

Научная статья / Original research article

УДК 556.3

DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-29-38

EDN: EJBWLA



Расчетное восстановление значений минерализации пластовых вод нефтегазоносного пласта в их смесях с фильтратами бурового раствора

А. А. Лялин*, А. М. Ракитина

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

*aalyalin2@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация. При бурении скважин на буровых растворах на водной основе фильтрат проникает в водоносный пласт и искажает химический состав и минерализацию пластовой воды. Минерализация пластовых вод нефтегазоносного пласта задается в уравнении Арчи — Дахнова для расчета коэффициента нефтегазонасыщенности. Соответственно искаженное значение минерализации вносит искажение в значение коэффициента нефтегазонасыщенности и в объем подсчитанных запасов углеводородного сырья.

Цель исследования — развитие методического подхода использования генетических коэффициентов вод для расчетного восстановления минерализации пластовых вод в их смесях с фильтратами бурового раствора в случаях наличия данных о буровых растворах. В качестве исходного материала взяты данные по химическому составу и минерализации вод из пластов, вскрытых поисково-разведочной скважиной, а также данные по химическому составу и минерализации вод фильтратов буровых растворов, с использованием которых вскрывались водоносные пласты. Для обработки данных применен методический подход к восстановлению значений минерализации пластовых вод в их смесях с фильтратами бурового раствора на основе анализа изменения натрий-хлорного генетического коэффициента. Разработана последовательность действий с опорой на методический подход и требования к исходным данным.

Ключевые слова: минерализация, генетические коэффициенты, хлор, натрий, водонасыщенность пласта, нефтегазонасыщенность пласта, модель Арчи — Дахнова, бурение скважин, пластовая вода, буровой раствор

Для цитирования: Лялин, А. А. Расчетное восстановление значений минерализации пластовых вод нефтегазоносного пласта в их смесях с фильтратами бурового раствора / А. А. Лялин, А. М. Ракитина. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-29-38 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 5. — С. 29–38. — EDN: EJBWLA

Calculated recovery of mineralization values of oil and gas bearing reservoir water in their mixtures with drilling mud filtrates

Aleksandr A. Lyalin*, Alyona M. Rakitina

RN-Geology Research and Development LLC, Tyumen, Russia

*aalyalin2@rn-gir.rosneft.ru

Abstract. During drilling of wells using water-based drilling fluids, the filtrate can penetrate the aquifer and distorts the chemical composition and mineralization of reservoir water.

Water mineralization of oil and gas bearing reservoir is used in the Archie-Dakhnov equation to calculate the oil and gas saturation coefficient. As a result, any distortion in mineralization values leads to inaccuracies in the saturation coefficient and the estimated volume of hydrocarbon reserves.

The aim of this study is to develop a methodological approach that employs genetic coefficients of water to restore the mineralization of reservoir water mixed with drilling fluid filtrates when information about the drilling fluids is available. The initial data is the chemical composition and mineralization of waters from reservoirs accessed by exploration wells. The authors of this paper applied data on chemical composition and mineralization of filtrates from drilling mud used to penetrate the aquifers. For data processing, a methodological approach based on the analysis of changes in the sodium-chloride genetic coefficient was applied to restore formation water mineralization values in their mixtures with drilling fluid filtrates. In conclusion, the authors outlined the sequence of steps for applying this approach and the requirements for the initial data needed.

Keywords: mineralization, genetic coefficients, chlorine, sodium, reservoir water saturation, oil and gas saturation of the reservoir, Archie-Dakhnov model, well drilling, reservoir water, drilling mud

For citation: Lyalin, A. A., & Rakitina, A. M. (2025). Calculated recovery of mineralization values of oil and gas bearing reservoir waters in their mixtures with drilling mud filtrates. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 29-38. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-29-38

Введение

Применение модели Арчи — Дахнова для определения коэффициента нефтегазонасыщенности пласта подразумевает использование данных по минерализации присутствующих в пласте вод [1]. При бурении скважин задействуются буровые растворы как на углеводородной основе, так и на водной. В статье рассматриваются только случаи использования бурового раствора на водной основе, который при вскрытии водоносных пластов искажает химический состав и минерализацию пластовых вод. Для получения пробы воды с истинными значениями химического состава и минерализации пластового флюида необходимо отобрать из пласта значительный объем воды до стабилизации значений минерализации и/или содержания ключевых ионов. Но этот подход в силу различных причин технического характера часто не реализуется в полной мере. Для решения задачи «очистки» пробы воды от влияния фильтрата бурового раствора одним из авторов статьи было предложено использовать генетические коэффициенты подземных вод на основе хлора, как элемента наименее подверженного ионному обмену, адсорбции, взаимодействию с другими ионами при смешении вод и максимально долго находящемуся в растворе [2, 3]. Были использованы следующие генетические коэффициенты: rNa/rCl (где rNa — содержание натрия в эквивалентной форме, rCl — содержание хлора в эквивалентной форме) и Cl/Br (где Cl — содержание хлора в весовой форме, Br — содержание брома в весовой форме). Содержание химических элементов корректировалось в соответствии с известными значениями генетических коэффициентов и данными о линейной связи содержания хлора и минерализации [4]. Процент корректировки хлора был применен и к минерализации. Но задача решалась при отсутствии информации о минерализации и химическому составу водной основы бурового раствора.

Цель статьи — развитие методики использования генетических коэффициентов вод для расчетного восстановления минерализации пласто-

вых вод в их смесях с фильтратами бурового раствора, изложенного в работе [2], на случаи наличия данных о буровых растворах.

Что касается истории вопроса, то смешением вод различного генезиса в советское и постсоветское время занимались А. Н. Огильви, П. И. Желтов, А. Р. Ахундов, Ш. Ф. Мехтиев, П. К. Азимов, И. Б. Розенберг, А. М. Никаноров, А. Н. Шалаев, Ю. П. Гаттенбергер, А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. П. Шутрин, Г. П. Волобуев, Л. Е. Сикирко, В. В. Муляк, Ф. С. Исмаилов, Ф. М. Гаджиев, А. Г. Морозов, А. В. Третьякова, В. В. Коцур, А. А. Ефремова, Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Е. П. Варягова и другие.

Надо отметить, что в советское время это направление исследовали более активно [5, 6].

Объект и методы исследования

Объектами исследования выступают пласты БГ₂₀₍₁₎, БГ₂₀₍₂₎, БГ₃₂ и БГ₃₃, вскрытые поисково-разведочной скважиной, расположенной в южной части Гыданского полуострова северной части Западно-Сибирской равнины. Административно территория относится к Тазовскому району Ямало-Ненецкого автономного округа Российской Федерации. В тектоническом отношении район расположения скважины приурочен к южной части Карско-Гыданской синеклизы и осложняющей ее Антипаютинской впадине. Глубина скважины — 4 100 м.

Местоположение скважины выбрано исходя из следующих критериев:

- видимые признаки ловушек на сейсмическом разрезе;
- наиболее благоприятные данные по карте среднеквадратичных амплитудных значений сейсмоатрибутного анализа, построенной для целевого объекта;
- наиболее высокие прогнозные значения насыщенных толщин по крупным объектам;
- возможность максимального количества вскрытия предполагаемых объектов;
- расположение хотя бы на одном сейсмическом профиле.

Объекты исследования (пласты БГ₂₀₍₁₎, БГ₂₀₍₂₎, БГ₃₂ и БГ₃₃) относятся к Ахской свите, которая характеризует постепенную регрессию моря с сокращением объема глинистых пород вверх по разрезу. Отложения свиты представлены тонкоотмученными аргиллитоподобными глинами серых и темно-серых оттенков с невыразительными песчаными слойками и линзами, слабо биотурбированные, с чешуйками слюды, с углефицированным растительным детритом. Встречаются участки с примесью алевроитового материала вплоть до отдельных линз серых алевролитов. Отмечаются остатки растительного детрита и водорослей, иногда пиритизированные. Верхняя часть разреза существенно опесчанивается, появляются пласты алевролитов и песчаников. Алевролиты темно-серые мелкозернистые, глинистые, с линзовидной слоистостью, участками умеренно биотурбированные, с че-

шуйками слюды, со стяжениями пирита, с рассеянным углистым детритом, плотные, крепкие. Песчаники светло-серые, тонко-мелкозернистые, алевритистые, с неравномерным карбонатно-глинистым цементом, с умеренно биотурбированной текстурой, с линзовидно-волнистой слоистостью, с мелкими стяжениями пирита, с рассеянной примесью сидерита, с рассеянным углефицированным растительным детритом, пористые, крепкие. Проницаемость пластов БГ₂₀₍₁₎ и БГ₂₀₍₂₎ — 45 мД, пористость — 15 %. Проницаемость пластов БГ₃₂ и БГ₃₃ — менее 1 мД, пористость — 10 %.

В 2023 году в скважине проведен комплекс исследований, в том числе опробование пластов при помощи испытателя пластов МДТ с целью подтверждения характера насыщения и отбора проб пластовых флюидов. Всего из скважины было отобрано 17 проб пластовой воды. Глубины отбора целевых проб: БГ₂₀₍₁₎ — 2 726 м, БГ₂₀₍₂₎ — 2 735 м, БГ₃₂ — 3 170 м и БГ₃₃ — 3 641 м. По результатам анализов был сделан вывод о присутствии во всех пробах фильтрата бурового раствора, что связано с невозможностью более продолжительной откачки с целью получения чистого пластового флюида, в связи с риском прихвата оборудования (компоновки МДТ), расположенного в открытом стволе скважины. Чтобы получить параметры истинной воды пласта, было решено произвести расчетную корректировку минерализации. Кроме пластовых вод на анализ были взяты две пробы бурового раствора, приуроченные к разным интервалам бурения рассматриваемых объектов. По пробам бурового раствора изучен ионный состав водной основы.

Последовательность действий при проведении исследования или метода исследования:

1. Выявление элементов, с содержанием которых существует линейная связь у минерализации на объекте исследования.
2. Подбор генетического коэффициента с выявленными элементами.
3. Определение значения подобранного генетического коэффициента для объекта исследования.
4. Корректировка значения содержаний элементов в пробе для достижения целевого значения генетического коэффициента и расчет соответствующего процента корректировки значений содержаний элементов.
5. В соответствии с линейной связью корректировка на рассчитанный процент минерализации.

Исходные данные

В таблице 1 приведены данные по химическому составу и минерализации вод фильтратов буровых растворов, использованных при бурении объектов исследования.

Таблица 1

Исходные данные по водам фильтрата бурового раствора

Ионы	Буровой раствор № 1		Буровой раствор № 2	
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	мг/дм ³	мг-экв/дм ³
Na ⁺	3 657,63	159,10	5 672,29	246,73
K ⁺	85,00	2,17	377,20	9,65
Ca ²⁺	26,10	1,30	85,20	4,25
Mg ²⁺	3,70	0,30	11,20	0,92
NH ₄ ⁺	36,20	2,01	46,40	2,57
Сумма катионов		164,88		264,12
Cl ⁻	2 126,30	59,98	2 713,10	76,53
SO ₄ ²⁻	199,50	4,15	2 028,00	42,22
HCO ₃ ⁻	4 910,50	80,47	7 655,50	125,46
CO ₃ ²⁻	180,00	6,00	30,00	1,00
NO ₃ ⁻	382,90	6,18	587,05	9,47
PO ₄ ³⁻	313,20	3,30	156,45	1,65
I ⁻	0,01	0,00	67,50	0,53
Br ⁻	0,01	0,00	0,12	0,00
F ⁻	91,40	4,81	138,00	7,26
Сумма анионов		164,88		264,12
Минерализация	12 012,45		19 568,01	

В таблице 2 представлены данные по химическому составу и минерализации пластовых вод из объекта исследования. Эти пласты вскрыты на буровом растворе № 1.

Таблица 2

Исходные данные по водам пластов БГ₂₀₍₁₎ и БГ₂₀₍₂₎

Ионы	БГ ₂₀₍₁₎		БГ ₂₀₍₂₎	
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	мг/дм ³	мг-экв/дм ³
Na ⁺	2 115,51	92,02	2 035,93	88,56
K ⁺	46,20	1,18	41,20	1,05
Ca ²⁺	36,10	1,80	40,10	2,00
Mg ²⁺	14,60	1,20	26,50	2,18
NH ₄ ⁺	6,90	0,38	6,60	0,37
Сумма катионов		96,58		94,16
Cl ⁻	2 311,00	65,18	2 227,30	62,82
SO ₄ ²⁻	47,20	0,98	69,00	1,44
HCO ₃ ⁻	1758,80	28,82	1728,30	28,32
CO ₃ ²⁻	6,00	0,20	6,00	0,20
NO ₃ ⁻	0,12	0,00	0,12	0,00
PO ₄ ³⁻	0,12	0,00	0,12	0,00
I ⁻	9,99	0,08	8,34	0,07
Br ⁻	0,12	0,00	0,12	0,00
F ⁻	24,90	1,31	24,75	1,30
Сумма анионов		96,58		94,16
Минерализация	6 377,56		6 214,38	

Таблица 3 содержит данные по химическому составу и минерализации пластовых вод из объекта исследования. Пласты вскрыты на буровом растворе № 2.

Таблица 3

Исходные данные по водам пластов БГ₃₂ и БГ₃₃

Ионы	БГ ₃₂		БГ ₃₃	
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	мг/дм ³	мг-экв/дм ³
Na ⁺	4 100,72	178,37	4 251,35	184,92
K ⁺	80,50	2,06	81,38	2,08
Ca ²⁺	96,20	4,80	120,25	6,00
Mg ²⁺	21,90	1,80	14,60	1,20
NH ⁴⁺	24,80	1,37	29,50	1,64
Сумма катионов		188,40		195,84
Cl ⁻	5 336,00	150,51	5 541,00	156,29
SO ₄ ²⁻	91,30	1,90	308,20	6,42
HCO ₃ ⁻	2 074,00	33,99	1 921,50	31,49
CO ₃ ²⁻	6,00	0,20	1,00	0,03
NO ₃ ⁻	59,00	0,95	54,80	0,88
PO ₄ ²⁻	0,01	0,00	0,01	0,00
I ⁻	20,40	0,16	18,75	0,15
Br ⁻	20,78	0,26	14,08	0,18
F ⁻	8,23	0,43	7,60	0,40
Сумма анионов		188,40		195,84
Минерализация	11 939,84		12 364,02	

Исследование и результаты

Исследование проведено в соответствии с принятой методикой, изложенной в разделе «Объект и методы исследования».

Таблица 4

Отношение содержаний ионов и минерализации в пластовой воде и в соответствующем фильтрате бурового раствора

Ион	БГ ₂₀₍₁₎	БГ ₂₀₍₂₎	БГ ₃₂	БГ ₃₃
Na ⁺	0,58	0,56	0,72	0,75
K ⁺	0,54	0,48	0,21	0,22
Ca ²⁺	1,38	1,54	1,13	1,41
Mg ²⁺	3,95	7,16	1,96	1,30
NH ₄ ⁺	0,19	0,18	0,53	0,64
Cl ⁻	1,09	1,05	1,97	2,04
SO ₄ ²⁻	0,24	0,35	0,05	0,15
HCO ₃ ⁻	0,36	0,35	0,27	0,25
CO ₃ ²⁻	0,03	0,03	0,20	0,03
NO ₃ ⁻	0,00	0,00	0,10	0,09
PO ₄ ³⁻	0,00	0,00	0,00	0,00
I ⁻	999,00	834,00	0,30	0,28
Br ⁻	12,00	12,00	173,17	117,33
F ⁻	0,27	0,27	0,06	0,06
Минерализация	0,53	0,52	0,61	0,63

1. Для выявления линейной связи минерализации и содержаний химических элементов при смешении фильтрата бурового раствора и подземных вод целевого пласта произведен расчет отношений содержаний химических элементов и минерализации в целевой пробе и фильтрате бурового раствора. Из данных таблицы 4 следует, что аналогичные соотношения по всем рассматриваемым пластам получены по натрию и минерализации (выделено красным).

Если вынести значения содержаний натрия и минерализации по всем пробам из целевых пластов и из буровых растворов на график, то можно увидеть отчетливую линейную связь (рисунок).

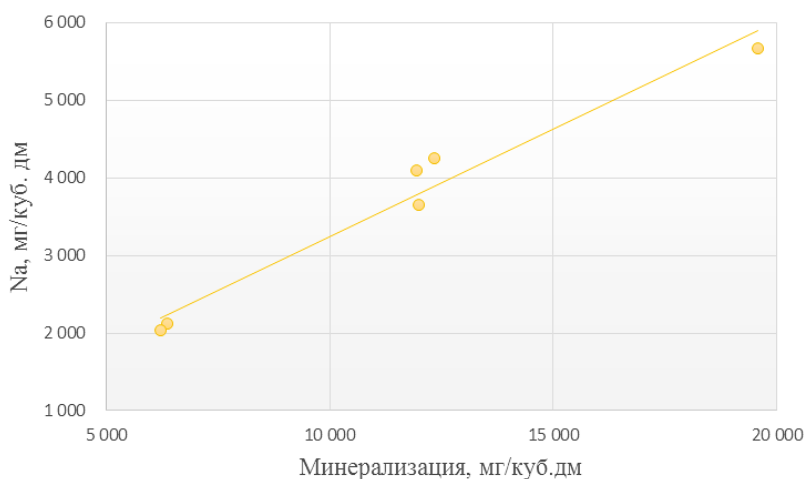


Рисунок. *Линейная связь между содержанием натрия и минерализацией*

2. В связи с тем, что по всем пластам наблюдается линейная связь минерализации с содержанием натрия, для исследования принят генетический коэффициент $r_{Na/rCl}$ (где r_{Na} — содержание натрия в эквивалентной форме, r_{Cl} — содержание хлора в эквивалентной форме).

3. Генетический коэффициент $r_{Na/rCl}$ для газовых месторождений, расположенных на севере Западной Сибири, равен 0,9 [1]. Значение может изменяться для разных территорий и пластов, но авторы приняли одно приведенное значение с целью показать способ применения методического подхода.

4. Поскольку натрия в фильтрате бурового раствора больше, чем в пробе, значит, содержание натрия в последней имеет повышенное значение и было увеличено при смешении вод. Соответственно для получения значения натрия в пластовой воде до смешения его содержание необходимо уменьшить. Содержание же хлора наоборот меньше в фильтрате бурового раствора и его содержание было уменьшено при смешении вод. Для получения значения хлора в пластовой воде до смешения его содержание требуется увеличить. Уменьшение содержания натрия и увеличение содержания хлора произведено на один и тот же процент до получения зна-

чений, при которых генетический коэффициент $\text{rNa}^+/\text{rCl}^-$ равен 0,9. Результаты расчетов приведены в таблице 5.

5. Корректировка значений минерализации в соответствии с корректировкой содержания натрия продемонстрирована в таблице 6.

Таблица 5

Корректировка содержаний натрия и хлора в пробах пластовых вод

Ионы	БГ ₂₀₍₁₎			БГ ₂₀₍₂₎			БГ ₃₂			БГ ₃₃		
	Проба, мг-экв/дм ³	Корр., мг-экв/дм ³	Корр., %	Проба, мг-экв/дм ³	Корр., мг-экв/дм ³	Корр., %	Проба, мг-экв/дм ³	Корр., мг-экв/дм ³	Корр., %	Проба, мг-экв/дм ³	Корр., мг-экв/дм ³	Корр., %
rNa^+	92,02	72,97	-20,7	88,56	69,96	-21,0	178,37	153,93	-13,7	184,92	159,96	-13,5
rCl^-	65,18	78,67	+20,7	62,82	76,01	+21,0	150,51	171,13	+13,7	156,29	177,39	+13,5
$\text{rNa}^+/\text{rCl}^-$	1,4	0,9	—	1,5	0,9	—	1,2	0,9		1,3	0,9	

Таблица 6

Корректировка значений минерализации

Пласт	Минерализация в исходной пробе (МДТ), мг/дм ³	Корректировка, %	Откорректированное значение минерализации, мг/дм ³
БГ ₂₀₍₁₎	6 377,56	-20,7%	5 057,41
БГ ₂₀₍₂₎	6 214,38	-21,0%	4 909,36
БГ ₃₂	11 939,84	-13,7%	10 304,08
БГ ₃₃	12 364,02	-13,5%	10 694,87

Тут необходимо обратить внимание на то, что проценты искажения минерализации пластовых вод водами бурового раствора коррелируют со значениями проницаемости пластов: чем больше проницаемость, тем больше искажение. Воды пластов БГ₂₀₍₁₎ и БГ₂₀₍₂₎ с проницаемостью 45 мД исказились на 20,7 и 21,0 %. Воды пластов БГ₃₂ и БГ₃₃ с проницаемостью < 1 мД исказились на 13,7 и 13,5 %.

Выводы

- Авторы расширили на случаи наличия данных по буровым растворам предложенный ранее методический подход к восстановлению значений минерализации пластовых вод в их смесях с фильтраатами бурового раствора на основе анализа изменения натрий-хлорного генетического коэффициента.
- В статье представлена развернутая последовательность действий при использовании методического подхода.
- На основе данных по поисково-разведочной скважине в работе приведен детальный пример практического использования методического подхода.

- Предложенный расширенный методический подход к восстановлению минерализации пластовой воды нефтегазонасного пласта может быть использован при отсутствии возможности длительной откачки пластовой воды до стабилизации гидрогеохимических параметров и при наличии данных по использованным буровым растворам.
- В дальнейшем планируется собрать статистические данные по применению методического подхода и осуществить экспериментальную проверку получаемых данных.

Список источников

1. Еникеев, Б. Н. 70 лет уравнению Дахнова – Арчи / Б. Н. Еникеев. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2011. – № 7(205). – С. 209–226.
2. Лялин, А. А. Генетические коэффициенты подземных вод на основе хлора как инструмент расчета минерализации воды нефтегазонасного пласта / А. А. Лялин. – DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-53-55. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 7. – С. 53–55.
3. Лялин, А. А. Гидрогеохимия хлора как источник информации о процессе разработки нефтяного месторождения / А. А. Лялин. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-38-49. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 1. – С. 38–49.
4. Кошелев, А. В. Гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского НГКМ / А. В. Кошелев, Г. С. Ли, М. А. Катаева. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень, 2013. – С. 147–159.
5. Лялин, А. А. Анализ условий применения гидрогеологических методов при разработке нефтяных месторождений / А. А. Лялин. – DOI 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-40-44. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 12 (648). – С. 40–44.
6. Карцев, А. А. Нефтегазовая гидрогеология : учебник для вузов / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. П. Шугрин. – Москва : Недра, 1992. – 208 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Enikeev, B. N. (2011). 70-th anniversary of Dakhnov-Archie equation. Karotazhnik, 7(205), pp. 209-226. (In Russian).
2. Lyalin, A. A. (2024). Genetic coefficients of groundwater based on chlorine as a tool for calculating the mineralization of the water of an oil and gas bearing reservoir. Exposition Oil Gas, (7), pp. 53-55. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-53-55
3. Lyalin A. A. (2025). Chlorine hydrogeochemistry as a source of information about the process of oil field development. Oil and Gas Studies, (1), pp. 38-49. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-38-49
4. Koshelev, A. V., Li, G. S., & Kataeva, M. A. (2013). Hidroximicheskij kontrol` za obvodneniem plastovy`mi vodami ob`ektov razrabotki Urengojsskogo NGKM. Sbornik nauchny`x trudov ООО «TyumenNIIgiprogaz». Tyumen, pp. 147-159. (In Russian).

5. Lyalin, A. A. (2022). Analysis of the conditions for the use of hydrogeological methods in the reservoir engineering of oil fields. *Oilfield Engineering*, (12(648)), pp. 40-44. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-40-44
6. Karcev, A. A., Vagin, S. B., & Shugrin, V. P. (1992). *Neftegazovaya gidrogeologiya*. Moscow. Nedra Publ., 208 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Лялин Александр Александрович, эксперт отдела повышения эффективности проектных решений управления по развитию систем проектирования, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», г. Тюмень, aalyalin2@rn-gir.rosneft.ru

Aleksandr A. Lyalin, Expert of Department on Improving Efficiency Design Solutions of Division on Design Systems Development, Rn-Geology Research Development LLC, Tyumen, aalyalin2@rn-gir.rosneft.ru

Ракитина Алена Маратовна, главный специалист отдела геологии управления по геологии и разработке месторождений КЧН, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», г. Тюмень

Alyona M. Rakitina, Main Specialist of Geology Department of Division of Geology and Field Development of the KCHN, Rn-Geology Research Development, Tyumen

Статья поступила в редакцию 18.03.2025; одобрена после рецензирования 09.04.2025; принята к публикации 16.04.2025.

The article was submitted 18.03.2025; approved after reviewing 09.04.2025; accepted for publication 16.04.2025.