

Минерализация пластовых вод неокомского водоносного комплекса месторождения Западной Сибири

Сафиуллин И.Р.¹, Гараева Н.В.¹, Цыбин С.С.¹, Валеева Э.З.¹, Щутский Г.А.², Мирошниченко В.П.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия
ir_safiullin1@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Воды неокомского водоносного комплекса, к которому относятся воды пластов группы АС месторождения Западной Сибири (месторождение N), охарактеризованы небольшим количеством глубинных проб со значительным разбросом минерализации. Поэтому проведен дополнительный анализ устьевых проб попутно добываемой воды, который показал зашумленность исходной выборки проб из-за смешения пластовой воды с закачанными в пласт технологическими жидкостями и водами системы заводнения. После отсева некорректных проб оставшаяся часть данных указывает на более слабую минерализацию по сравнению с принятой. Это свидетельствует о наличии неопределенности в величине минерализации пластовой воды на данном месторождении и необходимости проведения дополнительного, более качественного отбора глубинных проб воды.

Материалы и методы

В качестве материала для анализа используются устьевые пробы попутно добываемой воды, результаты анализа поровой воды на консервированном керне. Обработка данных осуществляется методами математической статистики с использованием программного продукта MATLAB.

Ключевые слова

минерализация, ионный состав, пластовая вода, пробы воды, керн, приемистость, попутно добываемая вода, пресная вода, математическое ожидание

Для цитирования

Сафиуллин И.Р., Гараева Н.В., Цыбин С.С., Валеева Э.З., Щутский Г.А., Мирошниченко В.П. Минерализация пластовых вод неокомского водоносного комплекса месторождения Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 24–29.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-24-29

Поступила в редакцию: 14.03.2023

HYDROLOGY

UDC 556 I Original Paper

Mineralization of stratal waters of the neocomian aquifer complex of the Western Siberia field

Safiullin I.R.¹, Garaeva N.V.¹, Tsybin S.S.¹, Valeeva E.Z.¹, Shchutsky G.A.², Miroshnichenko V.P.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²“RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia
ir_safiullin1@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The waters of the neocomian aquifer complex, which includes the waters of the Achimov strata of the AS group of the deposit N, are characterized by a small number of deep samples with a significant spread of mineralization. Therefore, an additional analysis of wellhead samples of produced water was carried out, which showed that the initial sample was noisy due to mixing of formation water with process fluids injected into the formation and water of the waterflooding system. After screening out incorrect samples, the rest of the data indicates a weaker mineralization compared to the accepted one. This indicates the presence of uncertainty in the value of formation water salinity at this field and the need for additional, better sampling of deep water samples.

Materials and methods

As a material for analysis, wellhead samples of produced water, the results of pore water analysis on a preserved core are used. Data processing is carried out by methods of mathematical statistics using the MATLAB software product

Keywords

mineralization, ionic composition, reservoir water, water samples, core, injectivity, produced water, fresh water, mathematical expectation

For citation

Safiullin I.R., Garaeva N.V., Tsybin S.S., Valeeva E.Z., Shchutsky G.A., Miroshnichenko V.P. Mineralization of stratal waters of the neocomian aquifer complex of the Western Siberia field. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 24–29. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-24-29

Received: 14.03.2023

Вопрос влияния минерализации и ионного состава закачиваемой воды на параметры разработки нефтяных коллекторов интенсивно исследуется в последнее время [1–3]. Серьезной проблемой разработки месторождения N является снижение приемистости нагнетательных скважин из-за ухудшения коллекторских свойств пласта. Возможной причиной снижения проницаемости является выпадение твердых осадков в результате солеобразования при смешении несовместимых вод. Исследование возникновения рисков выпадения солей [6–8], влияние закачиваемой воды на набухаемость глин [4, 5] невозможно провести без сведений об ионном составе пластовой воды. Следовательно, первым шагом в решении вопроса влияния солеобразования является определение достоверной величины минерализации и состава пластовой воды.

Воды неокомского водоносного комплекса, к которому относятся воды пластов группы AC месторождения N, охарактеризованы небольшим количеством глубинных проб со значительным разбросом минерализации. Поэтому остаются открытыми вопросы, связанные с определением достоверной величины минерализации пластовых вод. Большой интерес представляет значение начальной и текущей минерализации пластовых вод под

Табл. 1. Сопоставление среднего значения концентраций ионов и минерализации всех проб и ликвидных проб

Tab. 1. Comparison of the average value of ion concentrations and salinity of all samples and liquid samples

Пласт	CO_3^{2-} , мг/л	HCO_3^- , мг/л	SO_4^{2-} , мг/л	Cl ⁻ , мг/л	Ca^{2+} , мг/л	Mg^{2+} , мг/л	Na^+ , мг/л	Fe^{+2} , мг/л	Общая минерализация, мг/л
Среднее значение всех проб	48	3 802	0	27 277	2 128	327	16 311	0	48 730
Среднее значение ликвидных проб	1	1 914	0	3 641	129	30	2 832	0	8 629

влиянием закачиваемой воды и ее распределение по площади месторождения, а также то, как согласуются между собой данные проб, полученных из различных источников.

В данной работе проведено сопоставление ионного состава воды в пробах, отобранных с устья добывающих скважин, подтоварной воды, взятой на дожимной насосной станции (ДНС) с установкой предварительного сброса воды (УПСВ) и поровой воды, извлеченной из законсервированного ядра с сохраненной водонасыщенностью.

Первичный анализ проб показывает варьирование минерализации от единиц до сотен г/л, что говорит о значительной «зашумленности» данных пробами разбавленными технологическими жидкостями геолого-технологических мероприятий и требует использования процедур верификации и отбраковки проб с целью выделения «чистых» проб пластовых вод.

Анализ более 20 тысяч устьевых проб за период 2008–2022 гг. показал, что большинство из них привязаны

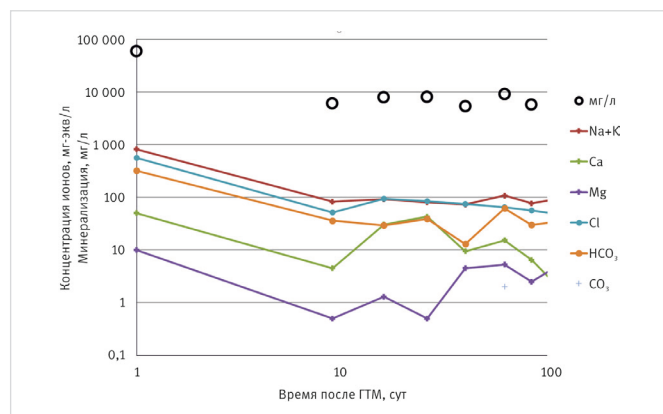


Рис. 1. Зависимость минерализации и ионного состава воды по данным устьевых проб после ГРП

Fig. 1. Dependence of salinity and ionic composition of water according to wellhead samples after hydraulic fracturing

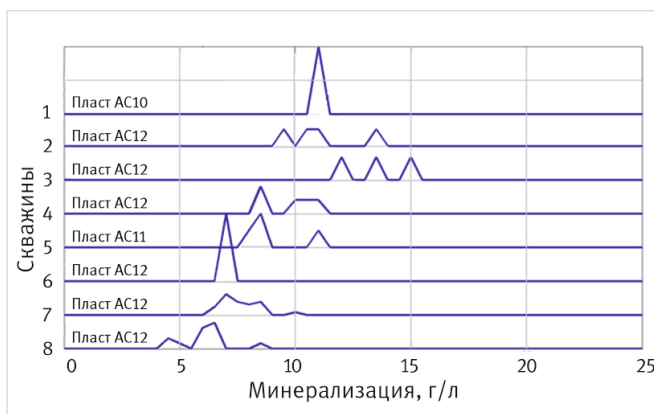


Рис. 3. Распределение минерализации поровой воды

Fig. 3. Pore water mineralization distribution

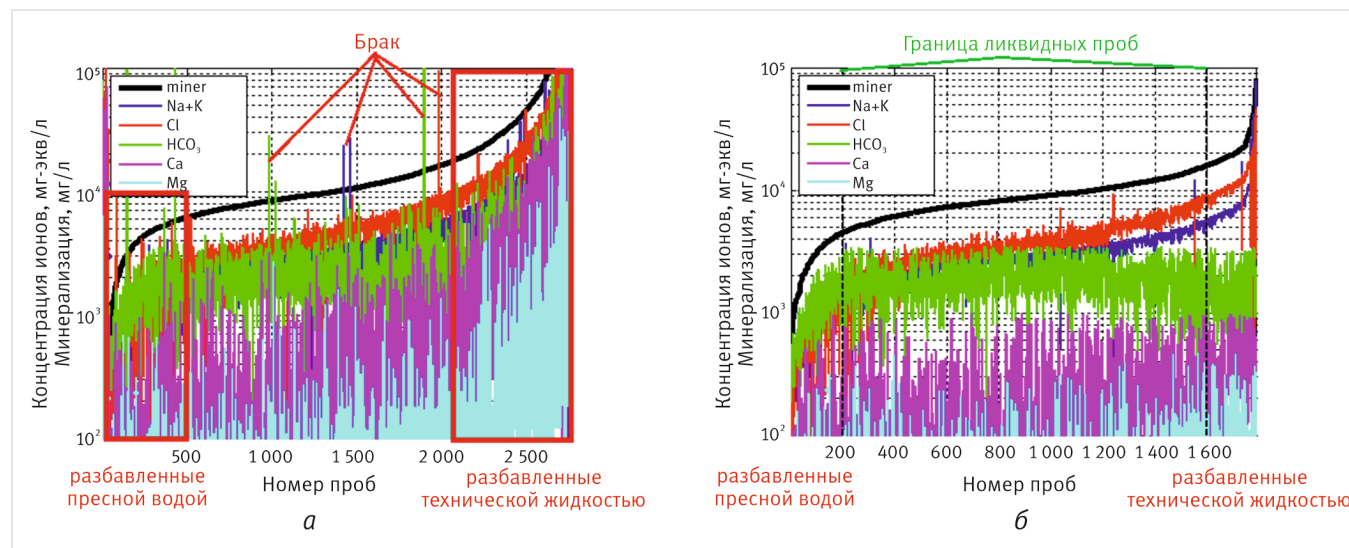


Рис. 2. Данные устьевых проб пластов AC10, AC11 и AC12 (а – исходные пробы, б – вычищенные пробы)

Fig. 2. Data of all samples from AC10, AC11 and AC12 formations (a – initial samples, б – cleaned samples)

к геолого-техническим мероприятиям (ГТМ). Это означает, что в добываемой попутной воде присутствуют компоненты технологических жидкостей, используемых при проведении ГТМ. На рисунке 1 представлена характерная зависимость минерализации и концентрации ионов в воде после гидравлического разрыва пласта (ГРП) от времени. Видно, что концентрации уменьшаются с выходом на постоянное значение минерализации. Данная зависимость наблюдалась как в пробах после ГТМ, так и после запуска новых скважин из бурения.

Использование проб воды, подверженных влиянию жидкости ГТМ, искажает оценку минерализации пластовой воды. Такие пробы являются некорректными для анализа — и их необходимо исключить (отбраковать) из исходной выборки.

С целью быстрого удаления некорректных устьевых проб воды был использован метод Бокса–Кокса статистического преобразования исходной выборки [9, 10]. После отсева некорректных проб в выборке осталось 2 765 проб. Видно, что пробы пластов АС10, АС11 и АС12 имеют большое количество вариантов с завышенной минерализацией, с высокой долей компонентов технологических растворов (рис. 2а). Поэтому пробы дополнительно вычищены по максимальным значениям концентраций и по границе ликвидных проб. Из оставшихся проб построен график распределения концентраций (рис. 2б). Средняя минерализация проб без примеси пресной и технологической воды в пять раз меньше минерализации всех проб (табл. 1).

Анализ 68 проб поровой воды на консервированном керне показал, что разброс

минерализации поровой воды составляет от 5 до 15 г/л (рис. 3). Для каждой скважины диапазон изменения минерализации по глубине укладывается в диапазон $\pm 2,5$ г/л от среднего значения.

В результате проведенной работы была сформирована выборка устьевых проб без примеси технологических и пресных вод и получено статистическое совпадение минерализации и состава верифицированных проб с данными анализа поровой воды на консервированном керне с сохраненной водонасыщенностью.

Далее была проведена оценка влияния минерализации закачиваемого агента на минерализацию пластовой и попутно-добываемой воды. Для этого проведен сопоставительный анализ ионного состава закачиваемых и добываемых вод для различных регионов месторождения N. Минерализация агента вытеснения обуславливается главным образом источниками вод (сеноманская, подтоварная, пресная) (табл. 2).

В таблице 3 представлены регионы закачки КНС (кустовая насосная станция) и доли источников в общем объеме закачиваемой воды на месторождении N за 2022 г. Всего на месторождении 11 КНС.

Для отслеживания влияния минерализации закачиваемого агента на состав пластовой и попутно-добываемой воды на карте месторождения было выделено три региона. Каждый регион отличается источниками закачиваемой воды:

- регион 1 в северной части месторождения. Закачка ведется через КНС 1,2. Источником заводнения является вода сеноманского яруса. Характерное

значение минерализации закачиваемой воды — 16 г/л;

- регион 2 в центральной части месторождения (КНС 3, 4 и 5). Осуществляется закачка сеноманской и подтоварной воды. Характерное значение минерализации закачиваемой воды — 10 г/л;
- регион 3 в центральной части месторождения (КНС 6 и 7). В пределах региона проводилась закачка только пресной воды. Характерное значение минерализации закачиваемой воды — 0,1 г/л.

Для каждого региона проанализированы результаты шестикомпонентного анализа проб воды, отобранных с устьев добывающих скважин. Средние величины минерализации попутно добываемой воды в первых двух регионах близки по значению, так как оба региона заводнялись сеноманской водой. В третьем регионе минерализация значительно отличается из-за опреснения пластовой воды закачиваемой пресной водой.

Для отделения проб пластовой воды от проб воды, смешанной с водой других источников (закачиваемая, техническая вода), использовались соотношения ионов Na^+ и Cl^- в виде разности ($R1 = \text{Na}^+ - \text{Cl}^-$) и отношения ($R2 = \text{Na}^+/\text{Cl}^-$) концентраций. Смешение вод различного происхождения приводит к изменению количества и соотношения данных ионов в составе вод. На рисунке 4 представлены графики распределения показателей по устьевым пробам вод: соотношения концентрации ионов Na^+ и Cl^- (графики R1 и R2); концентрации ионов Na^+ и Cl^- ; минерализации пластовой воды. Пробы воды, используемые в анализе, были распределены по величине минерализации. На диаграммах можно выделить несколько характерных участков:

- участок «опреснения». «Горб» на графике соотношения R2 свидетельствует об опреснении пластовой воды (рис. 4а). На КНС 1 и 2 отсутствует закачка пресной воды, поэтому опреснение может быть вызвано диагенезом смектитовых глин;
- участок «без смешения» характеризуется расхождением концентраций ионов Na^+ и Cl^- . Постоянство графика R1 соответствует условию равновесия пластовой воды и минералов вмещающих пород;
- участок «смешения вод». Концентрации ионов Na^+ и Cl^- выравниваются, график R2 снижается до единицы. Связано это со смешением пластовой воды и воды из других источников, имеющих более высокое содержание ионов Cl^- или хлоридно-кальциевый тип [11].

Аналогичный анализ проведен для региона 2 (рис. 5). На графиках концентраций ионов выделяются такие же характерные участки — опреснения, смешения и отсутствия смешения пластовой и закачиваемой воды. Для региона 3 подобный анализ показал, что участок «опреснения» сразу сменяется участком «смешения». В процессе заводнения и проведения геолого-технических мероприятий регион был активно заводнен пресной водой, что значительно повлияло на минерализацию пластовой воды.

В дальнейшем была проведена статистическая оценка оставшихся устьевых проб воды. Ввиду удаления из исходной выборки неликвидных и смешанных проб количество рассматриваемых проб значительно уменьшилось. Поэтому была построена вероятностная модель распределения минерализации пластовой воды на основе результатов исследования фактических проб. Вероятностные распределения минерализации для регионов

Табл. 2. Ионный состав закачиваемых вод на месторождении N

Tab. 2. Ionic composition of injected water at the field N

Содержание ионов, мг/л						Минерализация, г/л	pH
Na ⁺ +K ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	SO ₄ ²⁻	HCO ₃	Cl ⁻		
Пресная вода							
21,9	5	8,4	19,9	73	6,4	0,12	7
Сеноманская вода							
5 780	73	360	0	323	9 571	16,1	–
Попутно-добываемая вода							
2 669	26	80	–	1 964	3 188	8	–
Подтоварная вода							
3 496	55	180	29	1 055	5 228	10	–

Табл. 3. Доля источников в общем объеме закачиваемой воды в КНС на текущую дату

Tab. 3. Share of sources in the total volume of water injected into the sewage pumping station

КНС	Доля подтоварной воды, д.ед.	Доля пресной воды, д.ед.	Доля сеноманской воды, д.ед.	Расположение на месторождении
1	0,1	0,0	0,9	Северная часть
2	0,0	0,0	1,0	
3	1,0	0,0	0,0	Центральная часть
4	0,9	0,1	0,0	
5	1,0	0,0	0,0	
6	0,0	1,0	0,0	
7	0,0	1,0	0,0	
8	0,6	0,4	0,0	Южная часть
9	0,4	0,3	0,3	
10	1,0	0,0	0,0	
11	0,0	0,0	1,0	

закачки сеноманской и подтоварной воды представлены на рисунке 6.

Графики плотности распределения минерализации отличаются формой, но максимальная точка и средняя величина у рассматриваемых выборок приходятся на одну и ту же величину минерализации 8 360 мг/л. Графики функции распределения пересекаются в одной точке, что говорит о статистической схожести двух выборок регионов сеноманской и подтоварной воды по математическому ожиданию. Это указывает на одинаковое происхождение и принадлежность к единому водоносному пласту указанных вод в рассматриваемых выборках, что подтверждает правильность выбора проб для оценки среднего значения начальной минерализации пластовой воды. Характерный состав воды при минерализации 8 360 мг/л приведен в таблице 4.

Стоит отметить, что форма распределения представленных на рисунке 6 выборок свидетельствует о влиянии минералогического состава вмещающих пород на минерализацию пластовой воды. Так, для сеноманской воды (северная часть месторождения) среднее значение минерализации с вероятностью 95 % находится в интервале 7 500–9 300 мг/л (погрешность $\pm 13\%$), а для подтоварной воды — в интервале 6 900–9 900 мг/л (погрешность $\pm 18\%$).

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Небольшой процент устьевых проб воды может характеризовать пластовую воду из-за влияния различных факторов, касающихся разработки месторождения:
 - проведения геолого-технических мероприятий;
 - закачки агентов вытеснения;
 - получения неликвидных проб с завышенными значениями минерализации.
2. Проведена работа по отсеиванию проб из исходной выборки устьевых проб воды методами математической статистики, включающая в себя несколько стадий:
 - отсеивание проб, разбавленных технологическими жидкостями ГТМ;
 - отбраковка неликвидных проб;
 - удаление из оставшейся выборки проб с признаками закачиваемой воды.
3. В результате получена выборка, которая характеризует пластовую воду неокосского водоносного комплекса. Средняя величина минерализации — 8,3 г/л. При этом величина повторяется для разных регионов закачки месторождения N.

Для подтверждения полученных результатов необходимо провести исследования, которые должны включать качественный отбор глубинных проб пластовой воды и охватывать всю площадь месторождения, а не отдельные участки. В связи с этим компанией ООО «РН-Юганскнефтегаз» совместно с проектным институтом РН-БашНИПИнефть запланирована работа по дальнейшему исследованию минерализации пластовой воды месторождения N. В настоящее время подобраны кандидаты на отбор проб и запланированы лабораторные эксперименты.

Итоги

- Закачка воды происходит из разных источников (сеноманская, подтоварная, их смеси и пресная). При этом возможны риски несовместимости с пластовой водой и породой, приводящие к солеотложению, набуханию глин, кольматации призабойной зоны пласта (ПЗП)

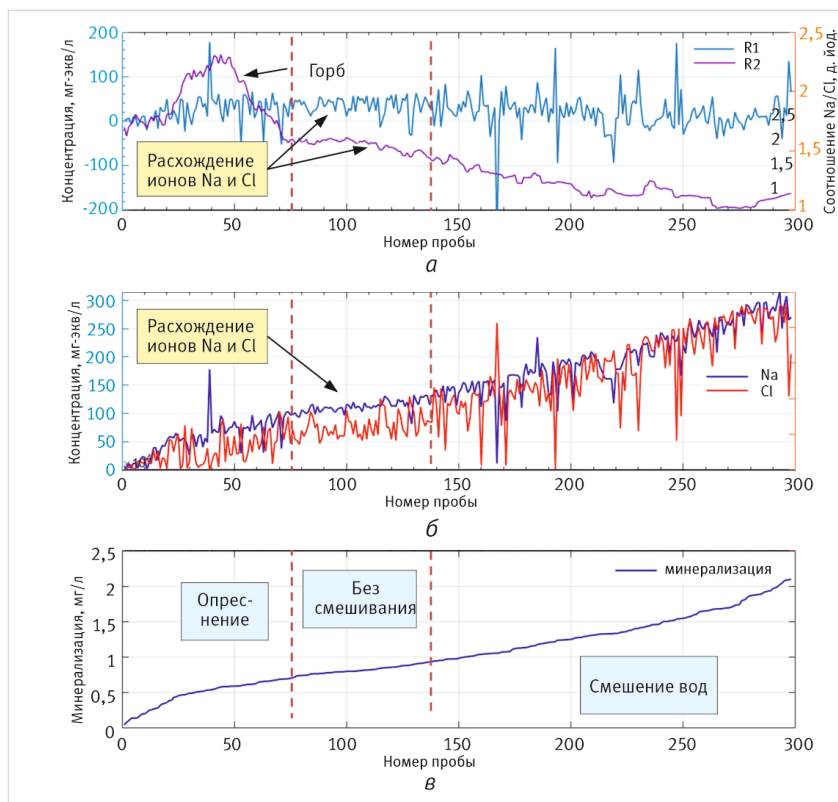


Рис. 4. Концентрации основных компонентов по устьевым пробам воды региона 1: а — графики разности (R1) и отношения (R2) ионов Na^+ и Cl^- ; б — графики концентрации ионов Na^+ и Cl^- ; в — график минерализации

Fig. 4. Concentrations of the main components from estuarine water samples of region 1: а — graphs of the ratio of Na^+ and Cl^- ions; б — concentrations of Na^+ and Cl^- ions; в — salinity for the Cenomanian water injection region

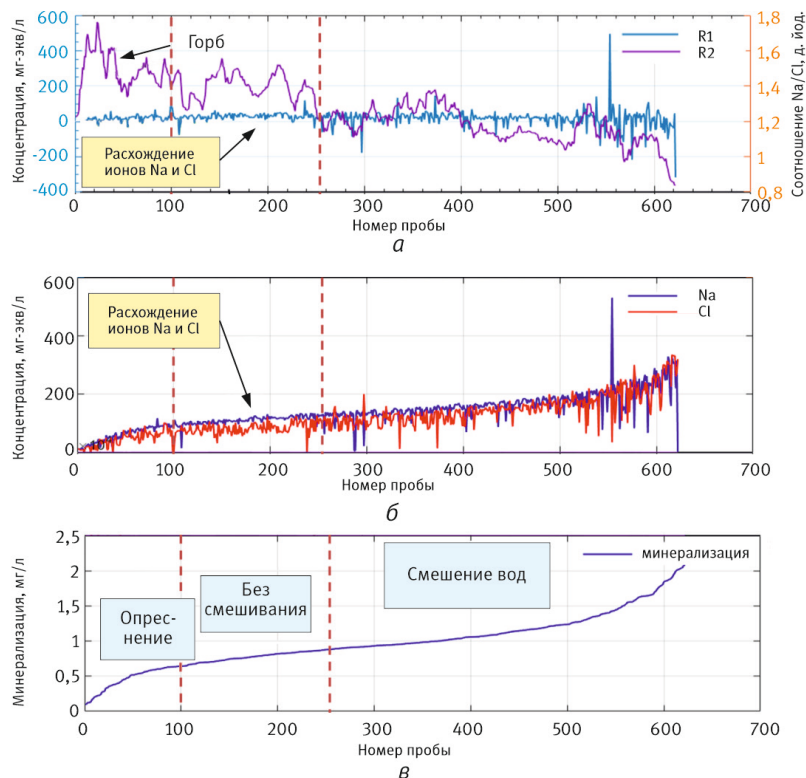


Рис. 5. Концентрации основных компонентов по устьевым пробам воды региона 2: а — графики разности (R1) и отношения (R2) ионов Na^+ и Cl^- ; б — графики концентрации ионов Na^+ и Cl^- ; в — график минерализации

Fig. 5. Concentrations of the main components from estuarine water samples of region 2: а — graphs of the ratio of Na^+ and Cl^- ions; б — concentrations of Na^+ and Cl^- ions; в — salinity for the region of produced water injection

Табл. 4. Характерный состав пластовой воды пластов АС месторождения N
Tab. 4. Characteristic composition of the formation water of the formations of the NPP of the field N

HCO ₃ ⁻ , мг/л	SO ₄ ²⁻ , мг/л	Cl ⁻ , мг/л	Ca ²⁺ , мг/л	Mg ²⁺ , мг/л	Na ⁺ + K ⁺ , мг/л	Минерализация, мг/л
3 478	0	2 201	30	18	2 653	8 360

нагнетательных скважин механическими примесями. Для определения возможных рисков нужно знать состав пластовой (поровой) воды.

- Воды пластов группы АС, принадлежащие к неокомскому водоносному комплексу, охарактеризованы небольшим количеством проб и имеют значительный разброс исследуемых величин. Поэтому минерализация и ионный состав приняты по аналогии с одновозрастными пластами соседнего месторождения, что говорит о низкой достоверности принятых свойств пластовой воды неокомского водоносного комплекса в пределах нефтяного месторождения N. По ионно-солевому составу и минерализации подземные воды неокомского комплекса принципиально не отличаются от вод апт-альб-сеноманского комплекса. В краевых частях бассейна развиты солоноватые гидрокарбонатные натриевые воды с минерализацией 1–3 г/л. По мере погружения отложений они переходят в хлоридные натриевые воды с содержанием солей до 20–25 г/л.
- Анализ устьевых проб за период 2008–2022 гг. показал, что большинство из них привязаны к геолого-техническим мероприятиям. Это означает, что в добываемой попутной воде присутствуют технологические жидкости, используемые при геолого-технологических мероприятиях (ГТМ).
- В результате проведенной работы была сформирована выборка из 10% устьевых проб без примеси технологической и пресной вод и получено статистическое совпадение минерализации и состава верифицированных проб с данными анализа поровой воды на консервированном керне с сохраненной водонасыщенностью.
- Для оценки начальной минерализации пластовой воды было выделено три региона закачки воды – сеноманской, подтоварной и пресной воды. Для каждого региона по соотношению ионов была проведена диагностика смешения пластовой воды с водами других источников. По ее результатам в выборках проб сеноманской и подтоварной вод оставлены только те пробы, которые относятся к пластовой воде, не подверженной смешению с другими водами.
- Статистическое сравнение итоговых выборок проб воды каждого региона показало соответствие по математическому ожиданию и расхождение по дисперсии. Это говорит о том, что вода в обеих выборках имеет единое происхождение и относится к единому водоносному комплексу, расхождение по дисперсии вызвано влиянием минерального состава пород.
- Получено статистическое совпадение минерализации и состава верифицированных проб с данными анализа поровой воды на консервированном керне с сохраненной водонасыщенностью.
- Компанией ООО «РН-Юганскнефтегаз»

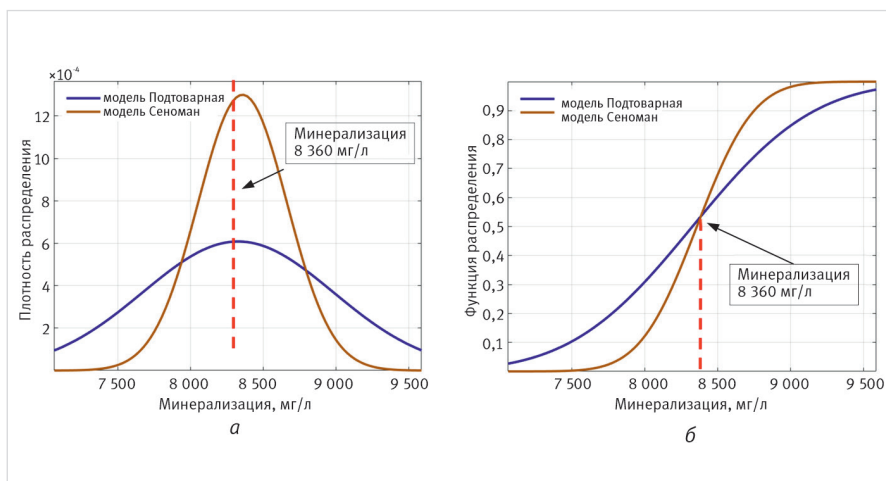


Рис. 6. Статистические модели распределения проб пластовой воды для регионов закачки сеноманской и подтоварной воды
Fig. 6. Statistical models for the distribution of formation water samples for the regions of Cenomanian and produced water injection

совместно с проектным институтом РН-БашНИПИнефть запланирована работа по дальнейшему исследованию минерализации пластовой воды месторождения N. В настоящее время подобраны скважины-кандидаты на отбор проб и запланированы лабораторные эксперименты.

Выводы

Минерализация пластовой воды является значимым параметром при оценке ресурсов углеводородного сырья, диагностике источников обводнения, проведении исследований по оценке рисков солеотложения и анализе качества закачиваемой воды. Проведенный анализ устьевых проб воды после отсеивания неликвидных, разбавленных технической жидкостью, смешанных закачиваемой водой проб показал минерализацию ниже принятой минерализации вод неокомского водоносного комплекса месторождения N. Это свидетельствует о наличии неопределенности в величине минерализации пластовой воды на данном месторождении и необходимости проведения дополнительного, более качественного отбора глубинных проб воды.

Литература

- Derkani M., Fletcher A., Abdallah W., Sauerer B., Anderson J., Zhang Zh. Low salinity waterflooding in carbonate reservoirs: review of interfacial mechanisms. Colloids and interfaces, 2018, issue 2, 43 p. (In Eng).
- Nasralla R.A., Alotaibi M.B., Nasr-El-Din H.A. Efficiency of oil recovery by low salinity water flooding in sandstone reservoirs. SPE Western North American Region Meeting, May 7–11, 2011, SPE-144602-MS. (In Eng).
- Katendea A., Sagalac F. A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application. Journal

of molecular liquids, 2019, Vol. 278, P. 627–649. (In Eng).

- Владимиров И.В., Родионова И.И., Абилхаиров Д.Т. Исследование выработки запасов нефти при заводнении двухпластовой системы коллекторов с повышенным содержанием глинистых минералов // Нефтепромысловое дело. 2012. № 1. С. 39–45.
- Sameni A., Pourafshary P., Ghanbarzadeh M., Ayatollahi S. Effect of nanoparticles on clay swelling and migration. Egyptian Journal of Petroleum, 2015, Vol. 24, issue 4, P. 429–437. (In Eng).
- Кашацев В.Е. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
- Voloshin A.I., Ragulin V.V., Tyabayeva N.E., Diakonov I.I., Mackay E.J. Scaling Problems in Western Siberia. International symposium on oilfield scale, Aberdeen, United Kingdom, January 2003, SPE-80407-MS. (In Eng).
- Ragulin V.V., Mikhailov A., Latipov O., Voloshin A.I., Tyabayeva N.E., Mackay E.J. Scale management of production wells via inhibitor application in supporting injection wells. SPE international symposium on oilfield scale, Aberdeen, United Kingdom, May 2004, SPE-87461-MS. (In Eng).
- Box G.E.P., Cox D.R. An Analysis of Transformations. Journal of the Royal Statistical Society. Series B (Methodological), 1964, Vol. 26, issue 2, P. 211–252. (In Eng).
- Порунов А.Н. Методика приведения ненормального распределенного ряда к нормальному распределению и оценка методической ошибки // Прикладная информатика. 2011. № 2. С. 3–1.
- Дриц В.А., Коссовская А.Г. Глинистые минералы: смектиты, смешанослойные образования. М.: Наука, 1990. 214 с.

Results

- Water is injected from different sources (Cenomanian, commercial, their mixtures, and fresh). In this case, there may be risks of incompatibility with formation water and rock, leading to scaling, swelling of clays, clogging of the bottomhole formation zone (bottom-hole formation zone) of injection wells with mechanical impurities. To determine possible risks, it is necessary to know the composition of formation (pore) water.
- The waters of the AS group formations, belonging to the Neocomian aquifer complex, are characterized by a small number of samples and have a significant scatter of the studied values. Therefore, mineralization and ionic composition are taken by analogy with the same-age layers of a neighboring field, which indicates a low reliability of the accepted properties of the formation water of the Neokomsky aquifer within the oil field N. In terms of ion-salt composition and mineralization, the groundwaters of the Neocomian complex do not fundamentally differ from the waters of the Aptian-Albian-Cenomanian complex. Brackish bicarbonate sodium waters with salinity of 1–3 g/l are developed in the marginal parts of the basin. As the sediments sink, they pass into sodium chloride waters with a salt content of up to 20–25 g/l.
- Analysis of wellhead samples for the period 2008–2019 showed that most of them are tied to geological and technical measures. This means that the produced associated water contains process fluids used in well interventions (geological and technological measures).
- As a result of the work carried out, a sample of 10 % wellhead samples without admixture of process and fresh water was formed and a statistical coincidence of the mineralization and composition of verified samples with the data of pore water analysis on a preserved core with preserved water saturation was obtained.
- To assess the initial mineralization of formation water, three regions

of water injection were identified – Cenomanian, bottom water and fresh water. For each region, according to the ratio of ions, the diagnostics of mixing of formation water with waters of other sources was carried out. According to its results, in the samples of Cenomanian and commercial water samples, only those samples were left that belong to formation water that is not subject to mixing with other waters.

- Statistical comparison of the final samples of water samples from each region showed agreement in terms of mathematical expectation and discrepancy in dispersion. This suggests that the water in both samples has a common origin and belongs to a single aquifer, the discrepancy in dispersion is caused by the influence of the mineral composition of the rocks.
- Statistical agreement of mineralization and composition of verified samples with the data of pore water analysis on a preserved core with preserved water saturation was obtained.
- Therefore, “RN-Yuganskneftegas” LLC, together with the design institute “RN-BashNIPIneft” LLC, has planned to study the salinity of the formation water of the field N. Currently, candidate wells for sampling have been selected and laboratory experiments are planned.

Conclusions

Formation water salinity is a significant parameter in assessing hydrocarbon resources, diagnosing sources of watering, conducting studies to assess the risks of scaling and analyzing the quality of injected water. Therefore, the use of a weaker mineralization value (8 g/l) compared to the accepted value (18 g/l) can significantly affect the optimization of development and calculation of hydrocarbon reserves.

References

1. Derkani M., Fletcher A., Abdallah W., Sauerer B., Anderson J., Zhang Zh. Low salinity waterflooding in carbonate reservoirs: review of interfacial mechanisms. *Colloids and interfaces*, 2018, issue 2, 43 p. (In Eng).
2. Nasralla R.A., Alotaibi M.B., Nasr-El-Din H.A. Efficiency of oil recovery by low salinity water flooding in sandstone reservoirs. SPE Western North American Region Meeting, May 7–11, 2011, SPE-144602-MS. (In Eng).
3. Katendea A., Sagalac F. A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application. *Journal of molecular liquids*, 2019, Vol. 278, P. 627–649. (In Eng).
4. Vladimirov I.V., Rodionova I.I., Abilkhairov D.T. Studying of oil reserves extraction during water-flooding of two-layer system of collectors with raised content of clay minerals. *Oilfield Engineering*, 2012, issue 1, P. 39–45. (In Russ).
5. Sameni A., Pourafshary P., Ghanbarzadeh M., Ayatollahi S. Effect of nanoparticles on clay swelling and migration. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2015, Vol. 24, issue 4, P. 429–437. (In Eng).
6. Kashtavtsev V.E. Salt formation during oil production. Moscow: Orbita-M, 2004, 432 p. (In Russ).
7. Voloshin A.I., Ragulin V.V., Tyabayeva N.E., Diakonov I.I.Ю Mackay E.J. Scaling Problems in Western Siberia. International symposium on oilfield scale, Aberdeen, United Kingdom, January 2003, SPE-80407-MS. (In Eng).
8. Ragulin V.V., Mikhailov A., Latipov O., Voloshin A.I., Tyabayeva N.E., Mackay E.J. Scale management of production wells via inhibitor application in supporting injection wells. SPE international symposium on oilfield scale, Aberdeen, United Kingdom, May 2004, SPE-87461-MS. (In Eng).
9. Box G.E.P., Cox D.R. An Analysis of Transformations. *Journal of the royal statistical society. series B (Methodological)*, 1964, Vol. 26, issue 2, P. 211–252. (In Eng).
10. Porynov A.N. A technique for reducing an abnormally distributed series to a normal distribution and estimating a methodological error. *Applied informatics*, 2011, issue 2, P. 3–11. (In Russ).
11. Drits V.A., Kossowskaya A.G. Clay minerals: smectites, mixed-layer silicates. Moscow: Nauka, 1990, 214 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сафиуллин Ильнур Рамилевич, к.т.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: ir_safiullin1@bnipi.rosneft.ru

Гараева Надежда Владимировна, специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Цыбин Семен Сергеевич, старший специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Валеева Эльвира Зульфаровна, ведущий специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Щутский Григорий Анатольевич, начальник отдела, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Мирошниченко Вадим Петрович, начальник управления, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Safiullin Ilnur Ramilevich, ph.d. of engineering sciences, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: ir_safiullin1@bnipi.rosneft.ru

Garaeva Nadezhda Vladimirovna, specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Tsybin Semyon Sergeevich, senior specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Valeeva Elvira Zulfarovna, leading specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Shchutsky Grigory Anatolyevich, head of department, “RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

Miroshnichenko Vadim Petrovich, head of department, “RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia