

УДК 556.3

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-38-49

Гидрогеохимия хлора как источник информации о процессе разработки нефтяного месторождения

А. А. Лялин

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

Аннотация. При заводнении нефтяного месторождения в геофлюидальной системе нефтеносного пласта протекают различные гидрогеохимические процессы, нарушающие линейное смешение компонентов взаимодействующих вод, которое должно происходить исходя из принципа концентрационной диффузии. Цель статьи — исследование содержания компонента, сохраняющего линейный принцип изменения концентраций при смешении вод при заводнении. По двум участкам месторождений Западной и Восточной Сибири проведены расчеты соотношения закачиваемых для поддержания пластового давления вод и пластовых вод нефтеносного пласта в попутно добываемых водах. Результаты показали, что один уровень соотношений виден в расчетах по минерализации и хлору, в отличие от всех других компонентов. Таким образом, наиболее стабильным компонентом является хлор. Как легко определяемый в лабораторных условиях компонент он может быть использован для количественного расчета соотношения вод в смесях в процессе разработки нефтяных месторождений.

Ключевые слова: гидрогеохимические процессы, гидрогеохимические методы, хлор, минерализация, закачиваемая вода, пластовая вода, попутно добываемая вода, поддержание пластового давления, соотношение вод, линейное смешение

Для цитирования: Лялин А. А. Гидрогеохимия хлора как источник информации о процессе разработки нефтяного месторождения / А. А. Лялин. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-38-49 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 1. — С. 38–49.

Hydrogeochemistry of chlorine as data source on the process of oil field development

Aleksandr A. Lyalin

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia
aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Abstract. When oil field waterflooding, various hydrogeochemical processes occur in the geofluidal system of the oil-bearing reservoir. These processes disrupt the linear mixing of components of interacting water that is expected to happen based on the principle of concentration diffusion. The purpose of this article is to investigate which component content maintains the lineal principle of concentrations change during the mixing of waters when waterflooding. Calculations were conducted for two oil field areas in Western and Eastern Siberia, comparing the ratio of water that injected to maintain reservoir pressure and reservoir water in the produced water. The results of these calculations showed that mineralization and chlorine calculations demonstrate same ratio levels, unlike other components. This led to the conclusion that chlorine is the most stable compo-

nent and can serve as an easily identifiable parameter in laboratory conditions to calculate the ratios of waters in mixtures during the process of oil fields development.

Keywords: hydrogeochemical processes, hydrogeochemical methods, chlorine, mineralization, injected water, reservoir water, produced water, reservoir pressure maintenance, water ratio, linear mixing

For citation: Lyalin A. A. (2025). Hydrogeochemistry of chlorine as data source on the process of oil field development. Oil and Gas Studies, (1), pp. 38-49. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-38-49

Введение

Гидродинамическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений стало обычным инструментом, позволяющим визуализировать и понимать процесс добычи нефти. Данный подход применяют на постоянной основе, что даже отражается на понятии «постоянно действующие геолого-технологические модели» (ПДГТМ). Но данные модели очень часто не просто обновляются новой информацией, поступающей с промысла, но и коренным образом преобразуются, так как начинают противоречить этим промысловым данным. Гидродинамическое моделирование не учитывает деталей процесса разработки, сглаживает или даже игнорирует особенности заводнения на многих локальных участках и не позволяет действовать там точно для эффективного управления разработкой месторождения [1].

Помочь в понимании деталей процесса заводнения могут гидрогеохимические методы. В процессе заводнения нефтяного месторождения происходит смешение закачиваемых для поддержания пластового давления (ППД) вод с пластовыми водами нефтеносного пласта. При отсутствии каких-либо взаимодействий в геофлюидальной системе воды будут смешиваться по линейному закону, который сформулировал в 1909 году русский гидрогеолог, профессор (1922) Московской горной академии (с 1939 года расформирована и на ее основе созданы 6 институтов) А. Н. Огильви применительно к бальнеологическому источнику Нарзан в Кисловодске [2]. Ученый строил диаграммы линейного смешения вод для целей определения минерализации смеси. В 1952 году П. И. Желтов, доцент Ленинградского горного института (с 2023 года — Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II), предложил использовать эти диаграммы Огильви для определения объемных соотношений смешиваемых вод [3]. Подход П. И. Желтова нам как раз и интересен для определения в недрах соотношений закачанной для целей ППД воды и пластовой воды нефтеносного пласта. Распределение этих соотношений по площади нефтяного месторождения покажет реальную картину движения воды в процессе заводнения и позволит внести ценные корректировки в ПДГТМ. Но проблема заключается в том, что в процессе заводнения происходит взаимодействие как смешиваемых вод между собой, так и закачиваемых

вод с породой-коллектором, как с выпадением осадков, так и с растворением минералов горной породы. В итоге смешение будет нелинейным и не позволит решить поставленную задачу [4].

Таким образом, цель настоящего исследования — определение того, какой компонент вод наиболее стабилен в процессе заводнения нефтяного месторождения и пригоден для определения соотношений закачанной для целей ППД воды с пластовой водой нефтеносного пласта. Задачи исследования следующие: изучение свойств компонентов смешиваемых вод на предмет стабильности в процессе заводнения и изучение поведения компонентов вод при заводнении на конкретных участках нефтяных месторождений. Гипотеза исследования состоит в том, что данным компонентом является хлор, так как он плохо подвержен ионному обмену, практически не адсорбируется и биологически неактивен в пластовых условиях. У него отсутствует барьер растворимости.

Объект и методы исследования

Объект исследования — процесс смешения компонентов вод системы ППД с пластовой водой нефтяной залежи в процессе заводнения.

Для анализа процесса смешения вод нами использована формула Огильви — Ахундова [5]. Нами она была преобразована и адаптирована под процесс заводнения [6] и приведена ниже:

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

где Θ — объемное процентное содержание воды, закачанной с целью поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды; K_d — содержание элемента или значение свойства в попутно добываемой воде; K_z — содержание элемента или значение свойства в воде, закачанной с целью поддержания пластового давления; $K_{пл}$ — содержание элемента или значение свойства в пластовой воде.

Ранее нами в статье [7] были проанализированы условия применения гидрогеологических методов и в частности гидрогеохимического метода при разработке нефтяных месторождений. Было отмечено, что для более эффективного использования метода для целей контроля заводнения необходимо, чтобы в химических и физических свойствах закачиваемой и пластовой воды была существенная разница. Для соблюдения этого условия и для получения более выразительного ответа в рамках поставленных целей и задач, а также для более четкого выявления соответствия полученных результатов гипотезе исследования, были подобраны месторождения и участки с закачкой с целью ППД пресных вод.

Все подобранные результаты анализов прошли верификацию на электронейтральность и были соответствующим образом скорректированы.

Из изучаемого массива были исключены pH, плотность и жесткость, так они изначально не несут ценной информации для наших целей. Как известно, pH изменяется в поверхностных условиях после отбора и транспортировки пробы воды, что нарушает принципы нашего подхода [8]. Плотность имеет линейную зависимость от минерализации, и ее значения при применении формулы (1) будут идентичны. Мы для наших целей будем использовать минерализацию как параметр, зависящий от верификации на электронейтральность, которую мы провели. Жесткость обусловлена содержанием ионов кальция и магния, поэтому для наших целей используем данные по этим ионам, а жесткость исключим.

В соответствии с принятыми стратегиями развития систем ППД месторождения сначала заводняются сторонними водами из поверхностных и подземных источников. Позже при обводнении добывающих скважин в систему ППД добавляются попутно добываемые воды. Для проверки нашей рабочей гипотезы мы исключили из расчетов попутно добываемую воду, направляемую в систему ППД, так как ее присутствие только уменьшит процент закачанной сторонней воды в попутно добываемой воде из скважин, оставляя соотношение этого процента в водах из разных скважин одинаковым.

Исходные данные

Первое месторождение расположено в Восточной Сибири. Рассматриваемый заводняемый пласт относится к ботубинскому горизонту нижней части буюкской свиты венда. Пласт сложен кварцевыми песчаниками. Заводнение производится пресной водой из рек, а также подтоварной водой. Химический состав и свойства воды системы ППД, исходной пластовой воды и попутно добываемой воды из скважин одного из блоков месторождения приведен в таблице 1. Закачиваемая пресная вода является хлоридно-гидрокарбонатной кальциево-натриевой. Исходная пластовая вода — хлоридной кальциевой. Схема расположения скважин приведена на рисунке 1. Представление данные мы ранее использовали в работе [6], но для решения несколько другой задачи.

Таблица 1

Исходные данные по первому месторождению

Источник воды	Дата отбора	Минерализация, мг/л	HCO_3^{1-} , мг/л	Cl^{1-} , мг/л	Ca^{2+} , мг/л	Mg^{2+} , мг/л	$\text{Na}^{1+}+\text{K}^{1+}$, мг/л
Пресная вода системы ППД	—	204,68	95,00	48,00	14,70	3,30	43,68
Исходная пластовая вода	—	393 881,91	54,50	257 560,00	106 498,00	15 978,00	13791,41

Продолжение табл.1

Источник воды	Дата отбора	Минера- лизация, мг/л	HCO_3^{1-} , мг/л	Cl^{1-} , мг/л	Ca^{2+} , мг/л	Mg^{2+} , мг/л	$\text{Na}^{1+}+\text{K}^{1+}$, мг/л
СКВ. 1	01.2023	377 904,40	29,00	250 508,00	71 515,00	27 567,00	28 285,40
СКВ. 2	01.2023	234 676,57	37,00	163 780,00	2 763,00	39 242,00	28 854,57
СКВ. 3	01.2023	282 268,16	10,00	188 542,00	66 692,00	21 020,00	6 004,16
СКВ. 4	01.2023	296 533,68	25,00	197 907,00	68 866,00	22 000,00	7 735,68
СКВ. 5	02.2023	210 775,00	31,00	135 214,00	32 910,00	8 218,00	34 402,00
СКВ. 6	01.2023	209 440,55	5,00	136 414,00	50 347,00	9 008,00	13 666,55
СКВ. 7	01.2023	315 301,76	30,00	199 516,00	66 751,00	4 275,00	44 729,76
СКВ. 8	01.2023	386 881,25	86,00	249 757,00	102 415,00	11 077,00	23 546,25

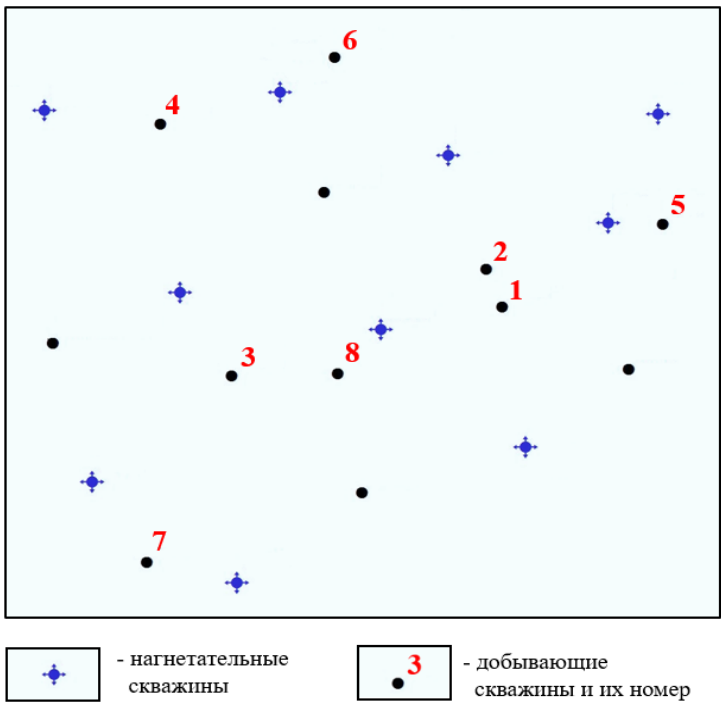


Рис. 1. Схема расположения скважин на первом месторождении [6]

Второе месторождение расположено в Западной Сибири. Рассматриваемый заводняемый пласт относится к викуловской свите нижнего мела. Пласт сложен косослоистыми песчаниками и чередованием линзовидно-слоистых песчаников и аргиллитов. Заводнение производится пресной водой из атлым-новомихайловского комплекса олигоцена, а также подтоварной водой. Химический состав и свойства воды закачиваемой в систему ППД, исходной пластовой воды и попутно добываемой воды из скважин одного из блоков месторождения приведен в таблице 2. Закачиваемая

пресная вода является гидрокарбонатной кальциево-магниевой. Исходная пластовая вода — хлоридной натриевой. Схема расположения скважин приведена на рисунке 2.

Таблица 2

Исходные данные по второму месторождению

Источник воды	Дата отбора	Минерализация, мг/л	HCO_3^{1-} , мг/л	Cl^{1-} , мг/л	SO_4^{2-} , мг/л	Ca^{2+} , мг/л	Mg^{2+} , мг/л	$\text{Na}^{1+}+\text{K}^{1+}$, мг/л
Пресная вода системы ППД	—	528,30	370,00	13,40	24,00	55,00	41,50	24,40
Исходная пластовая вода	—	20 623,60	1 281,00	10 453,50	85,00	361,00	267,10	8 176,00
Скв. 1	01.2022	21 337,90	412,00	11 690,00	358,00	401,0	749,90	7 727,00
Скв. 2	03.2022	14 158,30	1 830,00	6 577,00	134,00	240,0	493,30	4 884,00
Скв. 2	11.2022	16 154,10	1 324,00	8 177,00	109,00	170,0	615,10	5 759,00
Скв. 3	08.2020	13 550,30	1 266,00	7 070,00	0,00	721,0	668,30	3 825,00
Скв. 3	12.2022	14 400,40	1 330,00	6 836,00	471,00	180,0	535,40	5 048,00
Скв. 4	01.2022	29 466,70	473,00	16 190,00	544,00	401,0	1 099,70	10 759,00
Скв. 5	10.2016	15 010,00	1 610,40	7 419,50	4,20	147,1	632,90	5 195,90
Скв. 5	12.2022	17 139,70	1 144,00	8 505,10	753,00	301,0	847,30	5 589,30

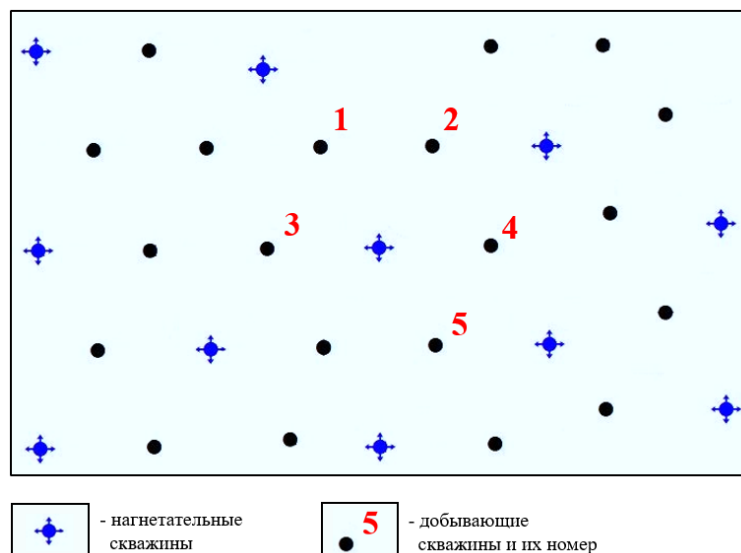


Рис. 2. Схема расположения скважин на втором месторождении

Результаты

В таблице 3 приведены результаты расчетов соотношения закачиваемых для целей ППД вод и пластовых вод нефтеносного пласта в попутно добываемых водах, выполненных по формуле (1) на основе данных по первому месторождению.

Таблица 3

Результаты расчетов по первому месторождению

Источник воды	Дата отбора	Минерализация, %	HCO_3^{1-} , %	Cl^{1-} , %	Ca^{2+} , %	Mg^{2+} , %	$\text{Na}^{1+}+\text{K}^{1+}$, %
Скв. 1	01.2023	4,06	-62,96	2,74	32,85	-72,55	-105,43
Скв. 2	01.2023	40,44	-43,21	36,42	97,42	-145,63	-109,57
Скв. 3	01.2023	28,35	-109,88	26,80	37,38	-31,56	56,64
Скв. 4	01.2023	24,73	-72,84	23,17	35,34	-37,70	44,05
Скв. 5	02.2023	46,51	-58,02	47,51	69,11	48,58	-149,92
Скв. 6	01.2023	46,85	-122,22	47,04	52,73	94,34	0,91
Скв. 7	01.2023	19,96	-60,49	22,54	37,33	73,26	-225,04
Скв. 8	01.2023	1,78	77,78	3,03	3,83	30,68	-70,96

В таблице 4 приведены результаты расчетов соотношения закачиваемых для целей ППД вод и пластовых вод нефтеносного пласта в попутно добываемых водах, выполненных по формуле (1) на основе данных по второму месторождению.

Таблица 4

Результаты расчетов по второму месторождению

Источник воды	Дата отбора	Минерализация, %	HCO_3^{1-} , %	Cl^{1-} , %	SO_4^{2-}	Ca^{2+} , %	Mg^{2+} , %	$\text{Na}^{1+}+\text{K}^{1+}$, %
Скв. 1	01.2022	-3,55	95,39	-11,84	-447,54	-13,07	-214,02	5,51
Скв. 2	03.2022	32,17	-60,26	37,13	-80,33	39,54	-100,30	40,38
Скв. 2	11.2022	22,24	-4,72	21,81	-39,34	62,42	-154,25	29,65
Скв. 3	08.2020	35,20	1,65	32,41	139,34	-117,65	-177,84	53,38
Скв. 3	12.2022	30,97	-5,38	34,65	-632,79	59,15	-118,92	38,37
Скв. 4	01.2022	-44,01	88,69	-54,95	-752,46	-13,07	-369,06	-31,69
Скв. 5	10.2016	27,93	-36,16	29,06	132,49	69,91	-162,16	36,56
Скв. 5	12.2022	17,34	15,04	18,66	-1095,08	19,61	-257,20	31,73

Как видно на рисунках 5 и 6, значения одного уровня наблюдаются по минерализации и хлору (выделено красным шрифтом), в то время как

по другим компонентам видны значительные отклонения и даже отрицательные значения. Виды подобных отклонений при смешении вод и их объяснения подробно рассмотрены авторами [6]. В настоящей работе такой задачи не стоит.

Если наблюдается один уровень значений по минерализации и хлору, то можно предположить линейную взаимосвязь между минерализацией и содержанием хлора (табл. 1 и 2). Покажем данную связь на диаграммах (рис. 3 и 4).

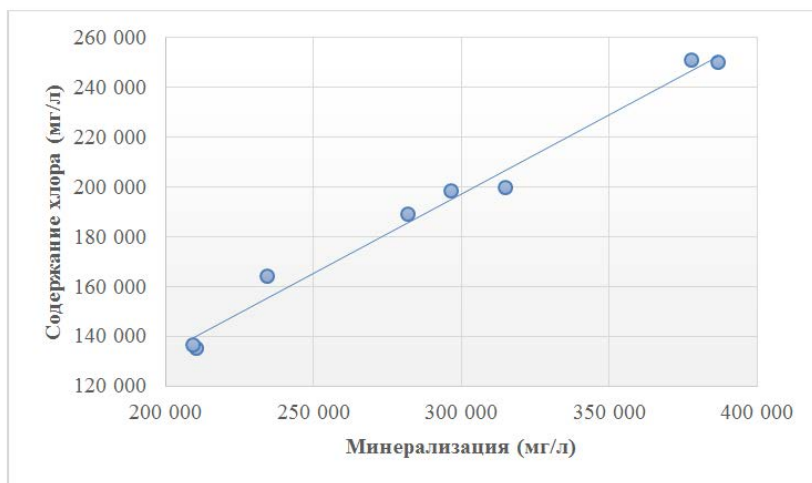


Рис. 3. Взаимосвязь между минерализацией и содержанием хлора на первом месторождении

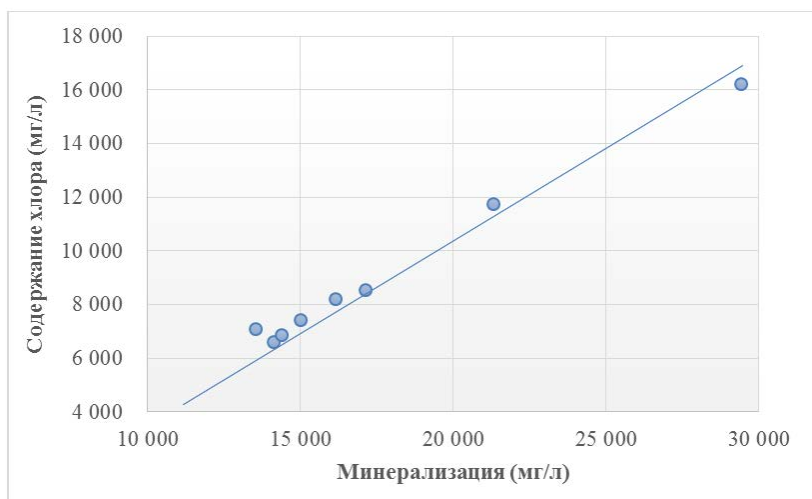


Рис. 4. Взаимосвязь между минерализацией и содержанием хлора на втором месторождении

Обсуждение

Полученные в результате расчетов значения можно интерпретировать так, что минерализация и хлор наиболее стабильны соответственно показателям и компонентам в процессе заводнения нефтяного месторождения и пригодны для определения соотношений закачанной для целей ППД воды с пластовой водой нефтеносного пласта.

На стабильность при заводнении минерализации и хлора указывали также авторы более ранних работ. В частности, авторы для условий Западной Сибири в качестве устойчивых показателей указывали минерализацию, хлор и магний [9]. Стабильность магния в наших расчетах на наших месторождениях не подтвердилась.

Таким образом, наши исследования подтвердили рабочую гипотезу о стабильности хлора в процессе заводнения нефтяного месторождения и пригодности его для определения соотношения закачанной для целей ППД воды с пластовой водой нефтеносного пласта.

Надо сказать, что, если в пластах-коллекторах присутствует галит (NaCl), то использование хлора для указанных выше целей будет некорректным в связи с процессами перехода хлора в раствор и наоборот. Поэтому регионы с такими пластами-коллекторами являются исключениями для использования данной методики. К таким регионам относятся: Припятский прогиб, Иркутский амфитеатр, Тунгусский бассейн и др. [10].

Предпримем попытку разобраться в причинах стабильности хлора в растворе и смеси растворов. Последовательность выпадения солей из водных растворов такова: на самых ранних стадиях при относительно невысокой солености выпадают сначала кальцит, затем доломит, то есть карбонаты. При дальнейшем увеличении солености начинают выпадать сульфаты — гипс и ангидрит. При самой высокой солености выпадает галит. Галит состоит из хлора и натрия — это означает, что они находятся в растворе «до последнего».

Разберем, о чем говорит линейная связь между минерализацией и хлором. Как известно, минерализация — это сумма содержаний основных ионов, которых шесть, включая хлор. При этом, как мы выяснили, хлор проявляет при заводнении стабильность и может идентифицировать соотношение смешиваемых вод. Остальные же пять ионов меняют свое соотношение при взаимодействии смешиваемых вод между собой и с породой-коллектором, но при этом стремятся сохранить электронейтральность раствора и поддерживать стабильность минерализации, которая также может идентифицировать соотношение смешиваемых вод.

Если обратить внимание на второе месторождение, то можно заметить, что по скважинам 2, 3 и 5 со временем наблюдается уменьшение содержания пресной воды в попутно добываемой воде, хотя в процессе заводнения ее содержание должно увеличиваться. Это явление можно объяс-

нить увеличением доли попутно добываемой воды в закачиваемой в систему ППД воде и уменьшением доли пресной воды.

В связи с тем, что содержание хлора в воде легко и уверенно определяется, а также, как мы выяснили, хлор проявляет стабильность при смешении вод между собой и при взаимодействии с пластами-коллекторами, предлагается использовать именно хлор для количественного расчета соотношения вод в смеси.

Минерализация для этих целей подходит меньше, так как она в основном рассчитывается как сумма содержаний шести основных ионов, не все из которых определяются в лаборатории.

Дальнейшие исследования предполагается посвятить использованию содержания хлора в воде для анализа смешения при заводнении трех вод: своей пластовой, сторонней (пресной) и попутно добываемой, направляемой в систему ППД.

Как мы указали выше, вместе с хлором в растворе до последнего сохраняется натрий. Поэтому планируется изучение поведения хлора в паре с натрием, при условии, что его содержание лабораторно определяется, а не вычисляется.

Также мы предполагаем рассмотреть возможность использования линейной связи минерализации и содержания хлора в воде для моделирования минерализации исходной воды, применяя генетические коэффициенты. Такая задача возникает, когда при отборе пробы воды в скважине она бывает «загрязнена» водой бурового раствора.

Выводы

Изучение поведения компонентов вод при смешении в процессе заводнения на двух участках нефтяных месторождений Западной и Восточной Сибири показало, что наиболее стабильным компонентом процесса является хлор. В то же время другие компоненты проявляют существенные отклонения от линейного смешения по причинам участия во взаимодействии друг с другом и с породой-коллектором. Этот результат подтвердил рабочую гипотезу исследования. Таким образом, содержание хлора в смеси вод можно использовать для количественного расчета соотношения вод в смеси.

Список источников

1. Лялин, А. А. Геохимия подземных вод резервуара нефтяного месторождения как источник информации о текущем состоянии разработки / А. А. Лялин, В. В. Васильев. – Текст : непосредственный // Геология и недропользование. – 2023. – № 3 (13). – С. 20–25.
2. Огильви, А. Н. Краткий обзор геологических исследований около источника Нарзан в Кисловодске / А. Н. Огильви // Известия Геологического комитета. – 1909. – Том XXVIII, № 8. – С. 609–612. – Текст : непосредственный.

3. Желтов, П. И. Номограмма для определения химического состава смеси вод / П. И. Желтов. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 1952. – Том 26, № 2. – С. 101–104.
4. Лялин, А. А. График Огильви при нелинейном смешении компонентов вод в процессе заводнения нефтяного месторождения / А. А. Лялин, В. В. Васильев. – DOI 10.34660/INF.2024.72.10.061. – Текст : непосредственный // Высшая школа: научные исследования. Материалы Межвузовского международного конгресса, Москва, 11 января 2024 года. Том 2. – Москва : Издательство Инфинити, 2024. – С. 94–104.
5. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология / В. Г. Каналин, С. Б. Вагин, Г. А. Ланчаков, [и др.]. – Москва : Недра, 1997. – 366 с. – Текст : непосредственный.
6. Лялин, А. А. Гидрогеохимические исследования как дополнительный инструмент к анализу разработки нефтяных месторождений / А. А. Лялин, В. В. Васильев, А. В. Меркулов. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-2-19-22. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 2 (95) – С. 19–22.
7. 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.
8. Семенова, Т. В. Изменение ионно-солевого состава пластовых вод на стадии разработки месторождений южных нефтегазоносных районов Тюменской области / Т. В. Семенова. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 5(35). – С. 65–70.
9. Анализ заводнения нефтяных залежей по гидрогеохимическим данным (на примере пласта Ю11 Вахского месторождения) / М. Б. Букаты, Т. Н. Силкина, В. Г. Иванов, С. В. Костюченко. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2002. – Т. 305, вып. 8 : Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 192–200.
10. Гидрохимические методы анализа и контроля нефтяных и газовых месторождений : монография / В. В. Муляк, В. Д. Порошин, Ю. П. Гаттенбергер, Л. А. Абукова. – Москва : ГЕОС, 2007. – 245 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Lyalin, A. A., & Vasiliev, V. V. (2023). Geochemistry of Underground Waters of an Oil Field Reservoir as a Source of Information about the Current State of Development. *Geology and subsoil use*, 3 (13), pp. 20-25. (In Russian).
2. Ogil'vi, A. N. (1909). *Kratkiy obzor geologicheskikh issledovaniy okolo istochnika Narzan v Kislovodske* // *Izvestiya Geologicheskogo komiteta*, XXVIII (8), pp. 609-612. (In Russian).
3. Zheltov, P. I. (1952). *Nomogramma dlya opredeleniya ximicheskogo sostava smesi vod* // *Journal of Mining Institute*. 26(2), pp. 101-104. (In Russian).
4. Lyalin, A. A., & Vasil'ev, V. V. (2024). *Grafik Ogil'vi pri nelineynom smeshenii komponentov vod v protsesse zavodneniya neftyanogo mestorozhdeniya*. *Vysshaya shkola: nauchnye issledovaniya. Materialy Mezhvuzovskogo mezhdunarodnogo kongressa, Moscow, 11 yanvarya 2024 goda. Tom 2*. Moscow, Izdatel'stvo Infiniti Publ., pp. 94-104. (In Russian). DOI: 10.34660/INF.2024.72.10.061

5. Kanalin, V. G., Vagin, S. B., Lanchakov, G. A., Timofeev, V. A., & Tokarev, M. A. (1997). *Neftegazopromyslovaya geologiya i gidrogeologiya*. Moscow, Nedra Publ., 366 p. (In Russian).
6. Lyalin, A. A., Vasiliev, V. V., & Merkulov, A. V. (2023). Hydrogeochemical studies as an additional tool for the analysis of oil field development. *Exposition Oil & Gas*, (2(95)), pp. 19-22. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-19-22
7. 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
8. Semenova, T. V. (2002). *Izmenenie ionno-solevogo sostava plastovy`x vod na stadii razrabotki mestorozhdenij yuzhny`x neftegazonosny`x rajonov Tyumenskoj oblasti*. *Oil and Gas Studies*, 5(35), pp. 65-70. (In Russian).
9. Bukaty, M. B., Silkina, T. N., Ivanov, V. G., & Kostyuchenko, S. V. (2002). Analiz zavodneniya neftyanykh zalezhey po gidrogeokhimicheskim dannym (na primere plasta Yu11 Vakhского mestorozhdeniya). *Izvestiya Tomskogo politexnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 305(8): *Geologiya i razrabotka neftyany`x i gazovy`x mestorozhdenij*, pp. 192-200. (In Russian).
10. Mulyak, V. V., Poroshin, V. D., Gattenberger, Yu. P., & Abukova, L. A. (2007). *Gidrokhimicheskie metody analiza i kontrolya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. Moscow, GEOS Publ., 245 p. (In Russian).

Информация об авторе / Information about the author

Лялин Александр Александрович, эксперт управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Aleksandr A. Lyalin, Expert of Division of Scientific and Technical Development, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 12.07.2024; одобрена после рецензирования 14.08.2024; принята к публикации 13.09.2024.

The article was submitted 12.07.2024; approved after reviewing 14.08.2024; accepted for publication 13.09.2024.