

Гидрогеохимические исследования как дополнительный инструмент к анализу разработки нефтяных месторождений

Лялин А.А., Васильев В.В., Меркулов А.В.

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

Аннотация

Для анализа разработки нефтяного месторождения используется множество различных инструментов, таких как промыслово-геофизические исследования, гидродинамические исследования, постоянно действующие геолого-технологические модели и др. При этом часто не в полной мере используется информация, полученная по результатам гидрогеохимического анализа, которая несет ценные данные о протекающих процессах в пласте, в том числе в отдельно взятых скважинах. Авторами статьи предлагается математический инструмент анализа гидрогеохимических данных, позволяющий анализировать процессы заводнения пласта, в том числе существующие проблемы. Суть метода заключается в идентификации отклонений компонентного состава при смешивании пластовой и закачанной воды. Данный анализ позволяет выявить несоответствие процентного содержания компонентов с объемным процентным соотношением закачанной и пластовой воды, что дает дополнительную информацию о процессе заводнения, а также о возможных проблемах в скважинах. Данный метод не требует никаких дополнительных затрат на специальные исследования и использует стандартную гидрогеохимическую информацию, получаемую на промысле. Предлагаемый подход может служить дополнительным инструментом к анализу разработки нефтяных месторождений.

Материалы и методы

Выполнен анализ гидрогеохимических данных с помощью предлагаемого авторами математического инструмента. Идентифицированы возможные отклонения (заколонные перетоки, взаимодействия вод с породой и между собой и др.), происходящие в скважинах при заводнении.

Ключевые слова

гидрогеохимические методы; анализ разработки; поддержание пластового давления; закачиваемая вода; пластовая вода; попутно добываемая вода; физические свойства; химический состав; процентное содержание; математический инструмент

Для цитирования

Лялин А.А., Васильев В.В., Меркулов А.В. Гидрогеохимические исследования как дополнительный инструмент к анализу разработки нефтяных месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 19–22. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-19-22

Поступила в редакцию: 10.04.2023

GEOLOGY

UDC 622.276.43 | Original Paper

Hydrogeochemical studies as an additional tool for the analysis of oil field development

Lyalin A.A., Vasiliev V.V., Merkulov A.V.

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

Abstract

To analyze the development of an oil field, many different tools are used, such as field-geophysical studies, hydrodynamic studies, permanent geological and technological models, etc. At the same time, the information obtained from the results of hydrogeochemical analysis, which carries valuable data on the ongoing processes in the reservoir, including in individual wells, is often not fully used. The authors of the article propose a mathematical tool for analyzing hydrogeochemical data, which allows analyzing the processes of reservoir flooding, including existing problems. The essence of the method is to identify deviations of the component composition when mixing reservoir and injected water. This analysis makes it possible to identify a discrepancy between the percentage of components and the volume percentage of injected and reservoir water, which gives additional information about the flooding process, as well as possible problems in the wells. This method does not require any additional costs for special studies and uses standard hydrogeochemical information obtained in the field. The proposed approach can serve as an additional tool for analyzing the development of oil fields.

Materials and methods

The analysis of hydrogeochemical data is carried out using the mathematical tool proposed by the authors. Possible deviations (behind-the-casing flows, water interactions with the rock and with each other, etc.) occurring in wells during flooding have been identified.

Keywords

hydrogeochemical methods; analysis of reservoir engineering; maintenance of reservoir pressure; injected water; reservoir water; associated water; physical properties; chemical composition; percentage; mathematical tool

For citation

Lyalin A.A., Vasiliev V.V., Merkulov A.V. Hydrogeochemical studies as an additional tool for the analysis of oil field development. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 19–22. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-19-22

Received: 10.04.2023

Гидрогеохимические методы при анализе разработки нефтяных месторождений активно применялись в советский период развития нефтяной промышленности нашей страны. Существовал целый ряд ученых, развивавших методологическую основу гидрогеохимического подхода. Кроме того, существованию и развитию метода способствовало обширное количество анализов химических и физических свойств воды как закачанной в систему поддержания пластового давления и пластовой воды, так и попутно добываемой. В дальнейшем, с целью уменьшения себестоимости добычи тонны нефти, количество анализов воды значительно уменьшилось и, соответственно, стал уменьшаться интерес к методу. Даже в методических рекомендациях, связанных с анализом разработки нефтяных месторождений, гидрогеохимическому методу уделяется очень мало внимания [1, 2]. В настоящее время используется в основном только плотность попутно добываемой воды для определения объемного процентного содержания закачанной в систему поддержания пластового давления воды в скважине и ее продвижения по нефтеносному пласту. Методы, связанные с анализом химического состава воды, в настоящее время во многом забыты, хотя при анализе гидрогеохимических данных можно получить дополнительную информацию для анализа разработки нефтяного месторождения. Развитие и применение в последнее время дорогостоящих методов исследований с целью анализа разработки нефтяных месторождений и возникновение нового вызова относительно себестоимости добычи тонны нефти заставляют обратить внимание на менее затратные методы, применявшиеся ранее. Таковым является гидрогеохимический метод. Следуя тенденциям и вызовам, авторы статьи предлагают вниманию читателей подход, использующий анализ физических свойств и химического состава попутно добываемых вод для обнаружения «проблемных» скважин.

Суть предлагаемого метода заключается в следующем:

- рассчитывается объемное процентное содержание воды, закачанной в систему поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды из скважин, на основе физических свойств и химического состава последней;
- расчет производится на основе каждого физического свойства и химического элемента в составе, назовем их компонентами;
- для определения объемного процентного содержания в скважине воды, закачанной

Табл. 1. Физические свойства и химический состав воды системы поддержания пластового давления

Tab. 1. Physical properties and chemical composition of water of reservoir pressure maintenance system

Физические свойства			Химический состав				
Плотность, г/см ³	pH	Жесткость общ., мг-экв/л	HCO ₃ , мг/л	Cl, мг/л	Ca, мг/л	Mg, мг/л	Fe, мг/л
0,995	6,5	10	95	48	147	33	0,3

Табл. 2. Физические свойства и химический состав воды нефтеносного пласта

Tab. 2. Physical properties and chemical composition of oil reservoir water

Физические свойства			Химический состав				
Плотность, г/см ³	pH	Жесткость общ., мг-экв/л	HCO ₃ , мг/л	Cl, мг/л	Ca, мг/л	Mg, мг/л	Fe, мг/л
1,294	4	6 769	54,5	257 560	106 498	15 978	480

с целью поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды, авторами предлагается формула:

$$\Theta = \frac{K_{пл} - K_d}{K_{пл} - K_3} \times 100, \quad (1)$$

где Θ — объемное процентное содержание воды, закачанной с целью поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно-добываемой воды; K_d — содержание компонента в попутно добываемой воде; K_3 — содержание компонента в воде, закачанной с целью поддержания пластового давления; $K_{пл}$ — содержание компонента в пластовой воде.

Исходя из представленной формулы, рассчитанное по различным компонентам объемное процентное содержание воды, закачанной с целью поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды, должно быть одинаковым с учетом незначительных колебаний, которые всегда присутствуют в природных средах.

Значительные отклонения от нормы могут говорить о протекании каких-либо процессов в скважине или ее окружении, а также о наличии проблем.

Рассмотрим на конкретном примере, как работает предлагаемый нами метод.

На нефтяном месторождении для поддержания пластового давления закачивается пресная вода с физическими свойствами и химическим составом, приведенными в таблице 1.

Пластовая вода нефтеносного пласта представлена рассолом с физическими

свойствами и химическим составом, приведенными в таблице 2.

Как отмечалось ранее одним из авторов, при контроле заводнения критерием применимости гидрогеологических (в том числе гидрогеохимических) методов является существенная разница в химическом составе и физических свойствах закачанной в систему поддержания пластового давления воды и воды нефтеносного пласта [3]. Приводимый пример полностью соответствует данному критерию.

Попутно добываемая вода в рассматриваемом примере представлена рассолом с физическими свойствами и химическим составом, приведенными в таблице 3. Пробы на месторождении отобраны по блоку из 8 скважин в январе — феврале 2023 г. (рис. 3).

Используя формулу (1) и данные из таблиц 1, 2 и 3, рассчитаем объемное процентное содержание пресной воды, закачанной в систему поддержания пластового давления, в каждой скважине блока по каждому компоненту (табл. 4).

Как было указано выше, рассчитанное по различным компонентам объемное процентное содержание воды, закачанной с целью поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды, должно быть одинаковым с учетом незначительных колебаний, которые всегда присутствуют в природных средах. Исходя из этого принципа при анализе результатов расчета выявлены отклонения от «нормы» двух типов:

- отрицательные значения процентов (выделено красным шрифтом в табл. 4);
- значительные отклонения от нормы

Табл. 3. Физические свойства и химический состав попутно добываемых вод из скважин блока

Tab. 3. Physical properties and chemical composition of the produced waters from the wells of the block

Скв.	Физические свойства			Химический состав				
	Плотность, г/см ³	pH	Жесткость общ., мг-экв/л	HCO ₃ , мг/л	Cl, мг/л	Ca, мг/л	Mg, мг/л	Fe, мг/л
1 (январ. 23)	1,2	5	5 836	29	250 508	71 515	27 567	288
2 (январ. 23)	1,179	5,1	3 365	37	163 780	2 763	39 242	267
3 (январ. 23)	1,208	4,6	5 057	10	188 542	66 692	21 020	124
4 (январ. 23)	1,18	5	5 246	25	197 907	68 866	22 000	302
5 (февр. 23)	1,141	5,4	2 318	31	135 214	32 910	8 218	211
6 (январ. 23)	1,141	5,2	2 587	5	136 414	50 347	908	97
7 (январ. 23)	1,205	5,2	3 682	30	199 516	66 751	4 275	309
8 (январ. 23)	1,271	4,7	6 022	86	249 757	102 415	11 077	497

Табл. 4. Результаты расчета объемного процентного содержания воды, закачанной в систему поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды, в каждой скважине блока по каждому компоненту

Tab. 4. The results of calculating the volume percentage of water, injected into the reservoir pressure maintenance system and extracted as part of the produced water, in each well of the block for each component

Скв.	Физические свойства			Химический состав				
	Плотность, г/см ³	pH, %	Жесткость общ., мг-экв/л	HCO ₃ , мг/л	Cl, мг/л	Ca, мг/л	Mg, мг/л	Fe, мг/л
1 (январ. 23)	31,44	40	13,80 %	-62,96 %	2,74 %	32,89 %	-72,68 %	40,03 %
2 (январ. 23)	38,46	44	50,36 %	-43,21 %	36,42 %	97,54 %	-145,90 %	44,40 %
3 (январ. 23)	28,76	24	25,33 %	-109,88 %	26,80 %	37,43 %	-31,62 %	74,21 %
4 (январ. 23)	38,13	40	22,53 %	-72,84 %	23,17 %	35,38 %	-37,77 %	37,11 %
5 (февр. 23)	51,17	56	65,85 %	-58,02 %	47,51 %	69,19 %	48,67 %	56,08 %
6 (январ. 23)	51,17	48	61,87 %	-122,22 %	47,04 %	52,80 %	94,51 %	79,84 %
7 (январ. 23)	29,77	48	45,67 %	-60,49 %	22,54 %	37,37 %	73,40 %	35,65 %
8 (январ. 23)	7,69	28	11,05 %	77,78 %	3,03 %	3,84 %	30,74 %	-3,54 %

по компонентам от рассчитанного объемного процентного содержания закачанной воды (выделено синим шрифтом в табл. 4).

Отрицательные значения процентов возникают, если в попутно добываемой воде содержание компонента ниже или выше, чем в смешиваемых водах.

При определении значительного отклонения от нормы необходимо сначала определиться с тем, что считать нормой. Авторами предлагается за норму брать объемное процентное содержание воды, закачанной и извлеченной в составе попутно добываемой воды из скважин, рассчитанное на основе плотности. Из всех анализируемых компонентов плотность наименее подвержена различным воздействиям геохимического характера, поэтому данный компонент можно считать самым стабильным и все остальные можно нормировать по нему.

Классифицируем выявленные отклонения для последующего анализа причин (рис. 1).

Разберем причины возможных отклонений. Одна из отмеченных причин — содержание компонента выше верхнего значения смешиваемых вод, которая идентифицирует появление в системе дополнительного его количества. В нашем случае это наблюдается в отношении Mg в четырех скважинах из восьми. Дополнительным источником Mg может служить доломит (CaMg(CO₃)₂). Содержание компонента ниже нижнего значения смешиваемых вод говорит о выводе его из системы. В нашем случае это наблюдается в отношении HCO₃ в семи скважинах из восьми. Причем

это наблюдается по четырем скважинам, описанным в предыдущем абзаце, относительно повышенного содержания Mg. Еще по двум скважинам из этого списка наблюдается отклонение от нормы в сторону повышенного содержания воды, закачанной и извлеченной в составе попутно добываемой воды из скважин. Из сказанного можно сделать вывод, что аномальное повышение содержания в скважинах Mg и одновременное аномальное уменьшение содержания HCO₃ связаны с одним и тем же геохимическим процессом, где очевидно задействованы доломиты.

Теперь рассмотрим прочие отклонения от нормы, рассчитанной по плотности. Превышение нормы по компонентам от рассчитанного объемного процентного содержания закачанной воды говорит о том, что данного компонента после смешения закачанной и пластовой воды стало не хватать. И наоборот, понижение от нормы по компонентам от рассчитанного объемного процентного содержания закачанной воды говорит о том, что появился излишек количества данного компонента после смешения закачанной и пластовой воды.

Возможные причины нелинейного изменения значений компонентов после смешения вод:

- химическое взаимодействие вод с выпадением осадков и выведением элементов из системы;
- химическое взаимодействие закачиваемых вод с породой-коллектором, которое может привести как к обогащению вод элементами породы, так и к обеднению ее элементами при выпадении осадков;

- смешение попутно добываемых вод с водами ниже или выше лежащих горизонтов, которое может происходить как с химическими реакциями, так и без них; при этом вода может поступать как по естественным каналам (трещинам, разломам, литологическим перешейкам), так и вдоль скважин: «заколонными перетоками» (рис. 2);
- некорректный анализ попутно добываемой воды.

Исходя из приведенных возможных причин отклонений в содержании компонентов в попутно добываемой воде, проанализируем полученные нами результаты в примере. По скважинам 1 и 4 наблюдается пониженное от нормы объемное процентное содержание воды, закачанной в систему поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды, рассчитанное по таким компонентам, как Cl и жесткость. Как мы указали выше, это результат повышенного их содержания в итоговой смеси. Очевидно, здесь жесткость обусловлена в большей части Cl. Причиной повышенного содержания Cl и, как следствие, жесткости может быть наличие в породе-коллекторе галита (NaCl), при растворении которого в раствор поступает Cl, или наличие перетоков от выше или ниже залегающих водоносных горизонтов. Данные перетоки могут быть заколонными, поэтому к данным скважинам необходимо внимание, возможно, потребуются проведение ремонтно-изоляционных работ (рис. 3).

Проведенный анализ выявленных с помощью предлагаемого нами метода отклонений от объемного процентного содержания воды, закачанной в систему поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды из скважин, не вскрывает всех возможных причин. Для понимания процесса заводнения и поиска возможных проблем данный анализ необходимо продолжать и углублять.

Итоги

Предлагаемый метод позволяет определять различные отклонения (заколонные перетоки, взаимодействия вод с породой и между собой и др.), происходящие в скважинах при заводнении, а также подтвердить или опровергнуть данные геолого-промыслового анализа, выполненного без гидрогеохимической информации.

Анализ выявленных отклонений дает возможность идентифицировать различные причины протекающих процессов.



Рис. 1. Классификация отклонений в объемном процентном содержании воды, закачанной в систему поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды из скважин

Fig. 1. Classification of deviations in the volume percentage of water injected into the reservoir pressure maintenance system and extracted as part of the produced water from wells

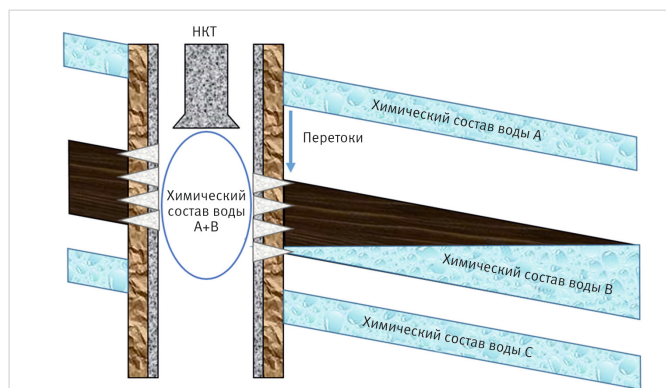


Рис. 2. Принципиальная схема заколонных перетоков
Fig. 2. Schematic diagram of behind-the-casing flows

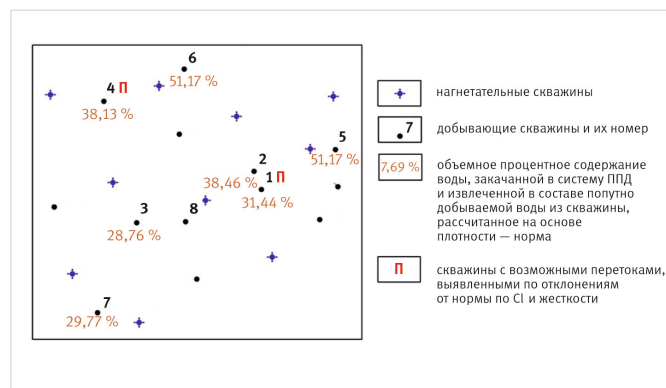


Рис. 3. План-схема исследуемого блока нефтяного месторождения
Fig. 3. The plan diagram of the investigated block of the oil field

Выводы

Данный метод может служить дополнительным инструментом при анализе разработки нефтяных месторождений и будет полезным при управлении заводнением [4]. Дальнейшее развитие метода будет связано с усовершенствованием технологии интерпретации выявленных отклонений, после чего данный метод можно будет рекомендовать к типизации и тиражированию [5].

Литература

1. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки

нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-110-01. М.: Министерство энергетики РФ, 2002. 59 с.

2. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01. М.: Министерство энергетики РФ, 2002. 75 с.
3. Лялин А.А. Анализ условий применения гидрогеологических методов при разработке нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. 2022. № 12. С. 40–44.

Нефтепромысловое дело. 2022. № 12. С. 40–44.

4. Baker R. Reservoir Management for Waterfloods – Part II. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1998, Vol. 37, issue 1, P. 12–17. (In Eng).
5. Лялин А.А., Васильев В.В., Кравченко А.Н. Типовые решения в нефтяной гидрогеологии — шаг к эффективности принимаемых решений // Нефтепромысловое дело. 2022. № 10. С. 58–61.

ENGLISH

Results

The proposed method makes it possible to determine various deviations (behind-the-casing flows, water interactions with the rock and with each other, etc.) occurring in wells during flooding, as well as to confirm or refute the data of geological and field analysis performed without hydrogeochemical information.

The analysis of the revealed deviations makes it possible to identify various causes of the ongoing processes.

Conclusions

This method can serve as an additional tool in the analysis of the development of oil fields and will be useful in the management of flooding [4].

Further development of the method will be associated with the improvement of the technology of interpretation of the identified deviations, after which this method can be recommended for typing and replication [5].

References

1. Methodological guidelines for the geological and field analysis of the development of oil and oil-gas fields. GD 153-39.0-110-01. Moscow: Ministry of Energy of the Russian Federation, 2002, 59 p. (In Russ).
2. Methodological guidelines for the integration and staging of geophysical, hydrodynamic and geochemical studies

of oil and oil-gas fields. GD 153-39.0-109-01. Moscow: Ministry of Energy of the Russian Federation, 2002, 75 p. (In Russ).

3. Lyalin A.A. Analysis of the conditions for the use of hydrogeological methods in the reservoir engineering of oil fields. Oilfield engineering. 2022, issue 12, P. 40–44. (In Russ).
4. Baker R. Reservoir management for waterfloods. Part II. Journal of Canadian

Petroleum Technology, 1998, Vol. 37, issue 1, P. 12–17. (In Eng).

5. Lyalin A.A., Vasiliev V.V., Kravchenko A.N. Typical solutions in petroleum hydrogeology – a step towards the effectiveness of decisions made. Oilfield engineering, 2022, issue 1, P. 58–61. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лялин Александр Александрович, эксперт отдела типизации решений в геологии и разработке управления стандартизации и типизации, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Васильев Владимир Васильевич, кандидат технических наук, главный менеджер отдела типизации решений в геологии и разработке управления стандартизации и типизации, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Меркулов Александр Владимирович, главный специалист отдела геологии и разработки месторождений Таас-Юрях управления по геологии и разработке месторождений Восточной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Lyalin Aleksandr Aleksandrovich, expert of department of solutions typification in geology and reservoir engineering of standardization and typification division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Vasiliev Vladimir Vasilievich, ph. d. of technical sciences, chief manager of department of solutions typification in geology and reservoir engineering of standardization and typification division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Merkulov Alexander Vladimirovich, chief specialist of department of geology and development of Taas-Yuryakh deposits of division of geology and field development of Eastern Siberia, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia