

УДК 553.98:556.3(571.1)

Т.А. Киреева¹, Д.И. Буданова²

РОЛЬ ВЕРТИКАЛЬНОЙ МИГРАЦИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ФЛЮИДОВ В ФОРМИРОВАНИИ ПЛАСТОВЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА

В северных районах Западной Сибири повсеместно отмечается нарушение нормальной вертикальной гидрохимической зональности и формирование инверсионного гидрохимического разреза, характеризующегося снижением с глубиной общей минерализации пластовых вод и обнаружением на глубине свыше 2–3 км вод с минерализацией 1–7 г/л и менее, а также одновременное «незакономерное» изменение химического состава пластовых вод с Cl–Na–Ca на HCO₃–Cl–Na. На основе использования отношения V/Br, а также Na–K-геотермометра сделан вывод о формировании маломинерализованных (< 5 г/л) гидрокарбонатно-натриевых вод в результате поступления в водоносные породы значительного количества высокотемпературных (> 150 °C) глубинных флюидов, насыщенных CO₂. Это позволяет сделать заключение о формировании месторождений углеводородов, находящихся в зонах распространения инверсионных вод, в результате восходящей вертикальной, а не латеральной пластовой миграции водонефтяной смеси.

Ключевые слова: гидрохимическая инверсия, эндогенные флюиды, отношение V/Br.

In the northern West Siberia, the formation of the inversion can be traced throughout the hydrochemical profile, characterized by a decrease with depth of the total mineralization of formation water and detection at depths over 2–3 km of water with a salinity of 1–7 g/l sodium bicarbonate composition. On the basis of V/Br ratio, and Na–K-geothermometer concluded the formation of slightly (< 5 g/l) mineralized hydrocarbonate sodium waters from entering the water-bearing rocks of significant amounts of high-temperature (> 150 °C) deep fluids saturated with CO₂. This result allows us to conclude that the formation of hydrocarbon deposits that are in the areas of water distribution inversion, resulting in upward vertical rather than lateral formation, migration, water-oil mixture.

Key words: hydrochemical inversion, endogenous fluids, V/Br ratio.

Введение. В настоящее время прирост запасов углеводородов (УВ) на территории России связывают прежде всего с освоением северных и шельфовых территорий Западно-Сибирского артезианского бассейна. Эффективность поиска и освоения месторождений связана с установлением путей миграции УВ и особенностями их локализации, что в свою очередь невозможно без ясного понимания гидрогеодинамики пластовых систем нефтегазоносной части разреза.

Статья написана главным образом на основе использования гидрогеологических материалов по площади относительно хорошо изученного Южно-Парусового нефтегазового месторождения (Тазовский п-ов). В качестве дополнительных данных использованы материалы по Ямбургскому, Парусовому, Северо-Парусовому, Медвежьему, Северо-Самбургскому и Уренгойскому месторождениям.

Особенность подземных вод северных территорий этого региона — практически повсеместное наличие в глубоких частях разреза (нижнемеловые–верхнеюрские отложения) маломинерализованных вод гидрокарбонатно-натриевого состава, что яв-

ляется нарушением нормальной гидрохимической зональности. Тип гидрохимической зональности, при котором минерализация подземных вод закономерно увеличивается сверху вниз и соответственно изменяется их химический состав в сторону накопления все более растворимых хлоридных солей, называется нормальной гидрохимической зональностью. Наряду с нормальным типом гидрогеохимического разреза в артезианских бассейнах наблюдается инверсионный разрез, в котором нарушается общая закономерность изменения химического состава и минерализации подземных вод с глубиной, вследствие чего под хлоридно-натриевыми рассолами обнаруживаются воды с пониженной минерализацией и преобладанием гидрокарбоната натрия в их солевом составе.

Инверсионные воды описаны В.А. Сулиным еще в 30-х гг. XX в., однако до сих пор среди исследователей нет единого мнения о причинах формирования инверсионных гидрогеохимических разрезов. Вместе с тем установление генезиса глубоких маломинерализованных гидрокарбонатно-натриевых вод имеет не только научное, но и важное практическое значение,

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра гидрогеологии, ст. науч. с., канд. геол.-минер. н.; *e-mail:* ta_kireeva@mail.ru

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра гидрогеологии, аспирант; *e-mail:* budanova_daha@mail.ru

так как эмпирически давно установлена связь между инверсионными водами и нефтеносностью, что позволяет считать наличие инверсионных вод одним из поисковых критериев нефтегазоносности. Уточнение генезиса и направления фильтрации инверсионных вод, сопровождающих залежи УВ, имеет принципиальное значение для обоснования гидродинамических моделей нефтегазовых месторождений и прогнозов формирования пластовых давлений в условиях эксплуатации.

Постановка задачи. В настоящее время существуют три основные гипотезы образования инверсионных вод: 1) поступление эндогенных флюидов, содержащих CO₂, в зоны седиментационных рассолов в нижних частях артезианских бассейнов (В.А. Кротова, И.А. Лагунова, Ю.А. Ежов); 2) переход связанной воды в свободное состояние в результате процессов уплотнения осадочных пород и перекристаллизации глинистых минералов (элизионно-дегидрационная гипотеза; Л.Н. Капченко, А.А. Карцев, В.М. Матусевич); 3) дистилляция и конденсация водоуглеводородных парогазовых смесей, сопровождающие процесс формирования УВ-скоплений (В.В. Коллодий, Б.Н. Султанов).

Абсолютное большинство геологов-нефтяников отдают предпочтение элизионно-дегидрационной гипотезе формирования инверсионных вод.

На территории Западной Сибири, согласно последним данным [Ставицкий и др., 2006], инверсионная гидрохимическая зональность проявляется в основном в северных и западных районах и приурочена к внутренней области бассейна, где влияние промыва инфильтрационными водами сведено к минимуму. В этой области установлено существование районов с разным гидрохимическим составом подземных вод, которые различаются по минерализации, составу и, что очень важно, по характеру изменения гидрохимических показателей по разрезу. Всего выделено четыре района [Ставицкий и др., 2006].

1. Александровско-Колпашевское Приобье, включающее обширные территории Обь-Иртышского и Обь-Енисейского междуречий. Химический состав вод в этом районе в целом подчиняется нормальной вертикальной гидрохимической зональности, и 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 отложениях обладают низкой минерализацией (обычно < 20 г/л), как правило, не наблюдается повышенной минерализации юрских подземных вод по сравнению с таковой в водах нижнемеловых отложений, напро-

Литологический состав пород и характеристики химического состава подземных вод Южно-Парусового месторождения

Объект	Литологический состав	Глубина, м (мощность, м)	Гидрогеологические единицы	М, г/л	Средний химический состав, экв-%	rNa/rCl	В/Вг	Тип воды по В.А. Сулину	T _{пл} , °C
P ₂	Глины углистые опоковидные	2665–2669 (140)	PT*						75
P ₁	Глинистые породы с прослоями песчаников	2675–2680 (230)	ВГ**	$\frac{7,5^{***}}{2,2-10,4}$	$\frac{Cl\ 96HCO_3\ 3\ SO_4\ 1}{(Na+K)80Ca16Mg4}$	0,72–0,83	0,44–0,56	Хлор-кальциевый	75
K _{2gn-kz}	Песчаники глинистые с прослоями мергелей	2872–2877 (635)	ВГ	$\frac{13,7}{12,6-14,1}$	$\frac{Cl95HCO_3\ 4SO_4\ 1}{(Na+K)80Ca10Mg2}$	0,76–0,84	0,51–0,57	Хлор-кальциевый	76
K _{2mg}	Переслаивание песчаников, алевролитов и глин	3176–3181 (505)	ВГ	$\frac{16,2}{14,1-18,4}$	$\frac{Cl97HCO_3\ 2SO_4\ 1}{(Na+K)76Ca22Mg2}$	0,78–0,80	0,58–0,76	Хлор-кальциевый	78
K _{1jr}	Глины алевролитовые	3238–3245 (244)	PT						80
K _{1tn}	Песчаники алевролитовые	3254–3266 (880)	ВГ	$\frac{5,6}{4,9-7,9}$	$\frac{Cl57HCO_3\ 42SO_4\ 1}{(Na+K)96Ca3Mg1}$	0,95–1,05	1,35–2,02	Гидрокарбонатно-натриевый	81
K _{1tg}	Песчаники и алевролиты	3287–3295 (900)	ВГ	$\frac{4,3}{4,1-4,6}$	$\frac{Cl56HCO_3\ 43SO_4\ 1}{(Na+K)94Ca4Mg2}$	1,1–1,35	2,31–2,73	Гидрокарбонатно-натриевый	82
K _{1sr}	Глины алевролитовые с песчаными линзами	4134–4142 (250)	PT	$\frac{9,4}{7,9-11,4}$	$\frac{Cl53HCO_3\ 47}{(Na+K)97Ca2Mg1}$	1,2–1,3	2,55–3,93	Гидрокарбонатно-натриевый	93
J _{3bg}	Глины массивные и тонкоплитчатые, битуминозные	4384–4389 (25)	PT						95

Примечания: * — разделяющая толща; ** — водоносный горизонт; *** над чертой — среднее, под чертой — размах значений.

тив, на отдельных участках отмечается проявление гидрохимической инверсии.

3. Южная часть Обь-Иртышского междуречья (Омско-Тарское Прииртышье и прилегающие к нему участки). По гидрохимическим показателям и их изменениям в разрезе этот район занимает промежуточное положение между первым и вторым. Здесь также в ряде случаев отмечается приуроченность наиболее минерализованных вод к нижней части разреза.

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

Геологическое строение и гидрогеология Южно-Парусового месторождения. Южно-Парусовый лицензионный участок расположен в центральной части северной половины Западно-Сибирского артезианского бассейна, за Полярным кругом, на северо-западе Тазовского п-ова, в пределах территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Литолого-стратиграфическое строение разреза Южно-Парусового месторождения приводится по результатам поисково-разведочного бурения на Южно-Парусовой площади, а также на соседних месторождениях Тазовского п-ова — Парусовом, Ямбургском и Северо-Парусовом. Литолого-гидрохимические данные изученного разреза приведены в таблице.

В геологическом строении площади принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента, а также терригенные, песчано-глинистые отложения платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Палеозойский фундамент, глубина залегания кровли которого колеблется от 6,3 до 10 км, скважинами не вскрыт. Платформенные отложения представлены породами триаса, юры, мела, палеогена и четвертичной системы.

В тектоническом строении Южно-Парусового месторождения, как и всей северной части Западно-Сибирской равнины, принимают участие три структурно-тектонических этажа: нижний — палеозойский фундамент, средний — палеозойско-триасовый рифтогенный вулканогенно-осадочный комплекс и верхний мезозойско-кайнозойский платформенный осадочный чехол.

В тектоническом отношении Южно-Парусовое месторождение расположено в центральной части Мессояхского пояса мегавалов, который служит разделом между Сеяхинско-Антипаютинским поясом впадин и Надым-Тазовской синеклизой, региональными структурами I порядка. В пределах района структурный план по кровле складчатого фундамента достаточно сложен. Для поверхности складчатого фундамента характерно наличие антиклинальных

поднятий, относительная высота которых достигает 1000–1500 м. Наиболее ярко это выражено в триасовых отложениях, меньше в юрских, еще меньше в меловых. В палеогеновых и четвертичных отложениях структурные формы фундамента не прослеживаются, т.е. этот сложный структурный план нивелируется с уменьшением глубины залегания. Наличие поднятий определяет особенности литологического состава отложений, которые на поднятиях представлены песчаными и песчано-глинистыми отложениями, а в понижениях — глинистыми.

Обычно для района с таким сложным структурным планом, в частности для Западной Сибири, для антиклинальных структур характерно широкое наличие зон тектонических нарушений [Дюнин, Корзун, 2004]. На Южно-Парусовом месторождении также существует система разломов северо-восточного простирания.

На рассматриваемой площади и соседних месторождениях в гидрогеологическом отношении изучена лишь верхняя часть мезозойско-кайнозойской водонапорной системы, которая приурочена к осадочному чехлу и состоит из двух гидрогеологических этажей — верхнего (олигоцен-четверичный водоносный комплекс) и нижнего, включающего водоносные комплексы палеогенового и мезозойского возраста, наиболее интересные для наших исследований.

В изученной части разреза нижнего гидрогеологического этажа последовательно сверху вниз выделяются среднепалеогеновая разделяющая толща (люлинворская свита, P₂ll), водоносный комплекс раннепалеогенового возраста (тибейсалинская свита, P₁tbs), туронско-маастрихтская разделяющая толща (ганькинская свита, K₂-P₁gn; березовская свита, K₂br; кузнецовская свита, K₂kz), сеноманский водоносный горизонт (марресалинская свита, K₂mr), разделяющая тоща представлена яронгской свитой (K₁jr), валанжинский водоносный комплекс (свиты танопчинская, K₁tn; тангаловская, K₁tg) и титонско-берриасская разделяющая толща (свиты сортымская, K₁sr и баженовская, J₃bg), имеющие региональное распространение (таблица).

Нижнепалеогеновая водоносная толща представлена песчаными отложениями верхнетибейсалинской подсвиты (K₁tbs) мощностью до 230 м, она отделяется от верхнего водоносного комплекса глинистыми и кремнистыми породами эоценового и раннеолигоценного возраста мощностью 140 м. Верхняя, бо́льшая часть верхнепалеогенового горизонта находится в зоне многолетней мерзлоты, подошва которой отбивается на глубине от 280 до 430 м. От неоком-сеноманского водоносного комплекса верхнепалеогеновый горизонт отделяется турон-нижнепалеогеновым, в основном глинистым водоупором (кузнецовская, березовская, ганькинская свиты, нижнетибейсалинская подсвита) мощностью 850–890 м.

В составе неоком-сеноманского комплекса выделяются две водоносные толщи — апт-сеноманская

($K_{1a}-K_{2cm}$) и верхневаланжин-нижнеаптская (K_{2y-a}). Апт-сеноманская толща представлена песчаниками, алевролитами и глинами маррессалинской свиты (K_{2mr}) мощностью 505 м. Воды, полученные из отложений верхнего мела, относятся к хлор-кальциевому (ХК) типу по В.А. Сулину с минерализацией в среднем 16,2 г/л (таблица). Альбский горизонт, в отличие от двух других горизонтов, характеризуется высоким содержанием в разрезе глинистых пород, что позволяет отнести его к относительным водоупорам (разделяющая толща K_{2gn-kz}). Из отдельных песчаных прослоев этой толщи получены воды, относящиеся к ХК-типу с минерализацией в среднем 13,7 г/л. Пластовое давление гидростатическое. Замеренные значения пластовой температуры изменяются от 24 до 30 °С. Вниз по разрезу наблюдается закономерное увеличение пластового давления и температуры. Опробование апт-сеноманских отложений на Медвежьем, Уренгойском и других месторождениях Надым-Пурской нефтегазоносной области показывает, что все горизонты толщи по гидрохимическим и газовым показателям подземных вод схожи.

Нижняя, верхневаланжин-нижнеаптская водоносная толща представлена отложениями танопчинской (K_{1tn}) и тангаловской (K_{1tg}) свит, сложенных песчаниками, алевролитами и аргиллитами общей мощностью от 1150 до 1780 м. Зафиксированы значения пластового давления, превышающие гидростатические на 0,9–2,0 МПа. Средняя пластовая температура изменяется от 54 °С в кровле толщи до 79 °С в ее подошвенной части. Из нижнемеловых отложений получены воды гидрокарбонатно-натриевого (ГКН) типа по В.А. Сулину с минерализацией 4,3–5,6 г/л (таблица).

Неоком-сеноманский (тангаловская свита, K_{1tg}) водоносный комплекс подстилается валанжинским водоупором, сложенным аргиллитами верхней, большей части сортымской свиты (K_{1sr}), в верхах которой вскрыты отдельные не выдержанные по мощности и простираению песчано-алевролитовые пласты. Вода, отобранная из песчаных прослоев сортымской свиты,

относится к ГКН-типу с минерализацией в среднем 9,4 г/л. Температура, замеренная на забоях скважин, составляет 87–90 °С.

Для рассматриваемой территории характерна инверсия химического состава подземных вод, которая проявляется в резком снижении минерализации при переходе от верхнемеловых к нижнемеловым отложениям. Так, минерализация пластовых вод в верхнемеловых отложениях достигает 18,4 г/л, при этом содержание Ca^{+2} доходит до 22 экв-%, содержание HCO_3 не превышает 4 экв-% (таблица), а минерализация пластовых вод в отложениях раннемелового возраста (тангаловская свита, K_{1tg}) уменьшается до 4,1–4,64 г/л при снижении содержания Ca^{+2} до 3–4 экв-%, а содержание HCO_3 возрастает до 43 экв-%. Воды, полученные из более глубоко залегающей сортымской свиты, сохраняют ГКН-тип по В.А. Сулину и схожую формулу среднего химического состава, но их минерализация возрастает до 11,4 г/л за счет увеличения содержания гидрокарбоната натрия (таблица).

Постепенный рост минерализации от 0,05 г/л в четвертичных отложениях до 18,4 г/л в верхнемеловых отложениях, который сменяется ее резким снижением (до < 4–5 г/л) в нижнемеловых отложениях, хорошо иллюстрируют рис. 1 и 2 соответственно. Следует отметить, что в породах раннемелового возраста иногда обнаруживаются воды с крайне низкой минерализацией — менее 1 г/л (рис. 2). При этом абсолютное и относительное содержание HCO_3 в водах постоянно увеличивается (рис. 3), поэтому одновременно с уменьшением минерализации происходит смена типа вод с ХК на ГКН по В.А. Сулину. Отметим, что именно с увеличением содержания $NaHCO_3$ связано увеличение минерализации вод отложений сортымской свиты (K_{1sr}) до 7,6–11,4 г/л, поэтому, несмотря на увеличение минерализации, тип вод остается ГКН.

Изменение минерализации и химического типа подземных вод никак не связано с литологическим составом пород, так как отложения по всей глубине разреза однотипны: водоносные комплексы представ-

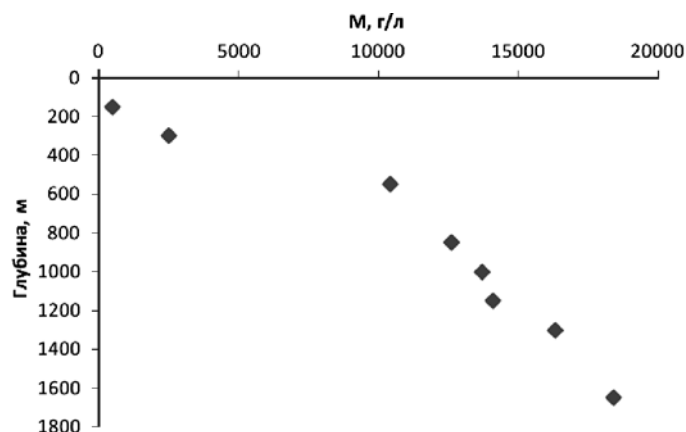


Рис. 1. Изменение минерализации подземных вод с увеличением глубины залегания отложений (от четвертичных до верхнемеловых ($Q_{IV} - K_{2mr}$))

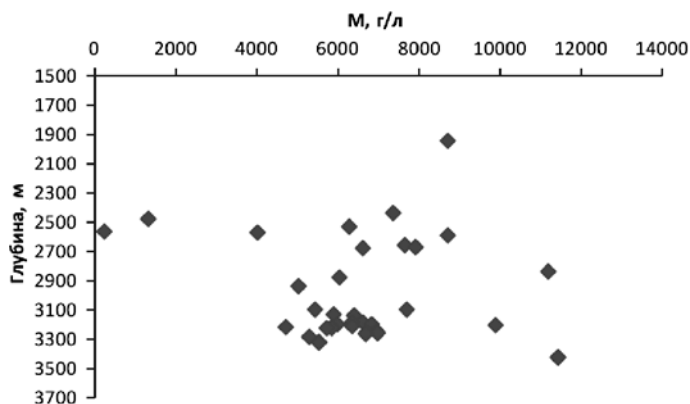


Рис. 2. Изменение минерализации с увеличением глубины залегания в нижнемеловых отложениях ($K_{1jr} - K_{1sr}$)

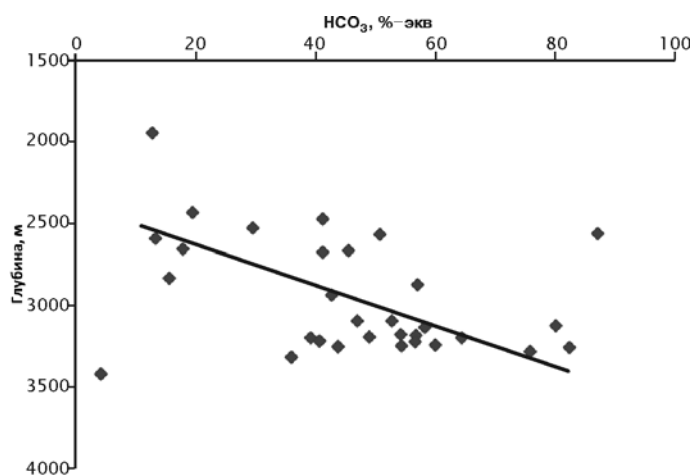


Рис. 3. Изменение содержания HCO_3^- с глубиной в верхне- и нижнемеловых отложениях (K_{1-2})

лены в основном переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, а разделяющие толщи — глинами серыми, зеленовато-серыми, черными, местами в отложениях встречаются опоки и обломочные породы типа полимиктовых конгломератов (таблица).

Все исследователи сходятся во мнении, что глубинные инверсионные воды образуются в результате поступления в породы большого количества маломинерализованных вод, насыщенных CO_2 . Дискусионен вопрос природы H_2O и CO_2 . Так, Ю.А. Ежов [Ежов, 1978] и И.А. Лагунова [Лагунова, 1979] полагают, что формирование инверсионных вод — региональная глобальная гидрогеохимическая закономерность, свойственная областям интенсивного прогибания и накопления мощных осадочных толщ, особенно характерная для альпийских краевых прогибов и межгорных впадин с высоким геотермическим градиентом и аномально высоким пластовым давлением. Эти исследователи считают, что формирование гидрогеохимической вертикальной зональности не завершается образованием хлоридных рассолов, а продолжается далее с образованием в более глубоких горизонтах сначала $\text{Cl}-\text{Na}$ вод с повышенным содержанием HCO_3^- , а затем и образованием уже чисто $\text{Cl}-\text{HCO}_3^-$ - Na и HCO_3^- - $\text{Cl}-\text{Na}$ все менее минерализованных вод. Происхождение CO_2 считается глубинным метаморфогенным. К этой же точке зрения на основе новых фактов приходят и авторы работы [Всеволожский, Киреева, 2009].

Однако, как уже указывалось, увеличение содержания HCO_3^- -иона и уменьшение общей минерализации с глубиной объясняются с разных позиций. Так, многие исследователи связывают происхождение опресненных, гидрокарбонатно-натриевых вод с катагенными процессами нефтегенерации. Действительно, маломинерализованные, насыщенные углекислотой воды могут поступать в водоносные горизонты как в результате глубинных процессов, так и в результате сопряженного процесса термодеструкции органического вещества (ОВ) и структурной перестройки гли-

нистых минералов. Поэтому увеличение содержания HCO_3^- -иона с одновременным уменьшением общей минерализации не может быть однозначным доказательством элизионного или глубинного (эндогенного) происхождения инверсионных вод.

Результаты исследования и их обсуждение. Исходя из вышеизложенного для определения происхождения инверсионных вод Южно-Парусового месторождения был выбран анализ на основе использования величины отношения B/Br .

Известно, что абсолютное и относительное (по отношению к бром и хлору) содержание бора в подземных водах может служить показателем их генезиса. Так, в океанских водах отношение B/Cl составляет около 0,0002, а в термальных и вулканических водах оно резко увеличивается, доходя до 0,1 [Дэвис, Уист, 1970].

Ранее предложено [Киреева, 2009] для определения генезиса глубинных вод пользоваться отношением B/Br , так как было установлено, что среднее значение отношения B/Br для океанской воды, равное 0,08–0,18, сохраняется в глубинных рассолах седиментогенного происхождения даже при их концентрации до значений общей минерализации более 200 г/л. В водах же тектонически активных областей альпийской складчатости и в гидротермах областей современного вулканизма значения коэффициента B/Br увеличиваются до 10–45.

Относительное увеличение содержания бора по отношению к бром в подземных водах связано с их гидрохимическими особенностями, которые в основном сводятся к следующему.

Растворимость боратов по сравнению с хлоридами и бромидами резко увеличивается при повышении температуры: растворимость $\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7$ при изменении T от 0 до 60 °С возрастает более чем в 10 раз (13,8 и 167 г/л соответственно), а растворимость NaCl (в этом же температурном интервале) — менее чем на 3% (263 и 271 г/л соответственно), для NaBr — около 18% (443 и 541 г/л соответственно), что приводит к относительному увеличению количества соединений бора в высокотемпературных водах по сравнению с хлоридами и бромидами.

Преимущественный перенос соединений бора в паровой фазе (по сравнению с бромидами и хлоридами [Шувалов, 1974; Киреева, Бычков, 2011]) приводит к увеличению содержания бора в конденсате по сравнению с исходным солевым раствором.

Эффективная отгонка бора из глинистых пород при воздействии высокотемпературных вод и пара [Красинцева, 1960] может приводить к переходу бора в пластовые воды в глинистых частях разреза. По данным В.В. Красинцевой, при температуре 200 °С с водяным паром в присутствии CO_2 отгоняется до 80% бора, содержащегося в осадочной породе, при этом с увеличением температуры увеличивается и выход бора из пород.

Таким образом, во всех случаях увеличение значений отношений B/Cl и B/Br в пластовых водах (по

сравнению с «морским» значением) — свидетельство поступления в водоносные горизонты высокотемпературных газопаровых флюидов.

На территории рассматриваемого месторождения отношение В/Вг в пределах танопчинской (K₁tn) и тангаловской (K₁tg) свит изменяется от 1,35 до 2,02, а в пределах сортымской (K₁st) свиты — от 2,5 до 3,9 (таблица), что значительно (на порядок) превышает значения этого отношения, характерные для седиментогенных рассолов [Киреева, 2009], и приближается к значениям, отмечаемым для современных гидротерм. С глубиной наблюдается тенденция к увеличению коэффициента В/Вг (рис. 4).

По данным химических анализов подземных вод Южно-Парусовой площади также построены графики зависимости отношения В/Вг от минерализации пластовых вод для отложений нижнего мела (рис. 5 и 6 соответственно), которые показывают значительное увеличение отношения В/Вг при уменьшении минерализации пластовых вод. Хорошо выраженная обратная зависимость общей минерализации и величины отношения В/Вг позволяет говорить о переносе

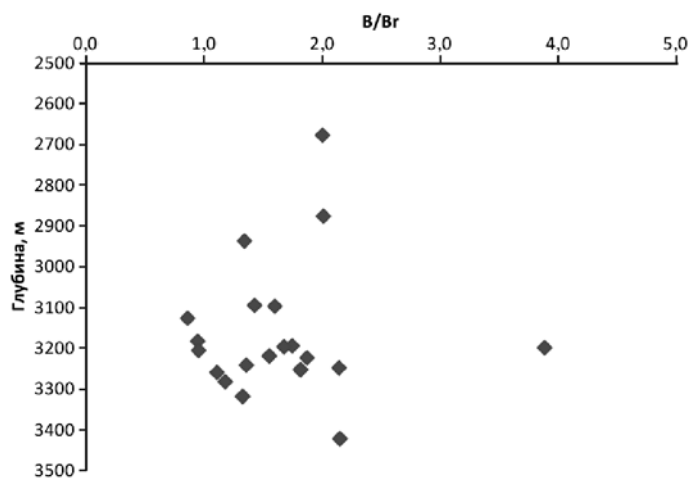


Рис. 4. Изменение отношения В/Вг с глубиной в пластовых водах Южно-Парусового месторождения

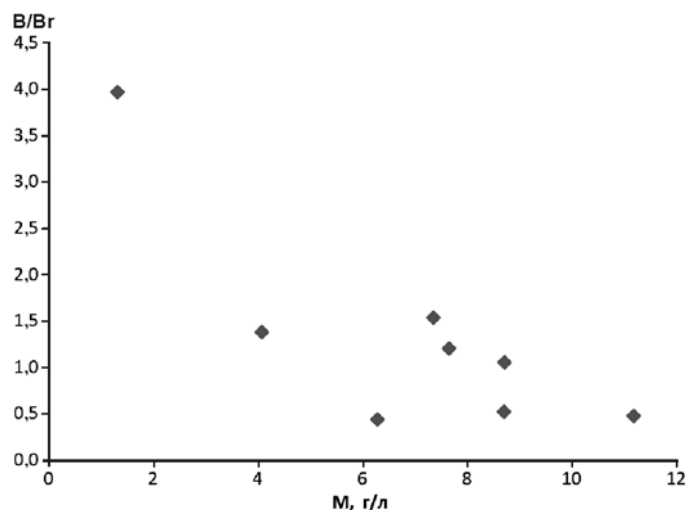


Рис. 5. Изменение отношения В/Вг в зависимости от минерализации в нижнемеловых отложениях (K₁tn — K₁tg)

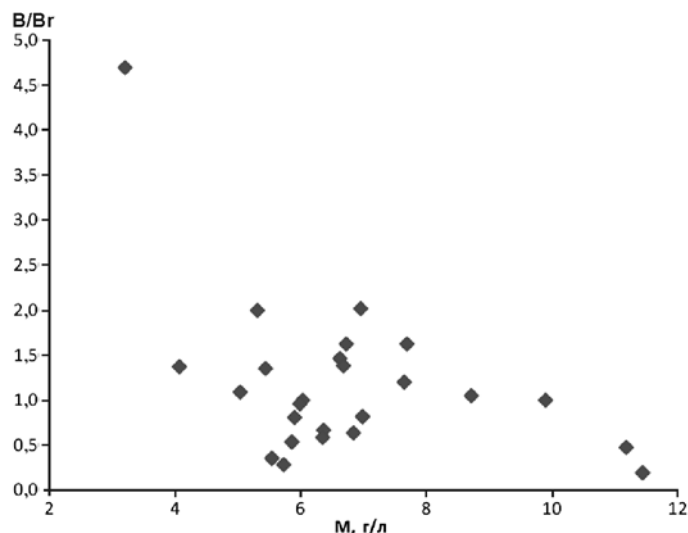


Рис. 6. График изменения отношения В/Вг в зависимости от минерализации в нижнемеловых отложениях (K₁st)

бора с маломинерализованными водами. Эти маломинерализованные воды должны быть очень высокотемпературными, так как именно с повышением температуры связано резкое увеличение относительного содержания бора в подземных водах. Если бы уменьшение минерализации исследуемых вод было связано с разбавлением инфильтрационными водами (сохранение древнеинфильтрационных вод), то отношение В/Вг оставалось бы постоянным, так как в инфильтрационных водах бор и бром присутствуют в следовых количествах. Поэтому резкое возрастание в рассматриваемом случае отношения В/Вг, по всей видимости, отражает поступление эндогенных флюидов в пластовые седиментогенные воды.

Для большей определенности следует установить температуру формирования этих вод, что возможно с применением метода геотермометра, т.е. определение температуры формирования растворов по соотношению значений концентрации некоторых компонентов. Наиболее известен Na–K-геотермометр, основанный на отношении концентрации ионов натрия и калия, которое в основном определяется температурой растворов и не зависит от разбавления [Таран, 1988].

Расчет этого показателя может быть выполнен по формуле [Fournier, 1981]:

$$T, \text{ }^\circ\text{C} = 933 / (0,993 + \lg[\text{Na}^+]/[\text{K}^+]) - 273,$$

где [Na⁺] и [K⁺] — концентрация компонентов, мг/кг.

К сожалению, подобный расчет не мог быть сделан для вод Южно-Парусового месторождения, так как для него отсутствуют данные о раздельном содержании Na и K в растворах. Поэтому расчет температуры формирования глубинных маломинерализованных вод выполнен исходя в основном из состава подземных вод Уренгойского (88% анализов) и отчасти Северо-Самбургского (12% анализов) месторождений, для которых есть необходимые данные. Конечно, такой подход не вполне точен, но может

быть допустим, так как указанные месторождения находятся в соседних районах и также в зоне развития инверсионных вод.

Для расчетов палеотемпературы для этих месторождений использованы химические анализы пластовых вод в интервале глубины 3540–3796 м, представленных солеными водами и слабыми рассолами с минерализацией, как правило, 5–13 г/л (в 20% случаев минерализация вод превышала эти показатели, доходя почти до 24 г/л). Воды в подавляющем большинстве (88% анализов) относились к ГКН-типу по В.А. Сулину. Наиболее минерализованные воды (12%) представлены ХК-типом.

Расчет палеотемпературы растворов и построение графиков зависимости этого параметра от общей минерализации вод и величины отношения В/Вг выявил следующие зависимости.

Увеличению температуры растворов соответствует четко выраженное снижение их минерализации (рис. 7), но не во всем интервале величин, а только при ее значениях <5 г/л. Таким образом, значения минерализации <5 г/л соответствует температура формирования раствора > 100 °С, а уменьшению минерализации до значений <1 г/л соответствует температура >150 °С (до 279 °С) (рис. 7). Этот факт имеет очень важное значение, так как до последнего времени все пластовые воды, обнаруженные на территории Западной Сибири, со столь низкой минерализацией трактовались или как техногенные конденсатные воды, или как захороненные инфильтрационные [Титова, Фрик, 2009]. Установлено, что температура формирования таких вод лежит в интервале 130–279 °С, что значительно превышает значения пластовой температуры во всем разбуренном интервале глубин осадочного чехла. Это позволяет с достаточной долей уверенности считать эти воды производными более глубоких перегретых флюидов, поступающих в вышележащие горизонты в результате вертикальной миграции. Величинам минерализации свыше 5–7 г/л соответствовали значения палеотем-

пературы, не превышающие современные пластовые и находящиеся в интервале 50–100 °С (рис. 7).

Зависимость значений отношения В/Вг от величины общей минерализации показала тенденцию к увеличению этого коэффициента при снижении минерализации (рис. 8), но не во всем интервале значений минерализации растворов. Увеличение отношения В/Вг начинается с минерализации <7,5 г/л и резко возрастает при минерализации <1 г/л, доходя до 2–5 г/л. Такая эмпирическая зависимость подтверждает расчетную, полученную путем термодинамического моделирования химического состава попутных вод Уренгойского месторождения [Киреева, Бычков, 2011]. Основным выводом моделирования заключался в том, что при смешении конденсационных и пластовых вод с минерализацией 5–20 г/л, где доля конденсационных вод <80%, отношение В/Вг меняется слабо и наследует значение для пластовых вод. При увеличении доли конденсационной воды до 90% отношение В/Вг резко возрастает и стремится к предельному значению 10⁶. Для конденсационных вод с минимальной минерализацией наблюдаются резко повышенные значения отношения В/Вг, которые соответствуют 95–99%-му преобладанию конденсата в составе смеси. Следовательно, можно заключить, что пластовые маломинерализованные воды Уренгойского месторождения, температура формирования которых по геотермометру превышает 130 °С, более чем на 90% представляют собой конденсат глубинного газопарового флюида.

График зависимости отношения В/Вг от температуры, рассчитанной по Na–К-геотермометру, показал достаточно удовлетворительную прямую зависимость между этими показателями (рис. 9). Однако он свидетельствует о том, что по величине отношения В/Вг можно только ориентировочно оценивать температуру формирования раствора. Так, при общем возрастании отношения В/Вг от 0,13 до 0,8 и при увеличении температуры от 50 до 110 °С температуре ~50–60 °С соответствует разброс значений коэффициента В/Вг

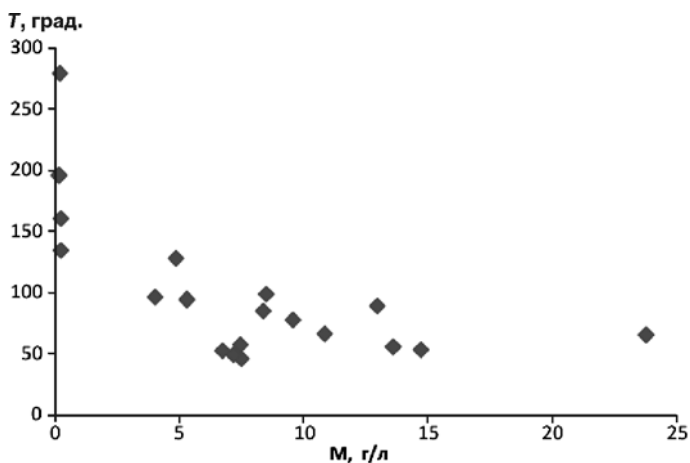


Рис. 7. График зависимости общей минерализации от температуры раствора (по Na–К-геотермометру) для подземных вод Уренгойского месторождения

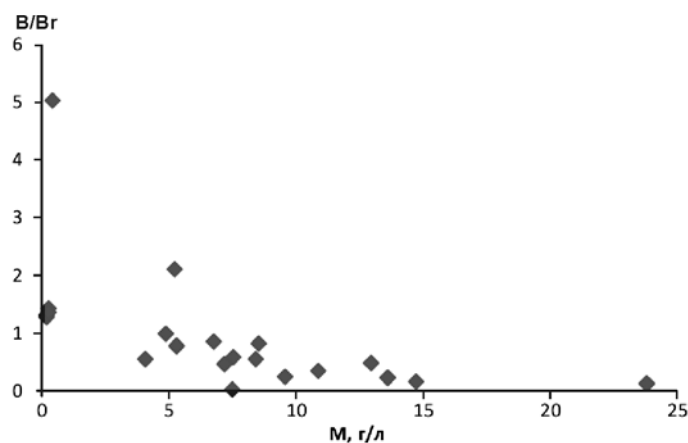


Рис. 8. График зависимости отношения В/Вг от величины общей минерализации для подземных вод Уренгойского месторождения

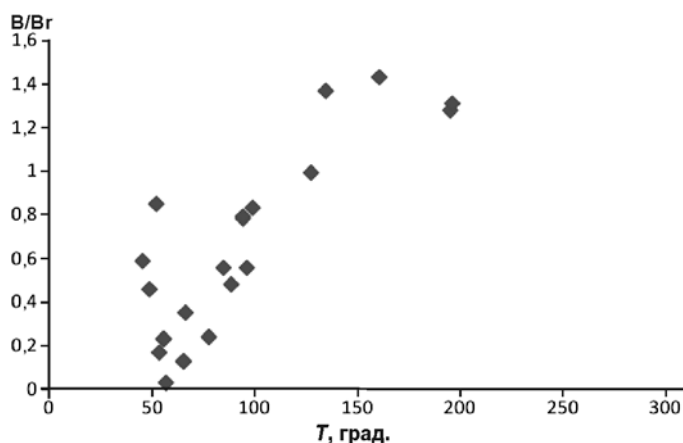


Рис. 9. Зависимость отношения V/Vg от температуры для подземных вод Уренгойского месторождения

от 0,13 до 0,8. Более четкая закономерность отмечается при $T > 100$ °С, когда значения отношения V/Vg увеличиваются до 1–1,4. На графике (рис. 9) видно, что значениям отношения $V/Vg > 1,2$ соответствуют значения температуры растворов > 150 °С. Исходя из этого можно предположить, что значениям отношения $V/Vg > 2$ должна соответствовать температура формирования растворов не менее 200 °С.

Исходя из того что отношение V/Vg в инверсионных водах нижнемеловых отложений Южно-Парусового месторождения повсеместно превышает 1,35, иногда доходя до 3,9 (таблица), можно предположить, что температура формирования этих вод была значительно выше установленной в настоящее время и составляла не менее 150–200 °С, что в свою очередь наиболее логично объясняется поступлением глубинных перегретых газопаровых флюидов в зону седиментогенных рассолов.

Выводы. 1. Для Южно-Парусового месторождения характерна четко выраженная инверсия химического состава подземных вод, которая проявляется в резком снижении минерализации при переходе от верхнемеловых отложений к нижнемеловым — от 18,4 до 4,1–4,64 г/л соответственно. При этом содержание Ca^{+2} уменьшается от 22 до 3–4 экв-%, а содержание HCO_3 , наоборот, увеличивается от 4 до 43 экв-%, что ведет к переходу вод из ХГ- в ГКН-тип по В.А. Сулину.

2. В подземных водах рассматриваемого месторождения с глубиной наблюдается тенденция к

увеличению отношения V/Vg от 0,4–0,7 в верхнепалеогеновых и верхнемеловых отложениях до 2,5–3,9 в нижнемеловых. Величины отношения V/Vg в нижнемеловых отложениях значительно (на порядок) превышают таковые, характерные для седиментогенных рассолов, и приближаются к значениям, отмечаемым для современных гидротерм.

3. Расчет значений палеотемпературы растворов и графики зависимостей этого параметра от общей минерализации вод и величины отношения V/Vg для пластовых вод Уренгойского месторождения (близкого по положению и химическому составу подземных вод к Южно-Парусовому) выявил, что значениям отношения $V/Vg > 2$ должна соответствовать температура формирования растворов не менее 200 °С (т.е. значительно превышающая современную пластовую), что можно объяснить только поступлением в пластовые воды перегретых эндогенных газопаровых флюидов. Расчет палеотемпературы для наименее минерализованных (< 1 г/л) пластовых вод показал, что температура их формирования лежит в интервале 130–279 °С, что позволяет утверждать, что эти воды являются производными (конденсат) более глубинных газопаровых флюидов, поступающих в вышележащие горизонты в результате вертикальной миграции.

4. Увеличение значений отношения V/Vg до > 1 и одновременное уменьшение общей минерализации растворов до значений < 1 –4 г/л, характерное для подземных вод нижнемеловых отложений Южно-Парусового месторождения, свидетельствует о поступлении в породы перегретых эндогенных маломинерализованных флюидов, насыщенных CO_2 .

5. Полученные данные подтверждают формирование маломинерализованных инверсионных вод в результате поступления в породы глубинных высокотемпературных (> 100 –130 °С) флюидов, насыщенных CO_2 , и опровергают гипотезу формирования гидрохимической инверсии в результате элизионного отжима или сохранения древних инфильтрационных вод.

6. Формирование инверсионных вод в результате поступления в породы глубинных высокотемпературных флюидов позволяет предположить, что формирование скоплений углеводородов, находящихся в зонах инверсии, происходило в результате восходящей вертикальной, а не латеральной пластовой миграции водонефтяной смеси.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Всеволожский В.А., Киреева Т.А. К проблеме формирования инверсий гидрогеохимической зональности // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2009. № 5. С. 19–25.

Дэвис С., Уист Р. де. Гидрогеология. Т. 2. М.: Мир, 1970. 254 с.

Дюнин В.И., Корзун А.В. Гидрогеодинамика нефтегазовых бассейнов. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2004. 466 с.

Ежов Ю.А. О химической инверсии в подземной гидросфере // Сов. геология. 1978. № 12. С. 132–136.

Киреева Т.А. К методике оценки эндогенной составляющей глубоких подземных вод // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2009. № 1. С. 54–57.

Киреева Т.А., Бычков А.Ю. Новый метод диагностики конденсационных вод нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2011. № 2. С. 103–108.

Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швеиц В.М. Геохимия подземных вод. М.: Наука, 2004. 677 с.

Красинцева В.В. О накоплении бора в минеральных водах в результате выделения его из осадочных пород // Проблемы гидрогеологии. М.: Госгеолтехиздат, 1960. С. 287–298.

Лагунова И.А. Условия проявления и особенности формирования вод пониженной минерализации в глубоких зонах осадочных бассейнов // Сов. геология. 1979. № 2. С. 48–62.

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.

Таран Ю.А. Геохимия гидротермальных газов. М.: Наука, 1988. 167 с.

Титова Г.И., Фрик М.Г. Особенности изотопно-геохимических исследований параметрических и сверхглубоких скважин // Там же. 2009. № 11. С. 48–50.

Шувалов Р.А. Распределение борной кислоты между водой и паром при сепарации пароводяной смеси Паужетского месторождения // Гидротермальные минералообразующие растворы областей активного вулканизма. Новосибирск: Наука, 1974. С. 111–114.

Fournier R.O. Application of water geochemistry to geothermal exploration and reservoir engineering // Geothermal systems: Principles and case histories. L.: Willey, 1981. P. 109–143.

Поступила в редакцию
16.10.2012