

# Генетические коэффициенты подземных вод на основе хлора как инструмент расчета минерализации воды нефтегазоносного пласта

Лялин А.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

## Аннотация

В статье предложена методика расчета минерализации воды нефтегазоносного пласта, которая разбавлена техническими водами бурового раствора. В методике использованы генетические коэффициенты, идентифицирующие воды, связанные с залежами углеводородного сырья и основанные на компонентах вод, которые не вступают в реакции при смешении различных вод, не взаимодействующими с минералами пород-коллекторов, не участвующими в ионном обмене. Основным таким компонентом является хлор. Вспомогательными компонентами являются натрий и бром.

## Материалы и методы

Использованы генетические коэффициенты пластовых вод на основе хлора. Рассчитаны значения содержания хлора в воде в соответствии со значениями генетических коэффициентов, соответствующим элизонными. По линейной связи между содержанием хлора и минерализацией рассчитана минерализация воды нефтегазоносного пласта. Использованы результаты анализов

пластовых вод, которые были проверены на электронейтральность и скорректированы с целью ее соблюдения.

## Ключевые слова

генетические коэффициенты, элизонные воды, бурение скважин, буровой раствор, хлор, бром, натрий, минерализация, пластовая вода, модель Арчи-Дахнова, водонасыщенность пласта

## Для цитирования

Лялин А.А. Генетические коэффициенты подземных вод на основе хлора как инструмент расчета минерализации воды нефтегазоносного пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 53–55. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-53-55

Поступила в редакцию: 13.09.2024

HYDROGEOLOGY

UDC 556.3 | Original paper

## Genetic coefficients of groundwater based on chlorine as a tool for calculating the mineralization of the water of an oil and gas bearing reservoir

Lyalin A.A.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

## Abstract

The article proposes a method for calculating the mineralization of oil and gas bearing reservoir water, which was distorted by the technical waters of the drilling mud. The method uses genetic coefficients that identify waters associated with hydrocarbon deposits and based on water components that do not react when mixing different waters, do not interact with minerals of reservoir rocks, and do not participate in ion exchange. The main such component is chlorine. The auxiliary components are sodium and bromine.

## Materials and methods

Chlorine-based genetic coefficients were used. The values of chlorine content in water are modeled in accordance with the elision values of genetic coefficients. The mineralization of the water of an oil and gas bearing reservoir is modeled according to the linear relationship between the chlorine content and mineralization. The results of

analyses of reservoir waters were used, which were checked for electroneutrality and adjusted in order to comply with it.

## Keywords

genetic coefficients, elysium waters, well drilling, drilling mud, chlorine, bromine, sodium, mineralization, reservoir water, Archi-Dahnov model, reservoir water saturation

## For citation

Lyalin A.A. 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, 2024, Issue 7, P. 53–55. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-53-55

Received: 13.09.2024

## Введение

При бурении скважин с использованием бурового раствора на водной основе часть химических элементов фильтрата переходит в пластовую воду, меняя первоначальный состав и свойства пластовых вод. В этих условиях получение проб пластовой воды возможно при прокачке значительного ее объема, что

не всегда учитывается в реальной промышленной среде. В итоге появляются результаты анализов не пластовых вод, а их смесей с техническими водами.

В связи с тем, что минерализация вод нефтеносного пласта влияет на оценку запасов углеводородного сырья (УВС) важно знать ее истинное значение. Минерализация воды

коррелирует с её удельным электрическим сопротивлением (УЭС) по соответствующей палетке [1]. УЭС воды в соответствии с моделью Арчи-Дахнова определяет коэффициент водонасыщенности пласта, отнимая который от единицы получаем коэффициент нефтегазонасыщенности [2]. Последний участвует в формулах подсчета запасов УВС.

Цель статьи — разработка методического подхода к восстановлению значений минерализации пластовых вод в их смесях с фильтрами бурового раствора на основе анализа изменения генетических коэффициентов.

Проблемой смешения вод разного состава и генезиса занимались многие специалисты, с начала прошлого века. Так в 1909 году русский гидрогеолог А.Н. Огильви публикует статью, где устанавливает прямолинейный закон смешения двух вод, предлагает для применения диаграмму, которую впоследствии назовут его именем. В 1952 году П.И. Желтов предложил использовать диаграмму Огильви для определения объемных соотношений смешиваемых вод. Данную диаграмму Ю.П. Гаттенбергер использовал для прогнозирования отложений сульфатных солей.

В нефтяной отрасли проблема смешения двух вод исследовалась П.К. Азимовым и И.Б. Розенбергом в Ферганской долине Узбекистана; Ш.Ф. Мехтиевым, А.Р. Ахундовым, Е.А. Воршиловым в Азербайджане; А.М. Никаноровым, А.Н. Шалаевым на Северном Кавказе; Ф.С. Исмаиловым и Ф.М. Гаджиевым на месторождении нефти Гюнешли, расположенном в Азербайджанском секторе Каспийского моря; В.Д. Порошиным, В.Г. Гуляевым, М.В. Радченко, И.С. Мельничуком, Б.В. Маркасовым в Тимано-Печерской провинции; В.В. Муляком, А.Г. Морозовым, А.В. Третьяковой, В.В. Коцур, А.А. Ефремовой в Припятской нефтегазовой области Беларуси и т.д.

#### Объект и методы исследования

Объектом исследования являются генетические коэффициенты на основе хлора как инструмент расчета минерализации воды нефтеносного пласта.

Генетические коэффициенты подобраны такие, чтобы другие компоненты, кроме хлора, являлись также относительно устойчивыми. Первый выбранный коэффициент — это  $rNa/rCl$  (где  $rNa$  — содержание натрия в эквивалентной форме,  $rCl$  — содержание хлора в эквивалентной форме), так как натрий, как и хлор, максимально долго держится в растворе, не взаимодействуя с другими компонентами, не адсорбируясь, не вступая в ионный обмен. Граничное значение коэффициента 0,87. Если полученные значения меньше данного, то вода считается принадлежащей к водам морского генезиса и находящейся под воздействием элизионного типа водообмена [3, 4]. Но нужно тут отметить, что для Восточной Сибири, например, этот коэффициент снижается до 0,5 и ниже, что нужно учитывать при применении предлагаемого метода.

Для северных газовых месторождений данный коэффициент равен 0,9. Его мы и будем использовать для наших целей, так как наши данные относятся к этому типу месторождений.

Второй выбранный коэффициент —  $Cl/Br$  (где  $Cl$  — это содержание хлора в весовой форме,  $Br$  — содержание брома в весовой форме), так как бром является относительно инертным элементом при смешении

различных вод. Его химическая активность даже немного меньше хлора. Граничное значение данного коэффициента, указывающим на принадлежность воды к элизионной, 300. Также, если полученные значения меньше данного, то вода считается элизионной [4, 5]. Польза от одновременного использования этих двух генетических коэффициентов заключается в том, что в одном коэффициенте содержание хлора в знаменателе, а в другом в числителе, что позволит точнее смоделировать содержание хлора в воде нефтеносного пласта.

Также для применения нашего подхода был использован коэффициент  $(rSO_4/rCl) \times 100$  (где  $rSO_4$  — это содержание сульфат-иона в эквивалентной форме,  $rCl$  — это содержание хлора в эквивалентной форме). Пониженные содержания данного коэффициента в конкретном водоносном пласте по сравнению с другими можно интерпретировать как идентификацию протекания процесса сульфатредукции, связанную с наличием УВС [6]. Обеднение подземных вод сульфатами за счет их восстановления является поисковым признаком нефтегазоносности [7]. Поэтому данные воды можно считать в основе своей элизионными. Можно предположить, что здесь имеет место техногенно обусловленная сульфатредукция, но так как скважина поисков-разведочная, то примем, что она имеет естественное происхождение.

Используемые генетические коэффициенты подземных вод с интерпретацией их значений приведены на рисунке 1.

#### Исходные данные

В качестве исходных данных для исследования взята информация по поисково-разведочной скважине, пробуренной в Западной Сибири. В скважине отобраны пробы пластовой воды на нескольких глубинах методом MDT (Modular Formation Dynamics

Tester) — модульный динамический испытатель пластов. Глубина отбора проб: 2 854,5 м, 2 957,7 м, 3 051,1 м, 3 169,7 м, 3 641,2 м. Пластовые давления, замеренные при отборе проб: 66,27–98,69 МПа. Пластовые температуры, замеренные при отборе проб: 69,4–90,4 °С. Пробы отобраны в сентябре 2023 года, исследованы в октябре 2023 года.

Все результаты анализов пластовых вод были проверены на электронейтральность. Проверка показала, что наиболее корректный анализ воды с глубины 3 169,7 м. Он и был использован для дальнейшей работы после небольшой корректировки.

Кроме того, пластовая вода с данной глубины имеет наименьшее значение коэффициента  $(rSO_4/rCl) \times 100$ . Он равен 0,93. Данный факт может говорить о сульфатредукции, обусловленной восстановительной средой, которую обеспечивает присутствие УВС.

Необходимые для исследования данные по воде с глубины 3 169,7 м приведены в таблице 1.

#### Результаты

На основе исходных данных по пробе воды, отобранной с выбранной глубины, рассчитаем коэффициент  $rNa/rCl$ . Он равен 1,17 и превышает 0,9 за счет примеси пресной воды. Так как в пресной воде бурового раствора хлора меньше, чем в пластовой, отобранной с рассматриваемой глубины, то уменьшим содержание хлора таким образом, чтобы коэффициент стал равен 0,9, т.е. соответствующим элизионный воде пласта, содержащего УВС. Данное содержание хлора равно 193,42 мг-экв/дм<sup>3</sup> или 6 858,17 мг/дм<sup>3</sup>. Но нужно учитывать, что данное содержание хлора, возможно, завышено, так как при проникновении в пласт воды бурового раствора содержание натрия могло увеличиться, поскольку при проходке скважин под эксплуатационную колонну в состав

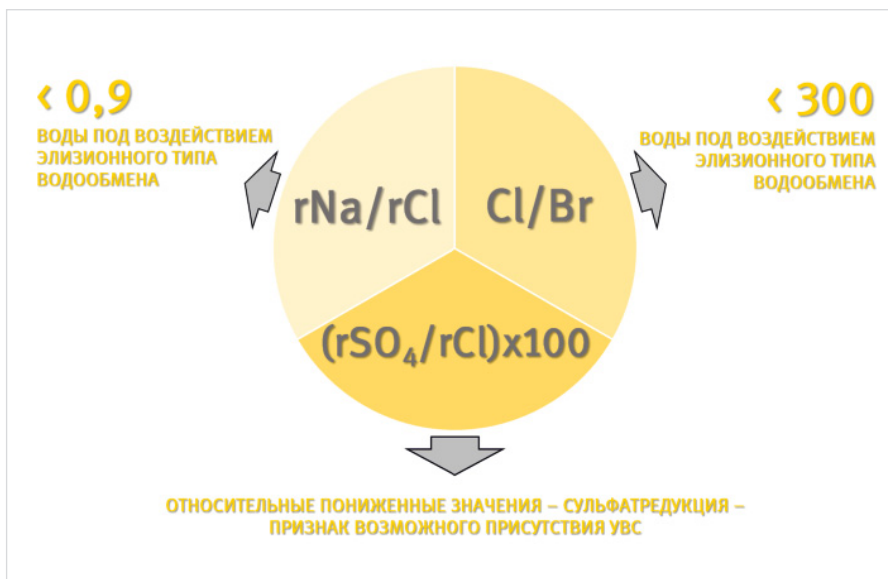


Рис. 1. Генетические коэффициенты подземных вод с интерпретацией их значений  
Fig. 1. Genetic coefficients of groundwater with interpretation of their values

Табл. 1. Исходные данные по воде с глубины 3 169,7 м  
Tab. 1. Initial data on water from a depth of 3 169,7 m

Глубина, м	Дата отбора	Минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Na <sup>+</sup> мг/дм <sup>3</sup>	Na <sup>+</sup> мг-экв/дм <sup>3</sup>	Cl <sup>-</sup> , мг/дм <sup>3</sup>	Cl <sup>-</sup> , мг-экв/дм <sup>3</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг/дм <sup>3</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг-экв/дм <sup>3</sup>	Br <sup>-</sup> мг/дм <sup>3</sup>
3 169,7	09.2023	11 465,66	4 002,10	174,08	5 280,08	148,94	66,6	1,39	22,75

бурового раствора добавляют соединения натрия, такие как каустическая сода (NaOH), кальцинированная сода (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), формиат натрия (HCOONa). Таким образом, в исходной воде пласта содержание натрия, возможно, должно быть меньше, и соответственно для выхода на коэффициент 0,9 содержание хлора тоже будет меньше, чем мы рассчитали.

Проверим полученное нами содержание хлора на втором выбранном нами коэффициенте Cl/Br. Его значение по исходным данным равно 232,09. Если же применить рассчитанное нами содержание хлора 6 858,17 мг/дм<sup>3</sup>, то значение данного коэффициента будет 301,46, что превышает порог эллипсоидных вод, значение которого 300. Уменьшив значение содержания хлора так, чтобы коэффициент принял пороговый уровень. Искомое значение содержания хлора в исходной пластовой воде будет 6 825 мг/дм<sup>3</sup>. Расчет увеличения содержания брома, так как он был разбавлен водой бурового раствора, только уменьшит данный коэффициент и сохранит его значение до 300. Таким образом, после наших расчетов содержание хлора увеличилось на 1 544,92 мг/дм<sup>3</sup>, что составляет 29,26 %. Используя известный факт линейной связи содержания хлора и минерализации, мы можем применить полученные проценты к минерализации. Искомое значение минерализации в пластовой воде будет равно 14 820,51 мг/дм<sup>3</sup>.

Таким образом, рассчитанная предложенным методом корректировка минерализации составила 29,26 %, и такое же количество воды бурового раствора было смешано с исходной пластовой водой

нефтегазоносного пласта во время бурения. Соотношение вод составило 2/7.

#### Итоги

- Учитывая, что пластовые воды нефтегазоносного пласта несут в себе информацию о наличии УВС, для восстановления их минерализации, при разбавлении их водами бурового раствора, возможно применение генетических коэффициентов, которые такие воды идентифицируют.
- Так как при взаимодействии двух вод различного химического состава происходит как их взаимодействие между собой, так и с породой-коллектором, то нужно подбирать генетические коэффициенты вод, основанные на устойчивых, в условиях взаимодействий химических элементов. Таким элементом является хлор, а также вспомогательные натрий и бром.
- Корректируя расчетное содержание хлора в пластовой воде нефтегазоносного пласта в соответствии с граничными значениями генетических коэффициентов, можно скорректировать и значение минерализации с учетом линейной зависимости между ней и хлором.

#### Выводы

- Предложенный подход к восстановлению минерализации пластовой воды нефтегазоносного пласта подразумевает применение, когда есть результаты анализов воды, но нет никакой информации о буровом растворе на водной основе. Ни о воде, на основе которой готовился буровой раствор, ни о химических добавках в него.
- В дальнейшем планируется развить

и распространить данный метод на случаи, когда есть данные по гидрогеохимии бурового раствора.

#### Литература

1. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1982. 448 с.
2. Еникеев Б.Н. 70 лет уравнению Дахнова-Арчи // Каротажник. 2011. № 7. С. 209–226.
3. Сесь К.В. Генетические типы подземных вод нефтегазоносных отложений Ямальной НГО // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2018. Т. 1. С. 3–9.
4. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. М.: Недра, 1992. 208 с.
5. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Варягова Е.П. Гидрогеохимический мониторинг разработки месторождений углеводородов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2015. № 2. 8 с. URL: [https://oilgasjournal.ru/vol\\_12/varyagova.pdf](https://oilgasjournal.ru/vol_12/varyagova.pdf) (дата посещения: 15.08.2024).
6. Кошелев А.В., Ли Г.С., Катаева М.А. Оперативный гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. 2014. № 3. С. 106–115.
7. Лялин А.А. К вопросу о прямых и косвенных гидрогеологических показателях нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 4. С. 18–22.

## ENGLISH

### Results

- Considering that the formation waters of an oil and gas bearing reservoir carry information about the presence of HRM, to restore their mineralization, when they are diluted with drilling mud waters, it is possible to use genetic coefficients that such waters identify.
- Since when two waters of different chemical composition interact, both their interaction with each other and with the reservoir rock occurs, it is necessary to select genetic coefficients of waters based on chemical elements stable under the conditions of interactions. Such an element is chlorine, as well as auxiliary sodium and bromine.
- By adjusting the calculated chlorine content in the reservoir water of an oil and gas bearing reservoir in accordance with the

borderline values of genetic coefficients, it is possible to adjust the mineralization value taking into account the linear relationship between it and chlorine.

### Conclusions

- The proposed approach to the restoration of mineralization of formation water of an oil and gas bearing reservoir implies application when there are results of water analyses, but there is no information about a water-based drilling fluid. Neither about the water, on the basis of which the drilling mud was prepared, nor about chemical additives in it.
- In the future, it is planned to develop and extend this method to cases where there is data on the hydrogeochemistry of drilling mud.

### References

1. Dakhnov V.N. Interpretation of results of geophysical surveys of well sections. Moscow: Nedra, 1982, 448 p. (In Russ).
2. Enikeev B.N. 70-th anniversary of Dakhnov-Archie equation. Karotazhnik, 2011, issue 7, P. 209–226. (In Russ).
3. Ses K.V. Genetic types of groundwater of Yamal petroleum region's oil-and-gas bearing deposits. Interexpo GEO-Siberia, 2018, Vol. 1, P. 3–9. (In Russ).
4. Kartsev A.A., Vagin S.B., Shugrin V.P. Oil and gas hydrogeology. Moscow: Nedra, 1992, 208 p. (In Russ).
5. Abukova L.A., Abramova O.P., Varyagova E.P. Hydrogeochemical monitoring of the hydrocarbon fields development. Actual problems of oil and gas, 2015, issue 2, 8 p. URL: [https://oilgasjournal.ru/vol\\_12/varyagova.pdf](https://oilgasjournal.ru/vol_12/varyagova.pdf) (accessed: 15.08.2024). (In Russ).
6. Koshelev A.V., Lie G.S., Katayeva M.A. Operative hydrochemical control over the watering out of the formation waters of the development sites of the urengoykoye oil and gas condensate field. Scientific-technical collection book "Vesti gazovoy nauki", 2014, issue 3, P. 106–115. (In Russ).
7. Lyalin A.A. On the issue of direct and indirect hydrogeological indicators of oil and gas. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2023, issue 4, P. 18–22. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лялин Александр Александрович, эксперт управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
Для контактов: [aalyalin2@tnnc.rosneft.ru](mailto:aalyalin2@tnnc.rosneft.ru)

Lyalin Aleksandr Aleksandrovich, expert of division of scientific and technical development, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [aalyalin2@tnnc.rosneft.ru](mailto:aalyalin2@tnnc.rosneft.ru)