

УДК 553.982.2:550.845(571)

Л.А. Анисимов¹, Т.А. Киреева², К.И. Банькин³, О.С. Краснящих⁴, Л.А. Лямина⁵

ФОРМИРОВАНИЕ ГИДРОХИМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СУРГУТСКОГО СВОДА

Рассмотрены причины пространственного изменения гидрогеохимических показателей подземных вод на ряде нефтяных месторождений Сургутского свода Западной Сибири. На основании статистической обработки базы данных, включающей несколько тысяч анализов подземных вод, построены гистограммы распределения минерализации, концентраций ионов Ca^{2+} и HCO_3^- по основным продуктивным горизонтам месторождений. Обосновано влияние подтока глубинных (гидротермальных) вод на формирование химического состава пластовых вод нефтяных месторождений, выражающееся в увеличении содержания иона HCO_3^- с глубиной.

Ключевые слова: гидрохимическая инверсия, гидротермальные воды, элизионный водообмен, пластовые воды нефтяных месторождений.

The causes of the spatial variation of hydrochemical characteristics of groundwater of some oil deposits of the Surgut crest of Western Siberia. On the basis of statistical processing of the database, including several thousand analyzes of groundwater salinity distribution histograms, concentration of Ca^{2+} and HCO_3^- for the main productive horizons deposits. Substantiates the influence of deep inflow (hydrothermal) treatment on the formation of the chemical composition of formation water of oil fields, which is expressed in increasing the depth of the content of HCO_3^- ion.

Key words: hydrochemical inversion hydrothermal water elision water exchange, oilfield produced water.

Введение. В разрезе Западно-Сибирского мегабассейна присутствуют воды пониженной минерализации с достаточно широкими колебаниями концентрации ионов в каждом пласте, что создает мозаичный характер распределения минерализации. Гидрохимический состав вод Западной Сибири настолько отличается от такового в других нефтегазоносных бассейнах, что их дальнейшее исследование возможно лишь с привлечением знаний, полученных в других районах, чтобы путем сравнения предложить концепции гидрогеологического анализа и схемы формирования химического состава подземных вод, которые специфичны именно для этого района.

Распределение гидрохимических параметров по площади и разрезу связано с историей седиментационного бассейна, литолого-фациальными условиями его заполнения, вертикальной и латеральной миграцией флюидов.

Согласно последним данным на территории Западной Сибири во внутренней области бассейна, где влияние промыва инфильтрационными водами

сведено к минимуму, установлено существование районов с разным гидрохимическим обликом подземных вод, которые отличаются по минерализации, солевому составу и, что очень важно, по характеру изменения гидрохимических показателей по разрезу, всего здесь выделено четыре района [Ставицкий и др., 2006]:

1) Александровско-Колпашевское Приобье включает обширные территории Обь-Иртышского и Обь-Енисейского междуречий. Химический состав вод в этом районе в целом подчиняется нормальной вертикальной гидрохимической зональности, здесь наблюдается максимально высокая для Западно-Сибирского артезианского бассейна минерализация подземных вод юрских отложений (до 50–86 г/л);

2) западная часть бассейна, в которую входит участок широтного течения Оби от Сургута до Ханты-Мансийска, Прииртышье от Увата до Ханты-Мансийска, а также значительная территория Приуральской части бассейна. В этом районе подземные воды в юрских и нижнемеловых отло-

¹ Филиал ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, «ВолгоградНИПИморнефть», гл. науч. с., докт. геол.-минерал. н.; e-mail: l_anisimov@yahoo.com

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра гидрогеологии, доцент, канд. геол.-минерал. н.; e-mail: ta_kireeva@mail.ru

³ Филиал ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, «ВолгоградНИПИморнефть», инженер 1-й кат.

⁴ Филиал ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «КогалымНИПИнефть», начальник отдела исследований пластовых флюидов ЦИКПФ; e-mail: KrasnyaschihOS@nipi.ws.lukoil.com

⁵ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра гидрогеологии, студентка; e-mail: mgu.lyamina.larisa2014@yandex.ru

жениях обладают низкой минерализацией (обычно <20 г/л), как правило, здесь не наблюдается повышение минерализации юрских подземных вод по сравнению с водами в нижнемеловых отложениях; напротив, на некоторых участках отмечается проявление гидрохимической инверсии;

3) южная часть Обь-Иртышского междуречья (Омско-Тарское Прииртышье и прилегающие к нему участки). По гидрохимическим показателям и их изменению в разрезе район занимает промежуточное положение между первым и вторым районами. В ряде случаев отмечена приуроченность наиболее минерализованных вод к нижней части разреза;

4) площади Южно-Русская, Русская, Уренгойская и др. в северной части бассейна. Здесь практически повсеместно выявлено четкое снижение минерализации подземных вод вниз по разрезу и широкое распространение солоноватых вод с минерализацией 3–5 г/л гидрокарбонатно-натриевого типа на глубине 2,5–3,8 км в неокомско-юрских отложениях.

В территориальном отношении Сургутский свод, в пределах которого расположена группа исследованных месторождений, относится к западному району [Ставицкий и др., 2006], т.е. к области, где отмечается как нормальная, так и инверсионная вертикальная гидрохимическая зональность.

Постановка задачи. В 2013–2014 гг. изучены закономерности пространственного изменения гидрогеохимических показателей подземных вод на ряде месторождений Западной Сибири по соответствующим продуктивным горизонтам, в частности, на четырех месторождениях Сургутского свода — Южно-Ягунском, Нивагальском, Ватъеганском, Покачевском. В гидрогеологическом отношении эта группа месторождений расположена в центральной части Западно-Сибирского бассейна.

Для анализа предоставлена база данных, включающая несколько тысяч анализов подземных вод, пробы которых отобраны в процессе разработки этих месторождений. Для всего района характерно сходство средних значений минерализации (15–20 г/л), и в то же время значения минерализации на всех рассматриваемых площадях сильно варьируют.

На основании этих данных предполагалось построить модели гидрогеохимических и гидродинамических условий на рассматриваемых объектах и схемы пространственного изменения состава попутно добываемых вод по простиранию и глубине залегания залежей, а также прогнозировать изменение состава пластовых вод. В связи с этим к анализу были привлечены данные о литологических, тектонических и геохимических особенностях месторождений.

Несмотря на многочисленные попытки построить гидрохимические карты и разрезы для

отдельных месторождений, которые показали бы изменение гидрохимических данных по площади и разрезу, ни в одном случае не получилось выявить определенные закономерности в их распределении. В результате многочисленных попыток отбраковать анализы для выяснения «истинного» значения минерализации мы пришли к выводу о «калейдоскопической» изменчивости указанных параметров. Все это свидетельствует о разнообразии процессов, влияющих на формирование химического состава подземных вод в каждом районе и одновременно об одинаковом наборе этих процессов для каждого месторождения и района в целом. Таким образом, для характеристики гидрохимических показателей и, соответственно, для выяснения условий формирования химического состава подземных вод необходимо использовать статистические данные, которые могли бы показать доминирование того или иного процесса, влияющего на состав вод.

Результаты исследований. На основании статистической обработки базы данных построены гистограммы распределения минерализации, концентрации Ca^{2+} и HCO_3^- по основным продуктивным горизонтам месторождений. Гистограммы распределения отражают более содержательную информацию по выборке, чем средние величины, максимальные и минимальные значения, так как они характеризуют выборку в целом и дают более детальное распределение.

Следующий этап, позволяющий оценить условия формирования химического состава пластовых вод, — выявление корреляционных зависимостей между различными компонентами. Для анализа были выбраны параметры минерализация–концентрация Ca^{2+} и минерализация–концентрация HCO_3^- . По этим данным построены графики, вычислены уравнения регрессии и значения коэффициентов корреляции.

На наиболее изученном Покачевском месторождении выделено 15 продуктивных горизонтов в интервале глубины 1800–2700 м в неокомских и верхнеюрских отложениях. Пласт ПК (K_2cm) — основной, откуда отбирают подземные воды для заводнения. В песчано-глинистом разрезе барремотерив-валанжинских отложений ($\text{K}_1\text{br}, \text{g}, \text{v}$) выделяются песчаные пачки АВ1–АВ8 и БВ0–БВ8. Самая нижняя часть нижнемелового разреза представлена ачимовской толщей (Ач). Ниже залегают верхнеюрская баженовская свита (J_3t) и пласт ЮВ1 (J_3o). Заводнение основных продуктивных пластов началось в 1978–1980 гг.

Изменение средней минерализации и колебаний минерализации по разрезу показаны на рис. 1 и 2, подробнее, с указанием числа выполненных анализов, эти данные приведены в табл. 1. Наблюдается слабая тенденция к увеличению минерализации с глубиной. Эта же тенденция прослеживается для максимальных значений минерализации.

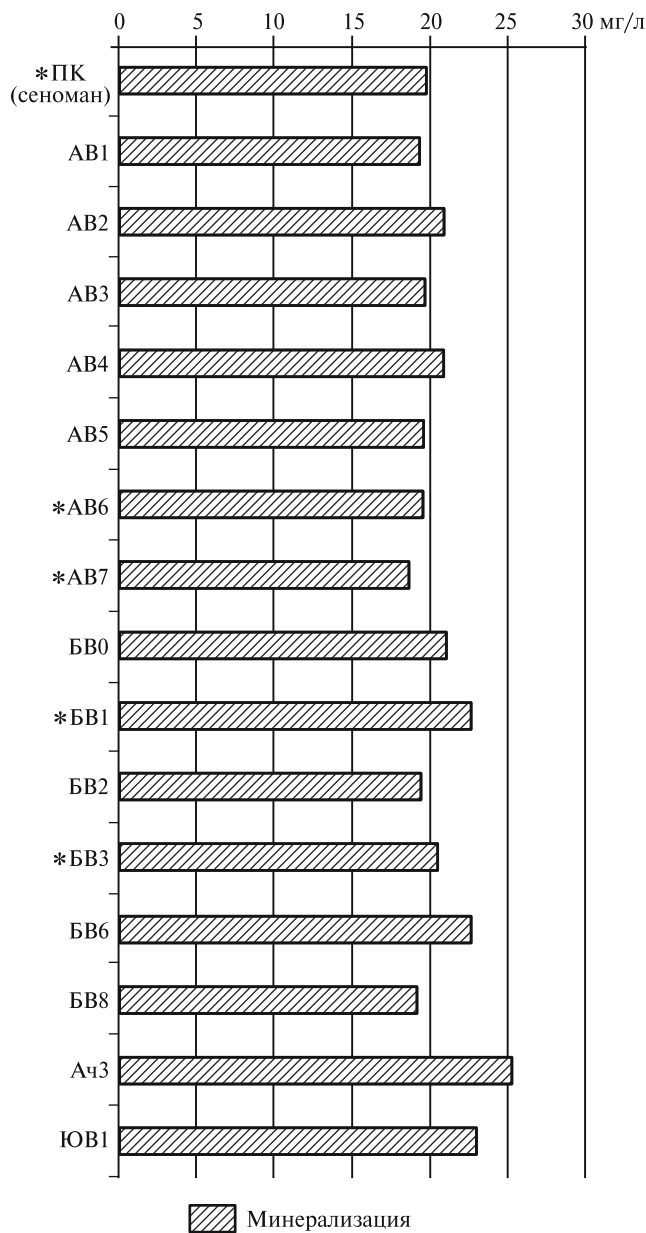


Рис. 1. Средние значения минерализации (г/л) по продуктивным пластам Покачевского месторождения. Звездочкой отмечены пласты, в которые закачка воды не проводилась

Диапазон изменения минерализации колеблется в пределах 10–30 г/л, наиболее значительные колебания отмечены в пластах АВ2, БВ8 и ЮВ.

Основная залежь (пласт АВ2) содержит около 90% общих запасов месторождения. Поддержание пластового давления на месторождении проводится с 1980 г. путем закачки сначала верхних (альб-сеноманских), а затем, по мере обводнения залежи, подтоварных, т.е. попутных вод.

В табл. 2. представлен химический состав исследованных вод (средние значения концентрации ионов) по продуктивным пластам Покачевского месторождения за 1982–2013 гг. (выборка из 3023 анализов). За прошедший период закачка воды должна была бы значительно изменить состав пластовых вод в сторону их усреднения и при-

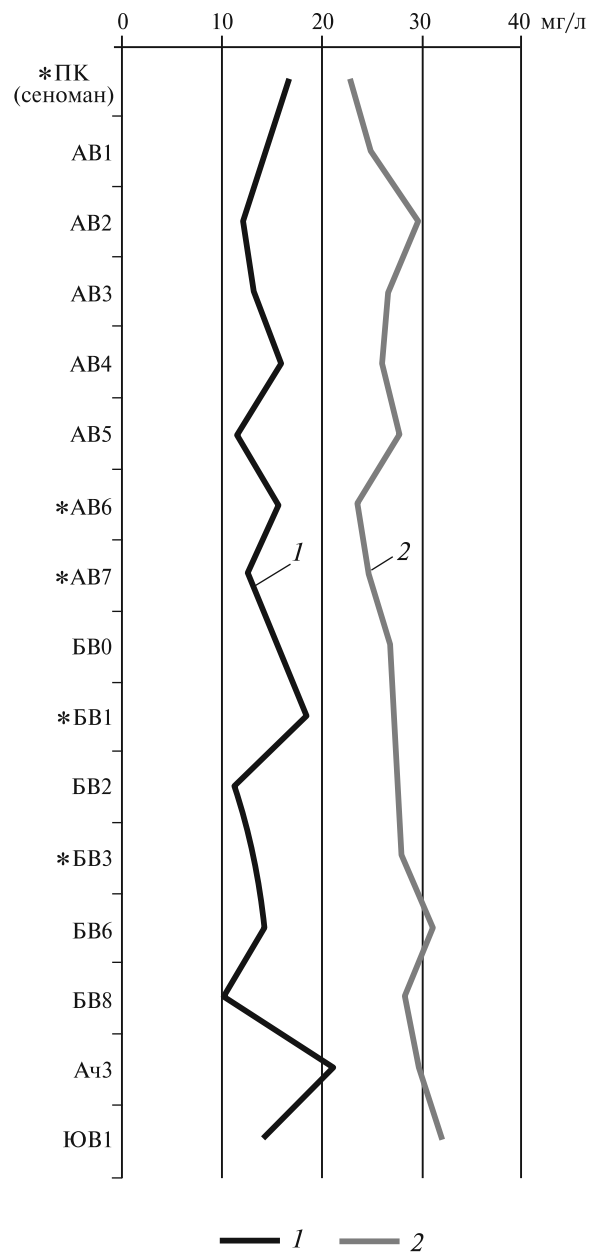


Рис. 2. Диапазон колебаний минерализации (г/л) по продуктивным пластам Покачевского месторождения. Звездочкой отмечены пласты, в которые закачка воды не проводилась: 1 — минимальная минерализация, 2 — максимальная минерализация

лижения к составу воды пласта ПК, т.е. к составу закачиваемых вод.

Различие в минерализации исходных вод пласта и вод, отобранных во время разработки, должно отражать соотношение объемов вод пласта и закачанных вод и, соответственно, степень техногенного воздействия на пласт при повышении пластового давления (ППД). Наиболее заметно эта тенденция должна проявляться в тех пластах, где создано высокое соотношение объема закачанных вод и объема вод в продуктивном пласте. В то же время значительный разброс значений гидрохимических параметров наблюдается как в пластах, где проводилась закачка, так и в тех пластах, где она не проводилась (рис. 1, 2). В результате

Таблица 1

Изменения минерализации (по горизонтам) пластовых вод
Покачевского месторождения (г/л)

Пласт	Минерализация, г/л	ΔC	Количество анализов
ПК (сеноман)	$\frac{22,90 - 16,83}{19,90}$	6,07	13
AB1	$\frac{24,87 - 14,06}{20,23}$	10,81	191
AB1+AB2	$\frac{31,17 - 12,60}{20,26}$	18,57	493
AB2	$\frac{29,76 - 12,10}{19,53}$	17,66	604
AB3	$\frac{26,72 - 13,03}{19,54}$	11,69	125
AB4	$\frac{26,12 - 15,81}{20,74}$	10,31	33
AB5	$\frac{27,72 - 11,58}{19,84}$	16,14	166
AB6	$\frac{23,75 - 15,56}{20,21}$	8,19	17
AB7	$\frac{24,62 - 12,61}{19,13}$	12,01	17
BB0	$\frac{26,70 - 15,80}{22,17}$	10,9	18
BB1	$\frac{26,92 - 18,47}{22,84}$	8,45	22
BB2	$\frac{27,51 - 11,24}{21,95}$	16,27	38
BB3	$\frac{28,11 - 13,03}{22,18}$	15,08	31
BB6	$\frac{31,15 - 14,28}{21,47}$	16,9	364
BB8	$\frac{28,47 - 10,26}{20,05}$	27,82	640
A4	$\frac{29,72 - 20,80}{23,50}$	8,92	9
ЮВ1	$\frac{31,96 - 14,23}{22,40}$	27,82	241 $\Sigma=3022$

Примечания. Над чертой — максимальное — минимальное значение, под чертой — среднее.

сравнения средних значений минерализации до активной закачки вод и по базе данных на 2015 г. выявлена тенденция к осреднению минерализации по разрезу месторождения. Однако в результате наших исследований установлено, что первоначальный диапазон колебаний минерализации вод по каждому пласту прослеживается за весь период разработки. Отмечено отсутствие какой-либо тенденции к изменению (уменьшению) во времени диапазона колебаний.

Закачивание наименее минерализованных вод в пласты, содержащие более минерализованные воды (табл. 2), должно было привести к снижению минерализации по разрезу, что в действительности не наблюдается. Более того, со временем минерализация вод нижележащих пластов даже несколько увеличилась. Увеличение минерализации связано с увеличением содержания ионов HCO_3^- и Na^+ , так

как концентрация других элементов не претерпела существенных изменений (табл. 2).

По базе данных проведена статистическая обработка значений минерализации, содержания ионов Ca^{2+} и HCO_3^- для 16 горизонтов. Эти горизонты характеризуются различным типом распределения минерализации. Основная часть пластов имеет нормальное распределение, что можно рассматривать как следствие процессов усреднения химического состава вод. Однако в ряде пластов намечены отклонения от нормального распределения:

— пласт AB2 — в значительном числе проб отмечена минерализация 28–30 г/л;

— пласты BB2 и BB3 — отклонения для проб с относительно низкой минерализацией (10–14 г/л);

— пласты BB6, A4 и ЮВ — отклонения для проб с высокой минерализацией (30–32 г/л).

Если при закачке попутных вод (вода альб-сеноманского горизонта + подтоварная вода) происходит усреднение состава подземных вод пласта, то должна формироваться выборка с нормальным распределением. Значит, отклонения образуются, скорее всего, в результате природных процессов при внедрении в пласты глубинных вод (например, гидротермального происхождения).

Значения концентрации иона Ca^{2+} характеризуются значительным числом отклонений в основном в сторону больших концентраций. Такое положение можно рассматривать как отражение состава воды бассейна седиментации и катионного обмена. Характерно, что наблюдается тренд роста концентрации иона Ca^{2+} с глубиной для морских отложений (от 757 мг/л в пласте ПК до 1000 мг/л в низах отложений неокома) и снижение концентрации в юрских отложениях (до 800 мг/л).

В нижних горизонтах (низы неокомских и юрских отложений) отмечена аномальная концентрация HCO_3^- , иногда превышающая 1000 мг/л (табл. 3). Увеличение содержания гидрокарбоната натрия (хотя многолетняя закачка должна была привести к его уменьшению) логичнее всего объяснить подтоком глубинных углекислых вод.

Проанализированы зависимости между значениями минерализации и концентрацией Ca^{2+} , а также между минерализацией и концентрацией HCO_3^- . Значимая корреляция между минерализацией и концентрацией HCO_3^- ($r > 0,5$) отмечена лишь для пласта ПК и двух самых нижних пластов (A4 и ЮВ1) (табл. 4). Значимая корреляция между минерализацией и концентрацией Ca^{2+} ($r > 0,5$) прослеживается для большинства пластов (табл. 4). Отметим, что для двух нижних пластов эта зависимость не выявлена, что свойственно глубинным инверсионным водам.

Анализ распределения гидрохимических параметров на Южно-Ягунском, Нивагальском, Ватьеганском месторождениях показал, что они

Таблица 2

Величины средних значений концентраций ионов по продуктивным пластам Покачевского месторождения

Индекс пласта	Возраст	M, г/л	Содержание компонентов, мг/дм ³					
			Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	(Na ⁺ +K ⁺)
ПК	K ₂ cm	19,90 <i>19,53</i>	12020,68	5,29	300,10 <i>216,62</i>	748,68	242,46	6675,75
AB1	K ₁ br –lv	20,23	12200,71	20,67	261,34	899,52	151,70	6767,81
AB2	K ₁ br –lv	19,53 <i>19,06</i>	11771,15	15,89	268,99 <i>256,28</i>	830,64	156,95	6546,17
AB3	K ₁ br –lv	19,54 <i>23,48</i>	11759,71	11,19	288,70 <i>293,90</i>	888,65	144,03	6444,90
AB4	K ₁ br –lv	20,74 <i>21,36</i>	12496,49	10,35	304,11 <i>171,0</i>	1029,05	158,56	6737,96
AB5	K ₁ br –lv	19,84 <i>27,72</i>	11923,72	8,66	322,09 <i>244,08</i>	936,33	145,51	6505,06
AB6	K ₁ br –lv	20,21 <i>23,63</i>	12101,91	17,95	389,59 <i>299,0</i>	969,02	171,81	6563,20
AB7	K ₁ br –lv	19,13 <i>16,36</i>	11501,52	9,08	364,15 <i>317,30</i>	922,00	166,39	6218,98
BB0	K ₁ br –lv	22,17 <i>26,30</i>	13276,13	27,31	386,16 <i>652,91</i>	1074,18	144,15	7259,17
BB1	K ₁ br –lv	22,84 <i>20,44</i>	13820,09	15,04	424,14 <i>317,30</i>	1460,59	124,07	7131,84
BB2	K ₁ br –lv I	21,95 <i>24,37</i>	13202,75	15,80	367,10 <i>353,92</i>	1173,53	140,39	7082,34
BB3	K ₁ br –lv	22,18 <i>22,73</i>	13303,74	15,67	377,97 <i>292,90</i>	1122,94	142,76	7215,06
BB6	K ₁ br –lv	21,47 <i>24,69</i>	12933,77	18,10	304,35 <i>524,72</i>	1072,34	138,82	7011,85
BB8	K ₁ br –lv	20,05 <i>20,37</i>	12064,91	14,73	308,62 <i>329,51</i>	1003,78	140,16	6524,42
Ач3	K ₁ vl	23,50 <i>19,0</i>	13936,25	37,64	890,89 <i>244,08</i>	744,22	135,07	8134,93
ЮВ1	J ₃ o	22,40 <i>21,85</i>	13330,50	17,50	475,84 <i>427,14</i>	792,99	150,77	7633,77

Примечание. Курсивом приведены первоначальные значения состава (до закачки).

сходны с таковыми на Покачевском месторождении, что свидетельствует о сходных условиях формирования флюидодинамической системы для всех месторождений Сургутского свода.

Суммируя результаты обработки анализов подземных вод, можно сделать следующие выводы: во-первых, на месторождениях Сургутского свода средние значения минерализации незначительно увеличиваются с глубиной; во-вторых, для всех объектов отмечен диапазон колебания минерализации от 10 до 20 г/л, а также увеличение концентрации иона HCO₃⁻ с глубиной.

Обсуждение результатов. Для интерпретации гидрогеологических данных целесообразно привлечь анализ геологической истории Западно-Сибирского бассейна.

Согласно современным представлениям начало прогибания гетерогенного фундамента Западно-Сибирской плиты началось после пенепленизации складчатых гор с формированием эпиорогенных рифтовых систем. Рифтогенез и заложение глубинных разломов привели к формированию тре-

Таблица 3

Изменение значений концентрации иона HCO₃⁻ (мг/л) по разрезу Покачевского месторождения

Пласт	Минерализация, г/л	Пласт	Минерализация, г/л
*ПК	$\frac{622 - 155}{300,10}$	BB0	$\frac{653 - 90}{386,16}$
AB1	$\frac{610 - 30}{261,34}$	*BB1	$\frac{671 - 187}{424,14}$
AB2	$\frac{622 - 61}{268,99}$	BB2	$\frac{610 - 98}{367,10}$
AB3	$\frac{634 - 104}{288,70}$	*BB3	$\frac{647 - 47}{377,97}$
AB4	$\frac{586 - 103}{304,11}$	BB6	$\frac{746 - 43}{304,35}$
AB5	$\frac{625 - 66}{322,09}$	BB8	$\frac{1180 - 49}{308,62}$
*AB6	$\frac{556 - 220}{389,59}$	Ач3	$\frac{903 - 125}{510,80}$
*AB7	$\frac{622 - 204}{364,15}$	ЮВ1	$\frac{1180 - 49}{475,84}$

Примечания. * — пласты, в которые закачка воды не проводилась. Над чертой — максимальное и минимальное значение, под чертой — среднее.

Таблица 4

Данные статистической зависимости между значениями минерализации ($[\Sigma]$) и концентрацией Ca^{2+} , а также минерализацией и концентрацией HCO_3^-

Индекс пласта	Статистические параметры пласта			
	коэффициент корреляции r между $[\Sigma]$ и $[\text{Ca}]$	уравнение регрессии	коэффициент корреляции r между $[\Sigma]$ и $[\text{HCO}_3^-]$	уравнение регрессии
ПК	0,095	$[\Sigma]=19,259+0,85 \cdot E^{-3} \cdot [\text{Ca}]$	0,8254	$[\Sigma]=16,332+0,0119 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
АВ1	0,42128	$[\Sigma]=16,408+0,00425 \cdot [\text{Ca}]$	0,007579	$[\Sigma]=19,775+0,00175 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
АВ2	0,403	$[\Sigma]=15,221+0,0519 \cdot [\text{Ca}]$	0,15437	$[\Sigma]=18,137+0,00517 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
АВ3	0,5043	$[\Sigma]=14,129+0,00609 \cdot [\text{Ca}]$	0,13349	$[\Sigma]=18,304+0,00427 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
АВ4	0,42123	$[\Sigma]=15,348+0,00524 \cdot [\text{Ca}]$	0,26406	$[\Sigma]=18,995+0,00574 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
АВ5	0,58969	$[\Sigma]=12,198+0,00816 \cdot [\text{Ca}]$	0,25325	$[\Sigma]=17,431+0,00748 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
АВ6	0,57208	$[\Sigma]=13,087+0,00735 \cdot [\text{Ca}]$	0,32533	$[\Sigma]=16,710+0,00899 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
АВ7	0,66329	$[\Sigma]=11,612+0,00811 \cdot [\text{Ca}]$	0,48158	$[\Sigma]=13,612+0,01515 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
БВ0	0,2929	$[\Sigma]=19,583+0,00241 \cdot [\text{Ca}]$	0,25569	$[\Sigma]=20,619+0,00401 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
БВ1	0,05392	$[\Sigma]=22,503+0,22 \cdot E^{-3} \cdot [\text{Ca}]$	0,09722	$[\Sigma]=22,193+0,00154 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
БВ2	0,56556	$[\Sigma]=13,578+0,00708 \cdot [\text{Ca}]$	0,36983	$[\Sigma]=18,047+0,01063 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
БВ3	0,54001	$[\Sigma]=16,814+0,00478 \cdot [\text{Ca}]$	0,24518	$[\Sigma]=20,528+0,00437 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
БВ6	0,5002	$[\Sigma]=16,512+0,00462 \cdot [\text{Ca}]$	0,13688	$[\Sigma]=20,360+0,00366 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
БВ8	0,57726	$[\Sigma]=14,207+0,00581 \cdot [\text{Ca}]$	0,26561	$[\Sigma]=17,357+0,00873 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
Ач	-0,3757	$[\Sigma]=27,675-0,0062 \cdot [\text{Ca}]$	0,75354	$[\Sigma]=19,241+0,00787 \cdot [\text{HCO}_3^-]$
ЮВ1	0,0683	$[\Sigma]=22,894-0,6 \cdot E^{-3} \cdot [\text{Ca}]$	0,5562	$[\Sigma]=18,721+0,00773 \cdot [\text{HCO}_3^-]$

щинных геофлюидных систем с преимущественно вертикальным перемещением флюидов. В этот период преобладала нисходящая миграция в соответствии с моделями, предложенными Л.А. Абуковой [Абукова, 2005]. Осадконакопление происходило в бассейнах с пониженной соленостью вод, это было связано с влиянием континентального стока и обусловило пониженную минерализацию воды по всему разрезу мезозойских отложений.

По мере погружения и вхождения в более поздние стадии литогенеза (мезокатагенез) происходила реструктуризация геофлюидных систем с обособлением матриц и фильтрующих каналов с преобладанием вертикальных флюидопотоков, в результате чего в водах сформировалось мозаичное распределение минерализации.

Осадочный чехол, сформировавшийся в последующее время, в условиях некомпенсированного осадконакопления, сложен серией мелких, ритмично залегающих клиноформных тел, которые объединяются в клиноформы более крупных рангов. Каждый цикл от самого большого до самого малого отделен от другого трансгрессивной глинистой толщей, мощность которой увеличивается по направлению от области сноса осадков к центру бассейна. Нижний этаж Западно-Сибирского бассейна, в котором залегают продуктивные горизонты, объединяет водоносные комплексы отложений мелового и юрского возраста, с которыми связаны

крупнейшие запасы нефти и газа, и приповерхностную часть фундамента. От периферии к центру бассейна в связи с погружением и увеличением глинистости осадков происходит общее ухудшение условий водообмена и увеличение минерализации подземных вод до 20–30 г/л в верхнемеловых отложениях. Такое строение бассейна привело к формированию взглядов о преимущественно *седиментационном* происхождении подземных вод [Карцев и др., 1986; Матусевич, 1976].

Однако с углублением промышленного бурения выяснилось, что в некоторых районах центральной части бассейна и почти повсеместно в северных районах [Ставицкий и др., 2006] при переходе к нижнемеловым и юрским отложениям снижается минерализация пластовых вод с глубиной, что связано, по мнению большинства ученых-нефтяников, с сопряженными процессами нефтегенерации и дегидратации глинистых минералов на стадиях катагенеза [Матусевич и др., 2005], так как теоретически преобразование органического вещества с образованием «микронепти», а также дегидратация глинистых минералов приводят к выделению значительного количества маломинерализованных вод. Согласно этой модели во всей центральной части бассейна развиты отжатые поровые воды, представляющие собой измененные воды древних морских бассейнов. В результате уплотнения осадков вместе с элизионными во-

дами в коллектор поступают и углеводороды, при этом чем интенсивнее элизионный водообмен, тем большее количество углеводородов участвует в процессах нефтеобразования. Такое мнение стало преобладающим, и при рассмотрении гидрогеологических вопросов в основном рассматривались процессы седиментационного водообмена и инфильтрации.

С другой стороны, в настоящее время все больше распространяется представление о том, что при формировании химического состава подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна большую роль играла *эндогенная составляющая*. Впервые предположение о возможности миграции CO_2 из фундамента Западно-Сибирского бассейна и преобразовании под его воздействием солевого состава подземных вод было высказано А.А. Розиным [1977]. Основанием для этого послужило выявленное на ряде участков резкое увеличение содержания CO_2 в составе растворенных газов подземных вод, а в солевом составе — иона HCO_3^- . Позднее большое значение HCO_3^- в формировании солевого состава подземных вод аномальной зоны Широкого Приобья отмечено и другими исследователями. Согласно данным работы [Розин, 1977], гидрогеологические условия внутренних закрытых районов Западно-Сибирского бассейна в значительной мере определяются рассеянной, рассредоточенной, визуально неприметной гидротермальной деятельностью. Проявления ее не такие четкие, как в вулканических районах, но принципиальная суть одна — миграция глубинных флюидов, сопровождающаяся преобразованием их состава при взаимодействии с вмещающимися породами и при изменении термодинамических условий. Такая аналогия вполне правомочна, так как известно, что основным газом глубинных флюидов, в том числе в газопаровых выбросах вулканов, является CO_2 [Соколов, 1971]. Повсеместное увеличение содержания иона HCO_3^- в подземных водах многих районов Западно-Сибирского бассейна вниз по разрезу может указывать на глубинный источник углекислоты, хотя для большей корректности необходимы изотопные исследования.

Этим взглядам соответствует и мнение В.И. Дюнина [Дюнин, 2000], согласно которому поднимающаяся вверх высокотемпературная газоводяная смесь из коры и верхней мантии в периоды тектонической активности создает необходимые предпосылки для формирования месторождений углеводородов. Внедряющаяся в осадочный чехол газоводяная смесь несет с собой широкий спектр углеводородов мантийного происхождения, которые смешиваются с присутствующей в осадочных отложениях «микронептью». Высокая температура гидротерм активизирует процессы образования «микронепти» на всех уровнях

геологического разреза осадочных отложений, что создает предпосылки для формирования залежей углеводородов.

Аналогичная точка зрения высказана в работах В.А. Всеволожского и Т.А. Киреевой, в которых глубинное происхождение гидрокарбонатных инверсионных вод обосновано на основе анализа соотношений микрокомпонентов (отношение V/Br) [Всеволожский, Киреева, 2009] и расчета палеотемпературы их формирования ($\sim 280^\circ\text{C}$) [Киреева, Буданова, 2013].

Мнение о широком масштабе вертикальной миграции флюидов в настоящее время укрепилось и среди западносибирских гидрогеологов. Так, Р.Н. Абдрашитова [Абдрашитова, 2011] считает, что на Красноленинском своде неоднородность гидрогеохимического поля определяется наличием многочисленных разломов, а поступающие флюиды — одна из причин формирования пьезомаксимумов. Наиболее ярко влияние разломно-блокового строения и глубинных флюидов на состав подземных вод проявляется в юрском комплексе.

Подток вод с глубины возможен не только при формировании месторождения, но, как показал А.Р. Курчиков [Курчиков, 2015] по данным температурных замеров при разработке Урненского и Усть-Тегусского месторождений, он усиливается и при отборе нефти.

При этом по данным глубинного бурения установлено, что на глубине более 5 км могут существовать почти пресные воды. Так, по результатам испытания Тюменской сверхглубокой скважины в интервале глубины 6622–6855 м в вулканогенно-осадочных нижнетриасовых отложениях минерализация щелочных гидрокарбонатно-хлоридно-натриевых вод составляет всего 2,7–3,5 г/л [Титова, Фрик, 2009], что трудно объяснить дегидратацией глинистого материала.

Широкий масштаб вертикальной миграции флюидов установлен в Западной Сибири и по палеонтологическим данным. В юрском комплексе на ряде месторождений, в том числе на Ем-Еговском, расположенном в пределах Красноленинского свода, встречена микрофлора древне- и раннепалеозойского возраста. Нефти юрского комплекса часто содержат палеонтологические остатки подстилающих палеозойских пород, обычно триасовых. На Ем-Еговской площади [Абдрашитова, 2011] в альб-сеноманском комплексе в составе микрофлоры выделено 39% меловых и около 50% более древних миграционных форм.

Не менее впечатляющие результаты получены литологами при изучении гидротермальных изменений пород фундамента и нижних частей разреза [Коробов и др., 2013]. Следы гидротермальной проработки выявлены и в баженовской свите [Киреева, 2011].

Возникает вопрос о причинах пониженных значений минерализации для всего нижнего этажа Западно-Сибирского бассейна (значительно ниже минерализации морской воды нормальной солености), а также о причинах колебаний гидрохимических параметров подземных вод и отсутствия значимой корреляции между концентрацией отдельных компонентов. Для этого обратимся к геологической истории развития бассейна и, соответственно, к истории природных вод — от их пребывания в бассейне седиментации до появления в краевых водах нефтяных залежей.

Сейсмическими исследованиями установлено, что сеть триасовых рифтов покрывает всю территорию Западно-Сибирского бассейна. Формирование глубоких и протяженных трещин, куда сползали примыкающие к ним отложения, вело к формированию в земной коре обширных разуплотненных зон с преимущественно нисходящей миграцией поверхностных континентальных вод. В последующие периоды трансгрессирующее мелководное море было замкнутым, а значительные территории покрыты отложениями, формировавшимися в континентальных и прибрежно-морских условиях [Конторович и др., 2013, 2014]. Море, изолированное от океана, должно было быть сильно опресненным. Все это отразилось на солевом облике вод консолидированного фундамента, а также на составе пластовых вод седиментационного генезиса и обусловило их минерализацию ниже нормальной солености моря [Садыкова, 2009].

На многочисленных проанализированных нами сейсмогеологических разрезах видны высокая степень раздробленности фундамента и влияние этих тектонических нарушений на осадочный чехол. Шаг блоков, разделенных разломами, на Сургутском своде составляет около 5 км. Таким образом, поступление гидротермальных растворов по «сетке» разломов представляется достаточно вероятным и широко распространенным явлением в пределах рассматриваемого района.

Разгрузка гидротермальных растворов в осадочный чехол Западно-Сибирского бассейна зафиксирована прежде всего по данным литологических исследований. Сами растворы в каждом случае должны были иметь различную минерализацию за счет фазовых переходов растворов и перераспределения солей между фазами. В некоторых случаях [Киреева, 2011] состав вторичных гидротермальных минералов указывал на преимущественно сульфатный состав воздействовавших растворов. Однако увеличение содержания иона HCO_3^- и снижение общей минерализации пластовых вод (инверсия гидрохимической зональности) свидетельствуют о внедрении маломинерализованных углекислых вод.

С учетом рассеянной разгрузки гидротермальных флюидов в осадочную толщу легко представить степень мозаичности распределения вод разного состава в проницаемых пластах, где должны смешиваться сингенетичные седиментационные воды и внедрившиеся воды гидротермального генезиса. Такое мозаичное распределение гидрохимических параметров прослежено во всех продуктивных пластах рассмотренных месторождений, что свидетельствует о сходстве условий движения флюидов по разрезу и условий формирования химического состава подземных вод.

Заключение. Проведенные исследования показали, что сравнительное сходство средних значений параметров пластовых вод и широкий разброс значений этих параметров для каждого пласта в пределах ограниченной площади характерны не только для отдельных месторождений, но и для отдельных пластов в пределах рассмотренных месторождений.

Применительно к исследуемому району установлено, что, несмотря на многолетнюю закачку вод из верхнемеловых отложений в пластовые воды нижнемеловых и юрских отложений, состав вод не усреднился, т.е. не произошло снижение минерализации и уменьшение содержания ионов HCO_3^- в соответствии с составом закачиваемых вод, напротив, разброс гидрохимических показателей сохранился.

Особенно важно, что в ряде случаев резко увеличилась концентрация ионов HCO_3^- в нижних частях разреза, что можно объяснить только подтоком глубинных (эндогенных) вод.

Эта особенность гидрогеологических условий формирования состава подземных вод Западной Сибири требует особой тактики при анализе и представлении гидрохимических данных. Особенности распределения гидрохимических параметров по каждому пласту в пределах каждого месторождения и даже при работе каждой скважины во времени свидетельствуют о значительных затруднениях при использовании обычных методов гидрохимического контроля за процессом разработки нефтегазовых месторождений и при прогнозе гидрохимических параметров по отдельным пробам воды. В этих условиях статистическая обработка материалов и комплексный анализ с учетом геологической и геохимической информации позволят понять процессы формирования химического состава вод и использовать гидрохимические данные для прогноза нефтегазоносности.

Полученные результаты не противоречат многочисленным геологическим данным о широко проявлении гидротермальных процессов в фундаменте и прилегающих горизонтах осадочной толщи, а также о возможных перетоках флюидов по разрезу мезозойских отложений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Абдрашитова Р.Н.* Влияние разломно-блокового строения фундамента на гидрогеохимическое поле Красноленинского свода // Изв. вузов. Нефть и газ. 2011. № 4. С. 15–19.
- Абукова Л.А.* Основные модели нисходящей миграции углеводородов и вод в осадочных нефтегазоносных бассейнах // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии. М.: ГЕОС, 2005. С. 9–13.
- Всеволожский В.А., Киреева Т.А.* К проблеме формирования инверсий гидрогеохимической зональности // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2009. № 5. С. 19–25.
- Дюнин В.И.* Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2000. 472 с.
- Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М.* Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1986. 244 с.
- Киреева Т.А.* Гидротермальный коллектор в глинистых породах баженовской свиты // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина). М.: ГЕОС, 2011. С. 329–343.
- Киреева Т.А., Буданова Д.И.* Роль вертикальной миграции высокотемпературных флюидов в формировании пластовых вод нефтегазовых месторождений на севере Западно-Сибирского бассейна // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2013. № 3. С. 38–46.
- Конторович А.Э., Ершов С.В., Козаненков В.А.* и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Вып. 55, № 5–6. С. 745–776.
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В.* и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика, 2013. Вып. 54, № 8. С. 972–1012.
- Коробов А.Д., Коробова Л.А., Колотухин А.Т.* Парагенезисы и история формирования глинистых и титанистых минералов терригенных коллекторов Западной Сибири — основа прогноза зон нефтегазоаккумуляции // Изв. СГУ. Нов. серия. Серия наук о Земле. 2013. Т. 13, вып. 2. С. 61–68.
- Курчиков А.Р.* Особенности геотемпературных условий Уренского и Усть-Тегусского нефтяных месторождений после начала их промышленной эксплуатации // Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов: Мат-лы III Всеросс. науч. конф., посвященной 90-летию А.А. Карцева. Вып. 1. М.: ГЕОС, 2015. С. 68–70.
- Матусевич В.М.* Геохимия подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна. М.: Недра, 1976. 158 с.
- Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н.* Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. 225 с.
- Розин А.А.* Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование. Новосибирск: Наука, 1977. 101 с.
- Садыкова Я.В.* Влияние палеогидрогеологических факторов на состав пластовых вод оксфордского регионального резервуара южных районов Обь-Иртышского междуречья // Подземные воды Востока России. Тюмень, 2009. С. 90–98.
- Соколов В.А.* Геохимия природных газов. М.: Недра, 1971. 336 с.
- Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э.* Вертикальная и латеральная гидрохимическая зональность, типизация подземных вод Западно-Сибирского бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 5–6. С. 58–84.
- Титова Г.И., Фрик М.Г.* Особенности изотопно-геохимических исследований параметрических и сверхглубоких скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 11. С. 48–50.

Поступила в редакцию
25.10.2016