

УДК 552.578.2.061.4

ЗАСОЛОНЕННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ И МЕТОДЫ ИХ ИЗУЧЕНИЯ

Е. И. МАШЕЧКО, А. В. СОШЕНКО

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Засолоненные коллекторы Припятского прогиба характеризуются снижением фильтрационно-емкостных свойств вследствие эпигенетической галитовой минерализации. Для их изучения применен расширенный комплекс геофизических исследований скважин, включающий нейтронный, плотностной, акустический каротаж, а также гамма-каротаж. Проведена нормализация и интерпретация каротажных данных, построена уточненная петрофизическая модель и выполнено сопоставление с результатами лабораторных исследований керна. Полученные результаты позволяют выявить закономерности распределения галита и оценить его влияние на пористость и проницаемость пород. Практическая значимость работы заключается в возможности использования предложенной методики при поиске и разведке засолоненных коллекторов и при моделировании резервуаров, что способствует повышению эффективности добычи углеводородов в Республике Беларусь.

Ключевые слова: засолоненные коллекторы, каротаж, геофизические исследования скважин.

Для цитирования. Машечко, Е. И. Засолоненные коллекторы и методы их изучения / Е. И. Машечко, А. В. Сошенко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 33–41.

SALINIZED RESERVOIRS AND METHODS OF THEIR INVESTIGATION

E. I. MASHECHKO, A. V. SOSHCENKO

*The Belarusion Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Abstract. Salt-affected reservoirs of the Pripyat Trough demonstrate reduced reservoir quality due to epigenetic halite mineralization. A comprehensive well logging program, including gamma-ray, neutron, density, and acoustic methods, was applied to normalize and interpret geophysical data. A refined petrophysical model was developed and validated against core analysis, enabling a more accurate characterization of halite distribution and its impact on porosity and permeability. The methodological approach provides a reliable framework for identifying and evaluating salt-affected reservoirs. Its practical relevance lies in enhancing hydrocarbon exploration and production efficiency within Belarusian oil and gas fields.

Keywords: salinized reservoirs, well logging, geophysical well surveys.

For citation. Mashechko E. I., Soshchenko A. V. Salinized reservoirs and methods of their investigation. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 33–41 (in Russian).

Введение. Засолоненные коллекторы представляют собой породы, пустотное пространство которых частично или полностью заполнено эпигенетическим галитом. Галитовая минерализация в Припятском прогибе обнаружена на разных стратиграфических уровнях внутрисолевых, межсолевых и подсолевых отложениях девонского возраста. Низкие значения пористости и проницаемости многих продуктивных горизонтов Припятского прогиба, а также снижение здесь объемов как геологических запасов нефти, так и извлекаемых запасов во многом связано с развитием катагенетической, и, в первую очередь, галитовой минерализации на этих территориях. Однако

данные коллекторы обладают значительным потенциалом благодаря своей литологической неоднородности и наличию ловушек нефти и газа [1].

Цель работы. Совершенствование методов изучения засоленных коллекторов Припятского прогиба посредством комплексного анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС) и построения уточненных петрофизических моделей, позволяющих более достоверно оценивать влияние галитизации на фильтрационно-емкостные свойства пород.

Материалы и методика проведения исследований. Объектом исследования выступают залесские слои лебедянского горизонта и задонский горизонт С-Домановичского месторождения. Отложения залесских слоев лебедянского горизонта D3lb(zl2) представлены переслаиванием известняков, доломитов, ангидритов, мергелей и глин, а отложения задонского горизонта (D3zd) – переслаиванием известняков, доломитов, мергелей и глин [2]. В качестве исходного материала использован расширенный комплекс геофизических исследований скважин, включающий гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, плотностной и акустический каротаж, а также импульсный нейтрон-нейтронный и спектрометрический гамма-каротаж. Верификация полученных результатов проводилась на основе лабораторных исследований керна, что обеспечило повышение достоверности интерпретации и корректность настройки алгоритмов.

Таким образом, методика исследования сочетает комплексное применение геофизических методов, математическую инверсию данных и сопоставление с лабораторными результатами, что позволяет формировать уточненные петрофизические модели засоленных коллекторов.

Описание работы. Материалы ГИС составляют информационную основу для построения петрофизических, геологических и гидродинамических моделей, подсчета и пересчета запасов нефтяных и газовых залежей и определения степени их выработки. Достоверность решения перечисленных задач зависит от применяемого комплекса ГИС, полноты его выполнения и качества получаемых материалов. Комплекс геофизических исследований определяется в зависимости от поставленных геологических задач, геолого-геофизической характеристики изучаемого разреза, степени его изученности и условий скважинных измерений.

Породы внутрисолевых и межсолевых отложений С-Домановичского месторождения отличаются многокомпонентным составом скелета. Для построения их объемной минералогической модели требуется использование расширенного комплекса методов геофизических исследований скважин с обязательным включением нейтронного, литоплотностного и акустического методов.

Гамма-каротаж. Нормализация данных метода гамма-каротажа (далее – ГК) проводилась путем сопоставления гистограмм распределения значений с показаниями в опорных скважинах. В качестве минимальных значений были выбраны показания в пластах неразмытых солей в интервале внутрисолевых отложений, а также в плотных карбонатных породах в межсолевых отложениях, а в качестве максимальных значений – глинистые пласты. Результаты нормализации (рис. 1) дополнительно контролировались корреляцией показаний в разрезе скважин.

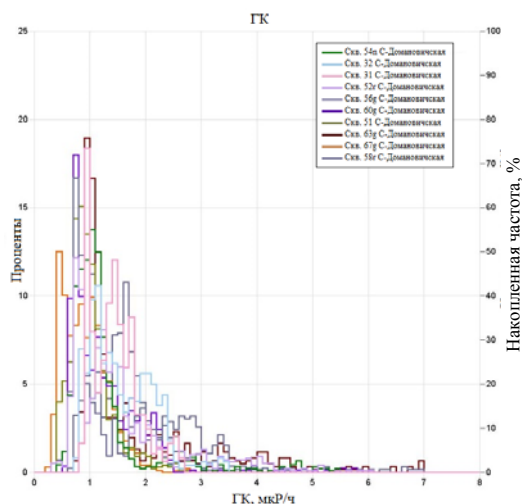


Рис. 1. Нормализация кривых ГК (ГК) на гистограммах распределения значений в опорных скважинах

Fig. 1. Normalization of GK curves on distribution histograms

Нейтронный каротаж. Нормализация данных метода нейтронного каротаж (далее – НК) (нейтронный гамма-каротаж НГК, нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам ННКт) проводилась в единицах общего водородосодержания (NPHI) путем сопоставления гистограмм распределения с показаниями в опорных скважинах. В качестве минимальных значений были выбраны показания в пластах неразмытых солей, а в качестве максимальных значений – глинистые пласты (рис. 2). Результаты нормализации дополнительно корректировались при сопоставлении показаний на кросс-плотах с методами акустического каротажа (далее – АК) и гамма-гамма плотностного каротажа (далее – ГГКп) (рис. 3 и 4) и контролировались корреляцией показаний в разрезе скважин [3].

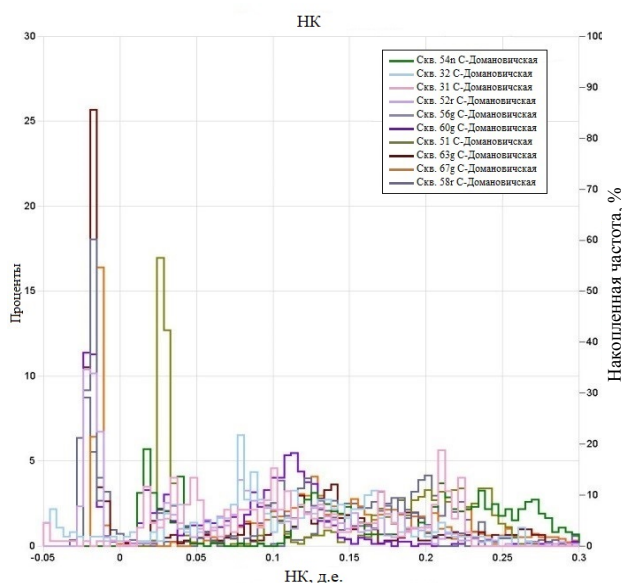


Рис. 2. Нормализация кривых НК (NPHI) на гистограммах распределения значений в опорных скважинах

Fig. 2. Normalization of NPHI curves on distribution histograms

Плотностной каротаж. Нормализация данных плотностного каротажа проводилась путем сопоставления гистограмм распределения с показаниями в пластах с эталонным значением, а также сопоставлением с данными метода НК на кросс-плотах. Опорными являются пласты неразмытых солей ($\sim 2,05 \text{ г/см}^3$), а также пласты ангидрита в интервале внутрисолевых отложений ($\sim 2,95 \text{ г/см}^3$) (рис. 3). Результаты нормализации дополнительно контролировались сопоставлением с данными керна и корреляцией показаний в разрезе скважин [4].

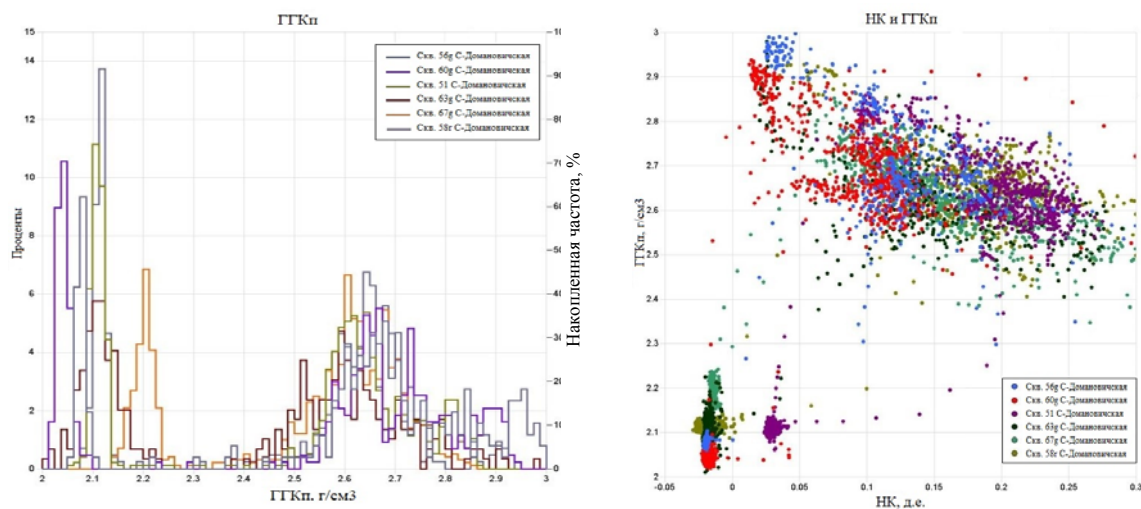


Рис. 3. Нормализация кривых ГТКп (RHOV) на гистограммах распределения значений в опорных скважинах и кросс-плотах с кривыми НК (NPHI)

Fig. 3. Normalization of RHOV (density log) curves on distribution histograms and cross-plots with NPHI curves

Акустический каротаж. Особенностью кривых интервального времени АК являются резкие скачки показаний (так называемые срывы записи) в интервалах каверн, связанные с размытием глин. Срывы записи обусловлены ослаблением амплитуды регистрируемого сигнала ниже установленного порога и, как следствие, перескоком на другие фазы. Как правило, их величина очень существенна, и фактически регистрируемое значение интервального времени значительно отличается от интервального времени при условии, если бы каверна отсутствовала. Для минимизации влияния данных эффектов применялась фильтрация показаний, основанная на устранении единичных сбояв.

Нормализация данных АК проводилась путем сопоставления гистограмм распределения с показаниями в пластах с эталонным значением, а также сопоставлением с данными метода НК на кросс-плотах. Опорными являются пласты неразмытых солей ($\sim 220 \text{ мкс/м}$), а также пласты ангидрита в интервале внутрисолевых отложений ($\sim 164 \text{ мкс/м}$) (рис. 4). Результаты нормализации дополнительно контролировались корреляцией показаний в разрезе скважин [4].

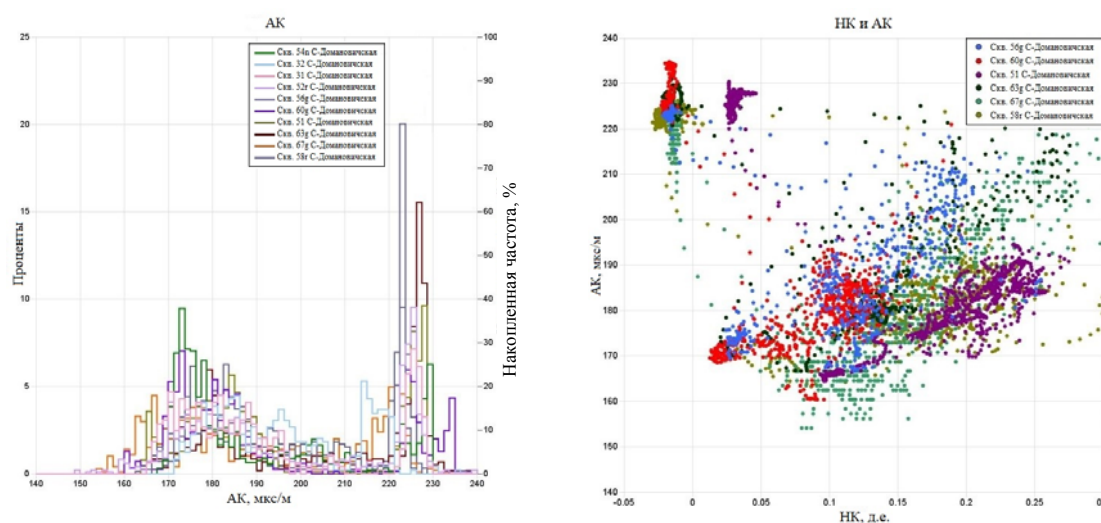


Рис. 4. Нормализация кривых АК (DT) на гистограммах распределения значений в опорных скважинах и кросс-плотах с кривыми НК (NPHI)

Fig. 4. Normalization of DT (acoustic log) curves on distribution histograms and cross-plots with NPHI curves

Построение петрофизической модели и интерпретация данных ГИС. Объемное содержание минеральных компонентов горной породы оценивалось по данным комплекса ГИС с помощью инверсионного метода, в основе которого лежит решение системы линейных уравнений:

$$f_i = \sum e_{ij} V_j m_j = 1, \quad i = 1, n, \quad (1)$$

где f_i – показания i -го метода ГИС, линейно связанные с объемным содержанием каждой из составляющих его компонентов; e_{ij} – теоретическое значение параметра i для компоненты j ; V_j – объемное содержание компонента j ; m – количество объемных компонентов, составляющих породу.

При решении обратной задачи ГИС в случае использования метода оптимизационной инверсии задаются границы неопределенности значений геофизического параметра, который соответствует каждому объемному компоненту породы. Решение обратной задачи ГИС при определении объемного содержания компонентов породы сопровождается получением множества решений, которые удовлетворяют заданной системе уравнений. Выбор окончательного варианта осуществляется при использовании критерия оптимального решения, который соответствует минимальному суммарному отклонению между измеренным и рассчитываемым значением каждого геофизического параметра:

$$\Delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{(m_i - f_i)^2}{\delta_i^2}}, \quad (2)$$

где n – количество переменных в уравнении; m_i – измеренные значения параметра i ; f_i – рассчитанные значения геофизического параметра i ; δ_i – отклонение, характери-

зующее неопределенность при задании значения геофизического параметра i компонента породы.

При реализации данного подхода предварительно проводилась настройка алгоритма с привлечением априорной информации о компонентном составе отложений. Для этой цели были использованы результаты изучения минерального состава образцов керна.

При настройке использовалась такая объемная модель породы, которая представлена матрицей, состоящей из нескольких компонент, глинистым веществом и свободным емкостным пространством. В таком случае с учетом выполненного комплекса ГИС, включающего метод ГК, НК, ГГКп, АК, и определенного по данным химического анализа минералогического состава приведенное выше выражение 1 можно представить в виде следующей системы линейных уравнений (3):

$$\begin{aligned}\delta_{\text{п}} &= \delta_{\text{фл}} K_{\text{п}} + \delta_{\text{гл}} V_{\text{гл}} + \delta_{\text{кальц}} V_{\text{кальц}} + \delta_{\text{дол}} V_{\text{дол}} + \delta_{\text{гал}} V_{\text{гал}} + \delta_{\text{анг}} V_{\text{анг}}, \\ W_{\Sigma} &= W_{\text{фл}} K_{\text{п}} + W_{\text{гл}} V_{\text{гл}} + W_{\text{кальц}} V_{\text{кальц}} + W_{\text{дол}} V_{\text{дол}} + W_{\text{гал}} V_{\text{гал}} + W_{\text{анг}} V_{\text{анг}}, \\ \Delta T_{\text{п}} &= \Delta T_{\text{фл}} K_{\text{п}} + \Delta T_{\text{гл}} V_{\text{гл}} + \Delta T_{\text{кальц}} V_{\text{кальц}} + \Delta T_{\text{дол}} V_{\text{дол}} + \Delta T_{\text{гал}} V_{\text{гал}} + \Delta T_{\text{анг}} V_{\text{анг}}, \\ Vcl_{I\gamma} &= Vcl_{\text{фл}} K_{\text{п}} + Vcl_{\text{гл}} V_{\text{гл}} + Vcl_{\text{кальц}} V_{\text{кальц}} + Vcl_{\text{дол}} V_{\text{дол}} + Vcl_{\text{гал}} V_{\text{гал}} + Vcl_{\text{анг}} V_{\text{анг}}, \\ K_{\text{п}} + V_{\text{гл}} + V_{\text{кальц}} + V_{\text{дол}} + V_{\text{гал}} + V_{\text{анг}} &= 1,\end{aligned}\quad (3)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости; $V_{\text{гл}}$ – коэффициент объемной глинистости; $V_{\text{кальц}}$, $V_{\text{дол}}$, $V_{\text{гал}}$, $V_{\text{анг}}$ – объемное содержание кальцита, доломита, галита и ангидрита соответственно, слагающие скелет породы [5].

Параметры $\delta_{\text{п}}$, W_{Σ} , $\Delta T_{\text{п}}$ и $Vcl_{I\gamma}$ соответствуют объемной плотности, общему водородосодержанию, интервальному времени пробега продольных волн и глинистости каждого из компонентов породы.

На первом этапе использовалась упрощенная объемная модель без учета галита, были заданы теоретические значения показаний методов в эталонных средах. Далее модель настраивалась путем изменения коэффициентов для достижения наиболее достоверных результатов и минимизации значений невязки между измеренными и восстановленными кривыми. Производился расчет объемных долей и сопоставление с результатами лабораторных исследований на кросс-плотах и в разрезе скважин. На этом этапе были получены объемные содержания основополагающих минералов в породе со средней степенью достоверности.

На втором этапе объемная модель усложнялась добавлением в нее объемного содержания галита, которое являлось выходным параметром. На вход в данную модель кроме методов ГИС подавались уже определенные на первом этапе кривые объемных долей содержания доломита, ангидрита и глинистых минералов с пониженным коэффициентом важности для них.

В результате построения объемных моделей на группе опорных скважин было выполнено сопоставление полученных данных с результатами лабораторных исследований на керне. Дальнейшее опробование метода оптимизационной инверсии для контроля построения детальной объемной модели было выполнено в скважинах из тестовой группы (рис. 5). Анализ объемных моделей пород как в опорной, так и в тестовой группе скважин указывает на хорошую корреляцию с кеновыми данными.

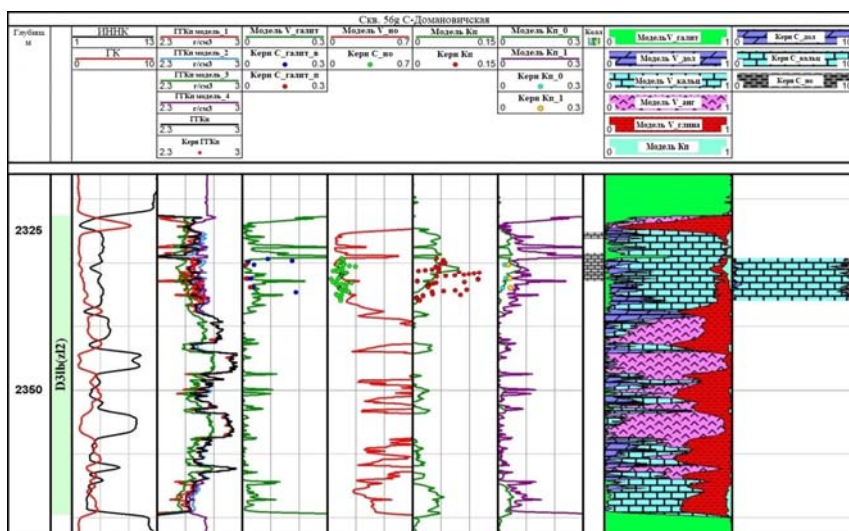


Рис. 5. Пример оценки результатов построения объемной модели в скважине № 56g в интервале внутрисолевых отложений С-Домановичского месторождения

Fig. 5. Example of volumetric model evaluation in Well No. 56g within the interval of intrasalt deposits at the South-Domanovich field

Выделение интервалов галитизации на качественном уровне. На показаниях метода импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (далее – ИННК) интервалы пластов солей имеют аномально низкие значения времени жизни тепловых нейтронов в связи с тем, что Cl , входящий в состав галита, является аномальным поглотителем тепловых нейтронов. Также при значительной степени галитизации интервалов пород, на качественном уровне можно выделить эти интервалы по показаниям ИННК. Мешающим фактором в таком случае является наличие коллекторов, насыщенных минерализованной водой, а также проникновение фильтрата соленасыщенного раствора в пласт в породах-коллекторах. В ряде скважин, где проводился метод ИННК, выполнялся контроль полученных в результате моделирования интервалов галитизации (рис. 6).

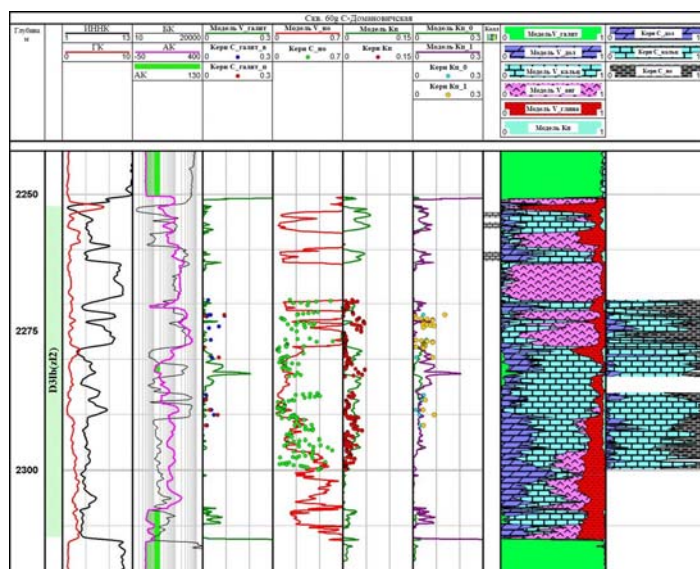


Рис. 6. Пример оценки результатов построения объемной модели в скважине № 60g

Fig. 6. Example of volumetric model evaluation in Well No. 60g

Особенности оценки качества полученных результатов по керновым данным. Необходимо отметить об эффекте масштаба. Лабораторные исследования на образцах керна описывают свойства породы в объеме сопоставимом с цилиндром с диаметром и высотой 3–10 см, тогда как исследования методами ГИС охватывают значительно больший объем породы, который сопоставим с цилиндром с диаметром и высотой 0,5–1 м. В связи с этим неоднородные свойства породы, а также единичные включения галита могут создавать значительный разброс значений в замерах на образцах керна. Как следствие, при сопоставлении полученных результатов объемного содержания галита по данным ГИС с данными на керне по большей части можно судить о верном диапазоне значений и будет неверно сравнивать результаты в конкретной точке глубины напрямую.

Поэтому для более точной настройки модели и получения данных о содержании галита с высокой достоверностью, рекомендуется проводить исследования на полномразмерном керне по всему интервалу, учитывая образцы без визуально наблюдаемых включений галита. Также необходимо, чтобы интервал был продолжительным (не менее 10 м), и в нем должен быть представлен наибольший диапазон изменений свойств пород и степени галитизации.

Моделирование показаний методов ГИС при различной степени галитизации породы. Было выполнено моделирование показаний методов ГИС при различной степени галитизации породы. На примере скважин, с рассчитанными объемными содержаниями компонент породы по вышеприведенной методике, решалась прямая задача. Моделировались следующие условия:

- объем, занятый галитом, насыщался флюидом;
- открытая пористость заполнялась галитом;
- 20 % объема матрицы замещалось галитом;
- объем, занятый галитом, замещался минералами матрицы (кальцит, доломит).

В результате моделирования было выявлено, что в среднем для карбонатной породы присутствие 5 % галита вызывает изменение в 2 % показаний объемной плотности. Присутствие 20 % галита вызывает изменение в 8 % показаний объемной плотности. В случае, если порода представлена доломитом, влияние галитизации на 1,5 % больше по сравнению с известняком.

На метод АК по результатам моделирования галитизация оказывает меньшее влияние. Так, даже при 20 % галита в породе, значение АК изменяется на 3 %. Из этого следует, что для достоверного определения объемного содержания галита в породе, необходимо его присутствие более 5 %. Для построения достоверной объемной модели для данного типа отложений необходимо использовать расширенный комплекс ГИС с обязательным применением метода ГГКп.

При использовании стандартных методов интерпретации (АК и НК) для условий Припятского прогиба присутствие галита в породе в количестве 5–10 % приводит к искажению оценки пористости, сопоставимому с суммарной инструментальной и методической погрешностью.

Заключение. Проведенные исследования показали, что галитовая минерализация является фактором снижения коллекторских свойств пород. Разработанный алгоритм обработки и интерпретации данных геофизических исследований, основанный на нормализации каротажных кривых и построении объемных петрофизических моделей, обеспечивает более точное определение содержания галита и его распределения в разрезе. Сопоставление с данными керна повысило достоверность полученных результатов. Практическая значимость работы заключается в возможности применения предложенной методики для повышения эффективности поиска, разведки и разработки засоленных коллекторов.

Литература

1. Махнач, А. А. Очерк геологии Беларуси / А. А. Махнач, А. В. Кудельский. – Минск : Беларус. навука, 2019. – 171 с.
2. Пересчет геологических запасов углеводородов и ТЭО КИН Северо-Домановичского месторождения. БелНИПИнефть. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» ; рук. А. И. Короткевич. – Гомель, 2020. – 218 с.
3. Березин, А. Г. Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / А. Г. Березин. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. – 168 с. : ил., табл.
4. Геофизические исследования скважин / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, А. Н. Африкян, Р. А. Резванов. – М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 400 с.
5. Митчелл, У. К. Статистический анализ каротажных диаграмм на практике / У. К. Митчелл, Р. Дж. Нельсон // World Oil. – 1991. – Т. 212, № 6. – С. 115–119.

References

1. Makhnach A. A., Kudel'skii A. V. *An overview of the geology of Belarus*. Minsk, Belaruskaya Navuka Publ., 2019. 171 p. (in Russian).
2. *Recalculation of geological hydrocarbon reserves and feasibility study of the recovery factor of the Severo-Domanovichskoye field*. BelNIPIneft. Republican Unitary Enterprise "Production Association "Belorusneft". Gomel', 2020. 218 p. (in Russian).
3. Berezin A. G. *Geophysical surveys of oil and gas wells*. Mosco, Vologda. Infra-Engineering Publ., 2022. 168 p. (in Russian).
4. Dobrynin V. M., Vendel'shtein B. Yu., Afrikyan A. N., Rezvanov R. A. *Geophysical well logging*. Moscow, RGU nefti i gaza (NIU) imeni I. M. Gubkina, 2004. 400 p. (in Russian).
5. Mitchell W. K., Nel'son R. J. Statistical Analysis of Well Logs in Practice. *World Oil*, 1991, vol. 212, no. 6, pp. 115–119 (in Russian).

Информация об авторах

Машечко Елизавета Игоревна – геофизик сектора обработки и интерпретации ГИС отдела промышленной геофизики. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: e.mashechko@beloil.by

Сошенко Александр Васильевич – заведующий сектором обработки специальных методов и технологий ГИС отдела промышленной геофизики. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: a.soshenko@beloil.by

Information about the authors

Mashechko Elizaveta Igorevna – Geophysicist, Well Logging Processing and Interpretation Sector, Department of Field Geophysics. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE "Production Association "Belorusneft" (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: e.mashechko@beloil.by

Soshenko Alexander Vasilievich – Head of the Sector of Special Methods and Technologies of Well Logging Processing, Department of Field Geophysics. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE "Production Association "Belorusneft" (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: a.soshenko@beloil.by

Поступила в редакцию 28.11.2025