор), можно говорить о пористости коллекторов смешанного типа.

Характеристика пород по керну

В одной из водозаборных скважин Восточно-Алинского месторождения был отобран керн, по сути эта скважина является одной из немногих, где НГДУ «Талаканнефть» были проведены исследования на керне в надсолевом комплексе.

Проведенные исследования на керне свидетельствуют о наличии вторичных пустот, в которых отсутствует какая-либо закономерность распределения значений измеренной пористости от их типа. Кроме того, стоит отметить, что ограниченное количество исследований в разрезе данной скважины не позволяет составить надежных петрофизических связей. В связи с этим, подсчетные параметры для оценки запасов определялись стандартными подходами к интерпретации по комплексу ГИС, который был проведен в той же скважине, где отбирался керн.

Методика интерпретации ГИС

В рассматриваемой скважине был проведен комплекс геофизических исследований, позволивший определить пористость несколькими методами [2, 4, 8]. Причем пористость по данным 2ННКт была определена в момент записи (TRNP).

Пористость по акустическому каротажу была посчитана по стандартной формуле:

$$K_{ПКАК} = \frac{\Delta t - 143}{680 - 143}$$

где Δt – интервальное время в мкс/м по данным акустического каротажа, 143 мкс/м – интервальное время в доломите, 680 мкс/м – интервальное время в фильтрате бурового раствора для данных скважинных условий (температуре, минерализации и глубине).

Через уравнение Арчи-Дахнова можно рассчитать коэффициент пористости, при том, что нам известно, что в исследуемом интервале у нас 100%-ное насыщение водой [7]

Глубина отбора 80,0-95,0 м (Метегерская свита)

80,18 м	Доломит известковистый. Серо-коричневый. Плотный. С малочисленными пустотами выщелачивания
81,82 м	Доломит глинистый с неравномерными брекчевидными включениями (до 7 см с редкими мелкими включениями ангидрита беловато-серого, размерами до 3 мм. По слою наблюдаются пустоты выщелачивания. Трещиноватый. Порода плотная, крепкая.

Глубина отбора 155,0-160,0 м (Ичерская свита)

155,7 м	Доломит серый. Трещиноватый. Трещины выполнены ангидритом. В верхней части с глубокими пустотами выщелачивания. Местами разрушен до размеров щебня.
155,6 м	Доломит бежевый. Трещиноватый. Трещины различной направленности. С брекчевидными вкраплениями доломита серого размерами до 5 см.

Глубина отбора 199,0-201,9 м (Чарская свита)

199,3 м	Доломит бежевый, местами бурый. Однородной текстуры. С малочисленными разнонаправленными трещинами до 2 мм, выполненными кальцитом.
---------	---

Таблица 1.

Классификация карбонатных коллекторов по И.А. Конюхову

Группа, эффективная пористость	Класс	Проницаемость 10^{-15} м^2 . Эффективная пористость, %	Литологические разности
А. Классы высшей емкости. Эффективная пористость 15 %	I	>1000 >25	Известняки и доломиты скелетные, крупно-кавернозные
	II	$1000-500$ $25-20$	Известняки и доломиты биоморфные, кавернозные
	III	$500-300$ $20-15$	Известняки и доломиты кавернозные и органогенно-обломочные
Б. Классы средней емкости. Эффективная пористость от 15 до 5 %	IV	$300-100$ $15-10$	Известняки и доломиты крупнозернистые порово-кавернозные
	V	$100-50$ $10-5$	Известняки и доломиты средне- и мелкозернистые порово-кавернозные

$$K_{пек} = 218 \sqrt{\frac{\rho_{эф}}{\rho_{пек}}}$$

где $\rho_{пек}$ – сопротивление пласта в зоне исследования боковым каротажем. Сопротивление смеси фильтрата и пластовой воды в зоне исследования боковым каротажем в среднем равно 7-8 Омм, $\rho_{эф}$ – сопротивлению фильтрата, равное 1,2 Омм.

Вторичная пористость не что иное, как разность определенных коэффициентов:

$$K_{п\text{ втор}} = K_{п\text{ общ}} - K_{п\text{ ак}}$$

Общая пористость, определенная методом БК, достигает максимального значения в 15 %, при том, что метод АК показывает превышение за 20 %, ограничиваясь условием отсутствия каверн в пласте.

На графике зависимости видно, что основной диапазон вариаций пористости составляет 4-12 %, а вторичная пористость в среднем равна 5-7 %, которую также стоит учитывать при оценке запасов воды. При этом граничное значение пористости составляет 5 % (по аналогии с лучше изученным подсолевым продуктивным горизонтом). Также необходимо отметить, что некоторые пустоты

могут быть подвержены постседиментационным процессам и заполнены кальцитом или галитом, в большей степени это относится к коллекторам Чарской свиты [3].

Восстановление данных ГГК-п

В комплексе ГИС отсутствуют замеры плотностного каротажа, поэтому авторы прибегнули к одному из известных способов восполнения данной информации. Обычно восстановление записи каротажа проводится под задачи сейсморазведки, однако, расчеты были проведены для того, чтобы дать наиболее полную характеристику горным породам, слагающим разрез [9]. В данном случае для синтеза метода было применено уравнение Гарднера:

$$RHO=a*m*log10(DT),$$

где, а, m – эмпирические коэффициенты, DT – время пробега продольной волны.

Полученная кривая плотности имеет хорошую сходимость с данными керн. Таким образом можно получить представление о плотности пород по всему разрезу и привлечь эти данные для оценки пористости и других прочностных свойств

Таблица 2.
Результаты исследований образцов керна

Пласт	Образец	Литологическое описание	Глубина отбора образца, м	Определение ФЭС		Определение плотности	
				Коэффициент пористости (по воде и гелию), д.е.	Коэффициент проницаемости по гелию, мД	Плотность минер. г/с ³	Плотность объемная, г/с ³
пт	5998-13	Доломит	82.50	7.57	0.31	2.82	2.59
пт	5999-13	Доломит	83.25	6.45	2.65	2.79	2.52
пт	6000-13	Доломит	83.90	2.75	0.02	2.72	2.65
пт	6001-13	Доломит	84.00	2.30	0.03	2.73	2.67
к	6002-13	Доломит глинистый	140.30	4.24	0.01	2.68	2.57
к	6003-13	Доломит трещиноватый	140.65	3.40	4.39	2.67	2.57
к	6004-13	Доломит трещиноватый	141.20	0.25	<0.01	2.69	2.68
к	6005-13	Доломит трещиноватый	142.25	5.37	0.07	2.82	2.67
к	6006-13	Доломит трещиноватый	142.35	2.31	0.00	2.75	2.71
к	6007-13	Доломит трещиноватый	155.05	0.45	0.00	2.68	2.65
к	6008-13	Доломит глинистый	156.00	6.24	0.03	2.77	2.61
сг	6010-13	Доломит	199.30	7.07	0.01	2.83	2.61
сг	6011-13	Доломит глинистый	201.95	1.54	<0.01	2.73	2.7
сг	6012-13	Доломит	202.25	10.86	32.20	2.77	2.46
сг	6013-13	Доломит	202.50	5.34	0.07	2.81	2.63
сг	6015-13	Доломит трещиноватый	229.60	5.88	0.02	2.86	2.68
сг	6016-13	Доломит трещиноватый	229.95	8.69	0.01	2.85	2.59
сг	6017-13	Доломит трещиноватый	230.45	2.05	<0.01	2.74	2.65

Рис. 1.

Кросс-плот по данным бокового и акустического каротажа для определения наличия интервалов с вторичной пористостью.

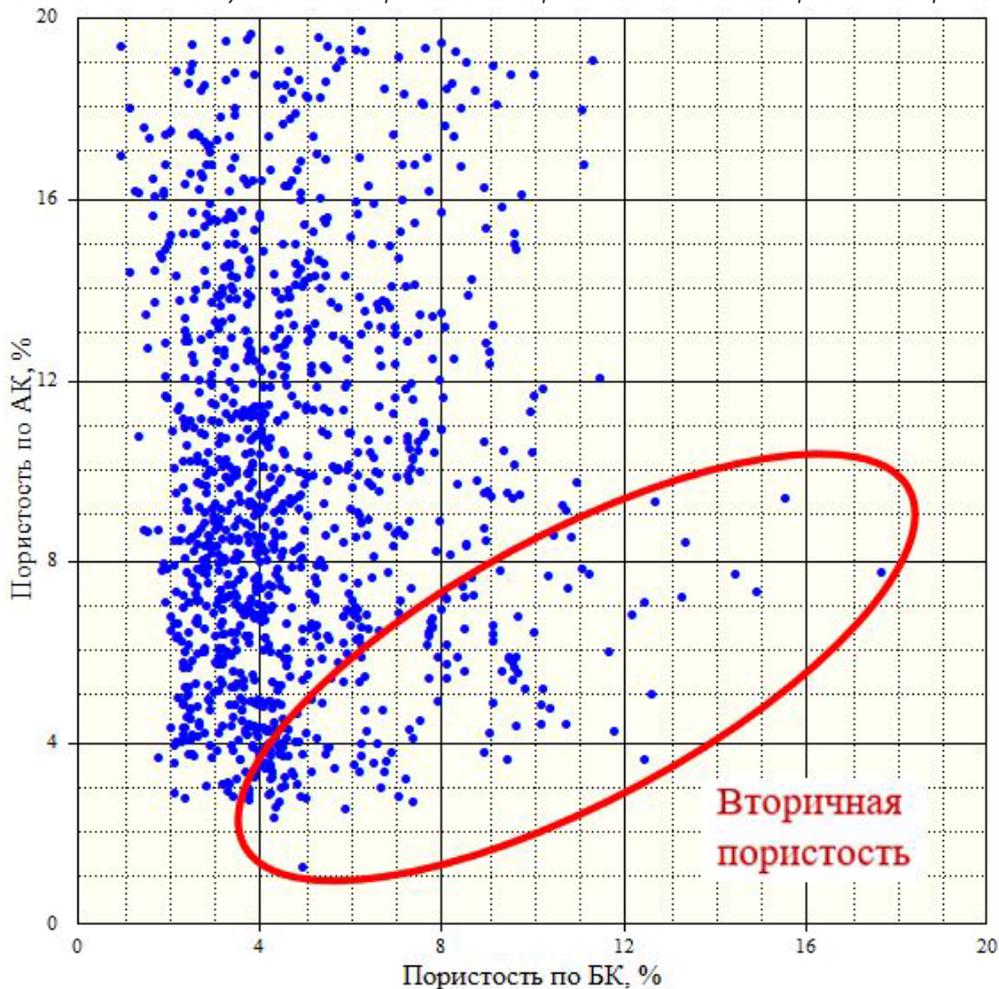
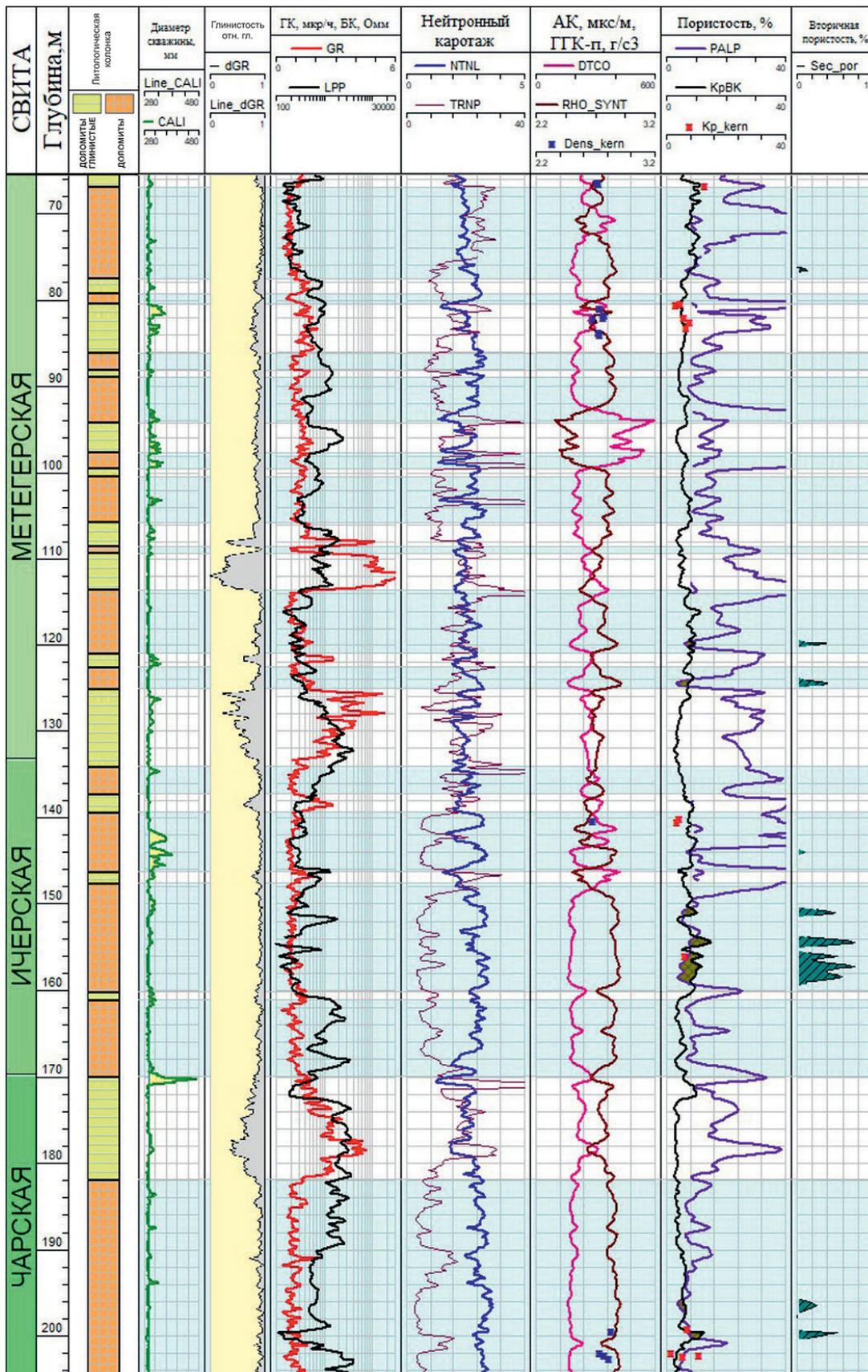


Рис. 2.

Геолого-геофизический планшет водонасыщенных карбонатных отложений исследуемой скважины.



горных пород в отложениях нижнего и среднего кембрия, например, для бурения новых скважин.

Заключение

Нижнесреднекембрийский водоносный комплекс вмещает породы-коллекторы смешанного типа. Вторичные процессы могут протекать в породе неравномерно. В результате свойства коллектора будут существенно различаться в разных точках, и две скважины, пробуренные в непосредственной близости друг от друга, могут дать совершенно разный дебит. Существует зависимость между количеством трещин и объемом содержащейся в них пластовой воды. В процессе интерпретации необходимо понимать, какие интервалы коллекторов имеют вторичную пористость, а какие матричную. С этим будет связан выбор метода определения коэффициента пористости, поскольку только акустическим методом можно оценить кавернозно-трещинную часть коллектора. Трещинная пори-

стость, которая также является открытой, является фактором оценки емкости коллектора, в связи с этим, рекомендуется применять изложенную технологию обработки данных ГИС с целью определения подсчетных параметров.

В рамках данной статьи была дана характеристика вмещающих пород-коллекторов нижнесреднекембрийского водоносного комплекса на месторождении. Опробована методика оценки пористости по каротажу несколькими способами и получены результаты, хорошо согласующиеся с данными по анализу керна. Произведено синтезирование плотностного каротажа, который может быть использован при решении геолого-технических вопросов.

Изучение вторичной пористости дает более широкое представление о структуре и свойствах коллектора, а также может послужить фактором увеличения запасов. **XXI**

Литература

1. Годового максимума добычи нефти в Восточной Сибири достиг «Сургутнефтегаз» в 2020 году. Доступ: <https://oilcapital.ru/news/companies/09-06-2021/godovogo-maksimuma-dobychi-nefti-v-vostochnoy-sibiri-dostig-surgutneftegaz-v-2020-godu> (дата обращения 02.06.2021).
2. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1982. – 448 с.
3. Земченков А.С., Савченко Н.В. Трехинный подход к изучению коллекторских свойств терригенных отложений венда Восточной Сибири, подвергшихся постседиментационному засолонению. В кн.: Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем: тезисы докладов I Международная научно-практическая конф. SPRS-2016 (12-14 сентября 2016 г.). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – С. 120.
4. Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. – М.; 2013. – 95 с.
5. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие / Н.М. Недолишко, А.В. Ежова. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 172 с.
6. Смахов Е.М., Дорофеева Т.В. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа. – Л.: Недра, 1987. – 96 с.
7. Archie, G.E., 1942: The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. – Trans. AIME, 146, S. 54–62 (also in: Trans. SPE, 1941, 146).
8. Ellis, Darwin V.; Singer, Julian M. (2008). Well Logging for Earth Scientists (Second ed.). Springer, pp. 692. ISBN 978-1-4020-3738-2.
9. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps. – Geophysics, 1974. – V. 39. – № 6. – P. 1603–1615.

UDC 550.832

D.V. Diakonova, STPC «SENONAN»

A.S. Zemchenkov, Gazprom EP International B.V.

ESTIMATION OF POROSITY OF CARBONATE RESERVOIRS OF CAMBRIAN SUPRASALT DEPOSITS ACCORDING TO WELL LOGGING AND CORE DATA

Abstract. The article considers a method for evaluating the capacitance properties of mixed-type carbonate reservoirs. The carbonate rocks (dolomites) of the suprasalt deposits of the Metegerskaya, Icherskaya and Charskaya formations of the Vostochno-Alinsky deposit were studied. To determine the porosity by well-logging methods, various methods were used: neutron, acoustic and lateral (according to the resistance of the reservoir and reservoir water). The density curve (Gardner's equation) is determined from the empirical dependence of reservoir velocities. It is established that the porosity spread has an uneven character, which is usually characteristic of a fractured or mixed type of reservoir. Nevertheless, the quantitative values determined by different methods are close to each other. The obtained data may be relevant for the assessment of groundwater reserves at hydrocarbon deposits in this region.

Key words: East Siberia, Vostochno-Alinsky field, well-logging, second porosity, carbonate reservoir

References

1. Godovogo maksimuma dobychi nefi v Vostochnoi Sibiri dostig "Surgutneftegaz" v 2020 godu. Available at: <https://oilcapital.ru/news/companies/09-06-2021/godovogo-maksimuma-dobychi-nefti-v-vostochnoy-sibiri-dostig-surgutneftegaz-v-2020-godu> (accessed 2 June 2021).
2. Dakhnov V.N., Interpretation of the results of geophysical investigations of well sections, Moscow: Nedra Publ., 1982, 448 p.
3. Zemchenkov A.S., Savchenko N.V. Triune approach to the study of reservoir properties of terrigenous sediments of the Eastern Siberian Vendian, subjected to post-sedimentation salinization. Proc. 1st International Scientific conference "Studies of Petroleum Reservoir Systems: Challenges & Prospects (SPRS-2016)". Gazprom VNIIGAZ, 2016, p. 120. (In Russ.).
4. Maraev I.A. Complex interpretation of geophysical research results. Manual. – M.: MGRI_RGGRU, 2013. – 95 p.
5. Nedorolivko N.M., Ezhova A.V. Petrographic researches of terrigenous and carbonate breeds collectors: manual. – Tomsk: Publishing house of the Tomsk polytechnical university, 2012. – 172 p.
6. Smekhov E.M., Dorofeeva T.V. Vtorichnaya poristost' gornykh porod-kollektorov nefi i gaza [Secondary porosity of oil and gas rock reservoirs]. St. Petersburg: Nedra Publ., 1987. 96 p. (In Russ.).
7. Archie, G.E., 1942: The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. – Trans. AIME, 146, S. 54–62 (also in: Trans. SPE, 1941, 146).
8. Ellis, Darwin V.; Singer, Julian M. (2008). Well Logging for Earth Scientists (Second ed.). Springer, pp. 692. ISBN 978-1-4020-3738-2.
9. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps. – Geophysics, 1974. – V. 39. – № 6. – P. 1603–1615.