

УДК 556.3:553.984

ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВОД ФУНДАМЕНТА В СВЯЗИ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ

© 2018 г. | Т.А. Киреева

ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», Москва, Россия; ta_kireeva@mail.ru

HYDROCHEMICAL FEATURES OF BASEMENT IN THE CONTEXT OF OIL BEARING CAPACITY

© 2018 | T.A. Kireeva

Federal State Budget Educational Institution of Higher Education Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia;
ta_kireeva@mail.ru

Поступила 31.07.2017 г.

Принята к печати 11.12.2017 г.

Ключевые слова: миграция углеводородов; инверсионная гидрохимическая зональность; глубинные гидрокарбонатно-натриевые воды; рассолы; нефтеносность фундамента.

Обосновывается вертикальная миграция нефтяных углеводородов из фундамента в осадочный чехол в составе эндогенного флюида. Рассматриваются условия разделения глубинного флюида на газовую, нефтяную и водную составляющие, последняя из которых представлена маломинерализованными HCO_3 -Na-водами и слабыми Cl-Na-рассолами. Рассматривается возможность опережающего перемещения углеводородов в составе углекислого HCO_3 -Na-раствора с последующим перемещением Cl-Na-раствора к поверхности фундамента и в низы осадочного чехла. Предлагается считать зоны гидрохимических инверсий в осадочном чехле поисковым признаком на наличие скоплений углеводородов в глубоких частях осадочного чехла и фундаменте, а поступление рассолов из фундамента – отрицательным показателем его нефтеносности.

Received 31.07.2017

Accepted for publication: 11.12.2017

Key words: hydrocarbon migration; inverse hydrochemical zonation; deep hydrogen-carbonate-sodium waters; brines; oil-bearing basement.

Vertical migration of petroleum hydrocarbons from basement to sedimentary cover as a part of endogenous fluid is substantiated. The conditions for separation of deep fluid into gas, oil and water components, where the latter is represented by low-mineralized HCO_3 -Na waters and dilute Cl-Na brines, are considered. The possibility of early hydrocarbon migration as a part of carbonate HCO_3 -Na solution followed by Cl-Na solution movement to the basement surface and basal part of the sedimentary cover is discussed. It is proposed to consider the zones of hydrochemical inversions in the sedimentary cover to be a prospecting guide for presence of hydrocarbon accumulations in the deep parts of sedimentary cover and basement, while brines supply from the basement to be a sign of oil lacking.

Открытие в последние годы залежей нефти и газа в глубоких горизонтах осадочного чехла (более 5 км) и породах фундамента заставляет все чаще возвращаться к проблеме формирования месторождений на больших глубинах. Сложность прогноза залежей на этих глубинах заключается в том, что в катагенно и метаморфогенно преобразованных породах практически нет поровых коллекторов и, соответственно, отсутствуют условия для латеральной миграции УВ. Невозможность формирования значительных латеральных потоков УВ в глубоких горизонтах осадочного чехла в зоне весьма затрудненного водообмена неоднократно обосновывалась ранее, исходя из представлений о фильтрационной неоднородности среды и закономерностях распределения пластовых давлений [3]. В соответствии с этим можно считать, что

на больших глубинах модели бассейновой миграции при прогнозах формирования залежей УВ являются необоснованными.

Сложность проблемы прогноза нефтеносности глубокозалегающих трещинных коллекторов приводит к большому числу малодебитных и сухих скважин, пробуренных при разработке залежей в нижних частях осадочного разреза и породах фундамента. В работе А.И. Тимурзиева [20] отмечено, что достигнутая к настоящему времени успешность поисково-разведочных работ для большинства нефтегазоносных бассейнов мира не превышает 0,3, а при поисках нефти в фундаменте — существенно ниже.

В связи с этим рассмотрим гидрохимические показатели наличия УВ-залежей в глубоких частях

Таблица 1. Состав флюида первичной миграции «микронефти» по теоретическим представлениям
 Table 1. Fluid composition of "micro-oil" expulsion (in theory)

Осадочно-миграционная теория	Теория неорганического происхождения нефти
<p>Перемещение «микронефти» происходит в среде отжимающихся поровых вод, имеющих состав, близкий к составу морской воды, и характеризующихся системой</p> <p style="text-align: center;">Cl-SO₄-Na-Mg-Ca</p> <p>В анионном комплексе резко преобладает Cl</p>	<p>УВ перемещаются совместно с глубинными флюидами состава</p> <p style="text-align: center;">H₂O-CO₂-H₂-He-CH₄-N₂</p> <p>Водный раствор должен содержать только HCO₃-ионы: (H₂O + CO₂ = H₂CO₃ = H⁺ + HCO₃⁻), так как прочие газы с водой не взаимодействуют</p>

нефтегазоносных бассейнов, которые прослеживаются в пластовых водах вышележающих отложений, а также гидрохимические характеристики вод фундамента, которые могут характеризовать его потенциальную нефтеносность.

Химический состав растворов, сопутствующих миграции «микронефти»

В теоретической предпосылке прогноза будем исходить из того, что миграция УВ всегда происходит в среде газовой флюида. Однако существующие представления о химическом составе этого флюида сильно различаются в зависимости от того, какой точки зрения придерживаются исследователи в вопросе генезиса нефти: осадочно-миграционной или неорганической (глубинной) теории.

Согласно осадочно-миграционной теории, перемещение «микронефти» должно происходить в составе отжимающихся поровых вод глинистых пород, которые, по теоретическим представлениям и имеющимся опытным данным, имеют солевой комплекс, представленный системой Cl-SO₄-HCO₃-Na-Mg-Ca. Из опытов по отжиму поровых растворов глинистых пород известно, что они имеют Cl-Na-Ca-Mg-состав, очень близкий составу большинства глубоких пластовых рассолов (табл. 1).

Согласно представлениям о перемещении «микронефти» в составе глубинного эндогенного флюида, который по мнению Р.П. Готтих, Б.И. Писоцкого, Ю.И. Пиковского, А.Е. Лукина и др. представляет собой воду в надкритическом состоянии, насыщенную CO₂, CnHm, H₂, N₂, He, анионная часть солевого комплекса данной системы теоретически должна быть существенно гидрокарбонатной вследствие растворения CO₂, так как прочие газы образуют с водой молекулярные растворы (см. табл. 1).

Химический состав глубинных растворов, в которых происходит перенос УВ, можно определить при изучении неорганических компонентов нефтей и, прежде всего, комплекса водорастворимых солей. Нефти практически не способны растворять соли, поэтому последние попадают в безводные нефти за счет присутствия погребенных вод. Таким образом,

состав воднорастворимых солей в нефтях должен отражать как обстановку формирования «свободной» нефти, так и состав вод, в которых осуществляется ее первичная (капельно-жидкая) миграция. Естественно, выводы о составе флюида, сопутствующего процессам нефтеобразования, можно делать только по результатам исследования «безводных» нефтей, т.е. когда в процессе эксплуатации скважин в добываемой продукции длительное время (несколько лет) отсутствуют пластовые или закачиваемые воды, так как в противном случае солевой комплекс нефтей будет отражать также состав этих вод.

В результате исследований солевого комплекса безводных нефтей, начатых К.Б. Ашировым [2] и продолженных затем многими другими исследователями, выяснилось, что соли безводных нефтей существенно отличаются от солевого комплекса пластовых вод. По результатам многих тысяч анализов безводных нефтей различных регионов было установлено, что нефти, не испытавшие влияния законтурных рассольных вод, имеют в составе солевых вытяжек не более 40–54 экв.% Cl-иона, значение отношения rSO₄/rCl составляет около 1, а rHCO₃/rCl — 0,2–0,75. В то же время в пластовых водах содержится обычно около 98 экв.% Cl-иона, а значения отношений rSO₄/rCl и rHCO₃/rCl составляют около 0,005 (табл. 2) [6].

Аналогичные исследования солей безводных нефтей кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама) показали, что их солевой комплекс является сульфатно-гидрокарбонатным или гидрокарбонатным с полным отсутствием Cl-иона (рис. 1) [9].

Данный анионный состав водной вытяжки не объясним с точки зрения поступления «микронефти» в коллектор в составе порового раствора, так как никакие катагенные процессы не могут полностью удалить из него Cl-ион. Учитывая, что нефти фундамента месторождения Белый Тигр полностью безводны (водонефтяной контакт не был обнаружен, несмотря на то, что скважины пробурены на глубину более 5 км, а кристаллические породы вскрыты более чем на 1,5 км), отсутствие хлоридов в нефтях фундамента месторождения Белый Тигр заставляет предполо-

Таблица 2. Характерные коэффициенты ионного состава солевого комплекса безводных нефтей и пластовых вод нефтяных месторождений (Среднее Поволжье, Грозненский район, Белоруссия)**Table 2.** Typical ion composition of dry crude oil and formation water salts in oil fields (Middle Volga, Grozny Region, Belarus)

Показатели	Нефть	Пластовые воды
rSO_4/rCl	0,95–1,1	0,005
$rHCO_3/rCl$	0,95–1,1	0,005
Содержание Cl, экв. %	0,95–1,1	98–99

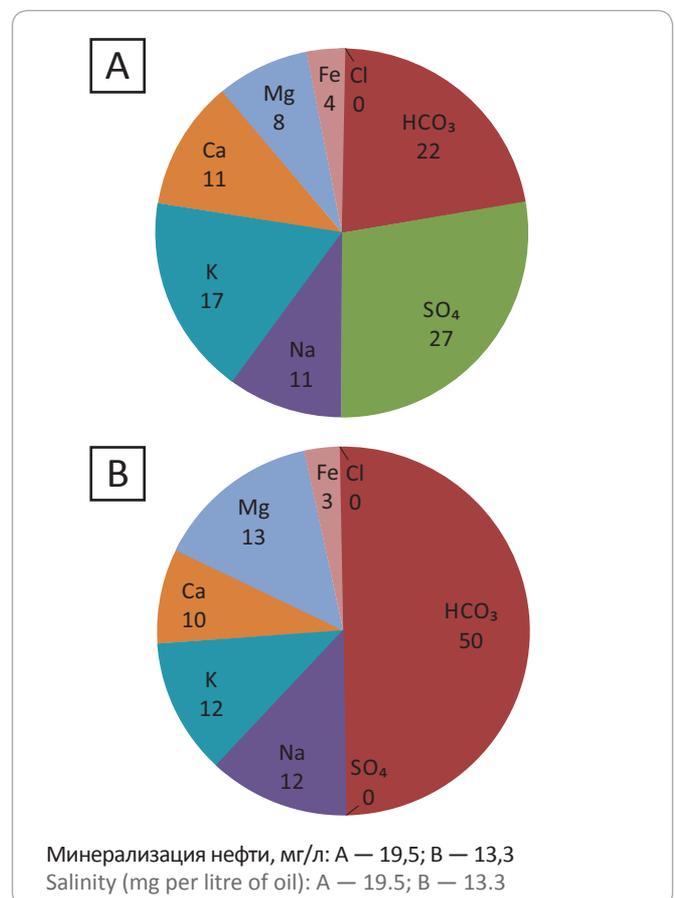
жить, что флюид, содержащий «микронедфть», при заполнении коллектора не контактировал ни с поровыми водами осадочных пород, ни с пластовыми водами, включающими хлориды.

Из анализа состава солевого комплекса нефтей разных регионов (Среднее Поволжье, Предкавказье, запад Восточно-Европейской платформы) следует, что наиболее карбонатные нефти характерны для более молодых коллекторов — нефтей, накопившихся наиболее близко к фундаменту и в тектонически-активных регионах. Таким образом, можно предположить, что первичная нефть во всех рассмотренных случаях мигрировала снизу, от фундамента, в составе газопарового углекислого флюида. И чем длиннее был интервал движения УВ-флюида до мест скопления нефти, т. е. чем длительнее его контакт с осадочными породами и их поровыми водами, тем более хлоридным становился раствор.

Изменение состава глубинного флюида при вертикальной миграции

Если рассматривать перемещение УВ в составе глубинного эндогенного флюида, то по мере продвижения в более низкие P - T -условия он должен изменяться, т. е. однородная газоводонефтяная смесь будет разделяться по плотности на газовую, нефтяную и водную фазы.

Изменение химического состава водной части глубинного флюида рассмотрено в работах вулканологов, посвященных составу вулканических вод (газопаровые выбросы вулканов и воды гейзеров). Из этих исследований следует, что глубинный флюид при продвижении к поверхности разделяется на маломинерализованные SO_4 - HCO_3 - Na -воды и более минерализованную часть — Cl - Na -раствор [17], что связано с изменением химического состава растворов при снижении давления. Известно, что в глубоких частях гидросферы вода в виде пара не существует. Вскипание высокотемпературных вод, сопровождающееся парообразованием и дегазацией, происходит лишь в разломных зонах при снижении давления и сохранении высокой температуры. При этом компоненты вещественного состава гидротерм перераспределяются между паровой и жидкой фазами —

Рис. 1. Состав солей в безводных нефтях кристаллических пород фундамента месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама), %**Fig. 1.** Salt composition of dry crude oil in the basement crystalline rocks of the White Tiger field (Southern Vietnam shelf), %

в жидкой фазе растет концентрация солей. Газообразная (паровая) часть флюида перемещается в верхние части разреза, а жидкая (концентрированная) может не достичь поверхности [17]. Конденсат пара, образующийся в верхних частях осадочного разреза, имеет низкую минерализацию (до 1 г/л) и HCO_3 - Na -/ SO_4 - HCO_3 - Na -состав, что связано с его обогащением растворенными газами (преимущественно CO_2 и $SO_2 + SO_3$). О составе глубинного раствора можно судить по составу так называемых перегретых (тем-

GEOCHEMICAL SURVEYS

пература на выходе > 100 °C) Cl–Na–терм вулканических областей, наиболее полное описание и обоснование генезиса которых приведено в работе Г.И. Арсанова [1]. Эти воды, признанные большинством исследователей как наименее измененные [1, 5, 17], полнее всего отражающие особенности глубинного флюида, отторгающегося при дегазации кристаллизующихся на глубине магматических тел (или мантии?), представляют собой слабый ($M < 2-8$ г/л) Cl–Na–раствор (содержание NaCl до 95–98 экв. %). В газах преобладают N_2 и CO_2 , присутствуют H_2S , H_2 и УВ-газы. Характерны высокие концентрации Si, B, K, Li, Cs, Rb, As, Sb и других элементов.

Следовательно, исходя из солевого состава безводных нефтей, особенно нефтей месторождения Белый Тигр, находящихся в гранитоидном фундаменте, достаточно обоснованно можно считать, что нефть перемещается в осадочный чехол в составе углекислого HCO_3^- –Na–раствора. При перемещении глубинного флюида из фундамента в осадочный чехол должна формироваться последовательность (сверху вниз): газ – нефть – маломинерализованные HCO_3^- –Na–воды – Cl–Na–раствор. Нефтегазовые фазы, как наименее плотные, занимают верхнюю часть гипотетического гидрохимического разреза. Далее следует водная фаза, которая дает начало гидрохимическому фону нефтяных месторождений.

Гидрохимический фон нефтегазовых месторождений

Основным гидрохимическим фоном нефтегазовых залежей являются глубинные метаморфогенные (седиментогенные) рассолы. Они обычно регионально распространены на глубине более 2 км и представляют собой высокоминерализованные ($M > 100$ г/л) Cl–Na или Cl–Ca–Na–растворы. В составе катионов значительная доля приходится на Ca^{2+} , он преобладает в наиболее концентрированных рассолах. Одновременно уменьшаются до полного исчезновения SO_4^{2-} и Mg^{2+} . Важнейшая геохимическая особенность глубинных рассолов – высокие концентрации многих химических элементов: K (до 10 г/л), Br (до 6–7 г/л), B (до 2–3 г/л), Li (до 0,5–1,0 г/л), Rb, Sr (2–3 г/л), Fe, Mn, Zn и др.

Происхождение подобных рассолов до сих пор остается дискуссионным. Наиболее популярной точкой зрения, которой придерживается большинство геологов, является гипотеза М.Г. Валяшко, о том, что их первичной основой является концентрирование морской воды в солеродных бассейнах, которая затем захороняется вместе с вмещающими породами и подвергается геохимической метаморфизации в ходе дальнейшей геологической эволюции. Те хлоридные рассолы, которые известны в осадочных породах, по химическому составу сильно отличаются от состава

первичных Cl–Mg–Na–рассолов поверхностного происхождения (табл. 3). Они имеют максимальную для подземных вод минерализацию (до 750 г/л) и различный химический состав: от Cl–Mg–Na до Cl–Na–Ca и Cl–Ca. Если суммировать геохимические явления, которые происходят на стадиях катагенеза и называются метаморфизацией рассолов, то следует, что они приводят к: а) уменьшению концентрации сульфатов; б) замене Mg^{2+} и части Na^+ , преобладающих в первичных рассолах, на Ca^{2+} .

К гидрохимическим показателям, характеризующим эти рассолы, следует относить: кислую реакцию среды ($pH < 6$, до 4–5), низкие значения отношения rNa/rCl ($< 0,85$, до 0,5), отношение Cl/Br < 300 (до 50–80), отношение B/Br близкое к значениям для океанической воды (около 0,1).

С увеличением глубины промышленного бурения выяснилось, что концентрированные рассолы поступают не только из осадочных пород, но и из пород фундамента и даже кристаллических щитов (Канадский, Балтийский). И если легко объяснить приуроченность рассолов к породам, представленным галогенными толщами и даже осадочными породами, содержащими рассеянные карбонаты, то трудно ответить на вопрос, почему высококонцентрированные хлоридные рассолы часто бывают приурочены к таким «чуждым» по составу породам, как граниты, кристаллические сланцы, эффузивные породы, когда полностью отсутствует связь между составом вмещающих пород и химическим составом вод.

По данным термодинамического моделирования [13] установлено, что в закрытых гидрогеохимических системах в процессе длительного взаимодействия воды с кристаллическими породами возможно появление Cl–Na–Ca(Mg)–рассолов с минерализацией до 150 г/л, при этом для их формирования достаточно кларковых содержаний Cl, Na, Ca, Mg в кристаллических породах. Для образования же рассолов с $M > 150$ г/л в кристаллических породах необходимо существование внешнего источника хлора. По мнению авторов [13], таким источником могут быть седиментогенные рассолы, перетекающие из смежных осадочных бассейнов. Однако, в связи с очень низкой проницаемостью кристаллических пород в глубоких частях массива и наличием там условий весьма затрудненного водообмена, с гидродинамических позиций это маловероятно.

Эти противоречия снимаются, если за источник «недостающего» хлора принять эндогенный мало-минерализованный Cl–Na–раствор, который при сохранении в кристаллических породах в течение геологического времени концентрируется при взаимодействии с вмещающими породами.

Таблица 3. Химический состав метаморфогенных (седиментогенных) рассолов
Table 3. Chemical composition of metamorphic (sedimentogeneous) brines

Компоненты, мг/л, и показатели химического состава	Мичиганский бассейн (США)*, глубина 1700 м	Иркутский амфитеатр, глубина 2502–2547 м, T = 28 °C	Тимано-Печорская провинция, P _{1a-s} , глубина 2181–2218 м	Средний состав океанической воды
K	29070	1900	316	387,5
Na	11783	60800	25956	10764
Mg	12868	59113	3040	1297
Ca	97541	31000	6550	408
Cl	268736	166662	60847	19353
Br	3760	2328	235	66
I	52	21	28,6	0,05
SO ₄	52	49	42,8	2701
HCO ₃	–	708	201,3	143
B	491	37	22	5–12
M, г/л	428,85	267,63	97,03	35,50
Формула ионного состава	Cl 100 Ca68 Mg15 K10Na7	Cl 100 (Na+K)57 Ca33 Mg10	Cl 100 (Na+K)66 Ca19 Mg15	Cl 90 SO ₄ 9 HCO ₃ 1 (Na+K)81 Mg16 Ca3
B/Br	0,13	0,02	0,09	0,08–0,18
B/Cl	0,002	0,0002	0,0004	0,0009
Cl/Br	71,4	71,6	258,9	293,2
rNa/rCl	0,17	0,57	0,66	0,88

* Данные химического состава по С.Р. Крайнову и др. [13].

Часто хлоридно-кальциевые рассолы, которые вскрываются на кристаллических щитах, а также поступают из фундамента платформ, особенно допалеозойского возраста, по некоторым показателям не могут быть отнесены ни к метаморфогенным (седиментогенным) рассолам, ни к рассолам растворения соленосных пластов. По теории седиментогенного образования хлоридных рассолов, изменения, происходящие при захоронении первично морских растворов в толще осадочных пород, сводятся прежде всего к уменьшению доли Mg²⁺ и увеличению относительного содержания Ca²⁺ и Br одновременно с ростом минерализации. Так, если в исходных морских водах значение отношения Cl/Br равно 293, а rNa/rCl — около 0,85, то в седиментогенных рассолах с ростом минерализации более 200–250 г/л первое отношение уменьшается до 80–100 при одновременном уменьшении второго до 0,6–0,5. Многие рассолы кристаллических пород по этим показателям не соответствуют седиментогенным рассолам. При различных значениях минерализации (от 35 до 333 г/л) их отличает общая особенность: при очень низких значениях отношения rNa/rCl (до 0,22 в породах архейского фундамента Ромашкинского месторождения) значения отношения Cl/Br превыша-

ют «морское» (до 1911 в кристаллических породах Балтийского щита) (табл. 4). Этим рассолам также присуще значительное относительное содержание Ca²⁺ (до 65–78 экв.%). Аномально высокие концентрации Ca²⁺ при достаточно низкой минерализации могут объясняться растворением карбонатов пород, содержащихся в глубинном растворе HCl, потому что эти рассолы имеют определенное сходство с техногенными рассолами выщелачивания, которые образуются на нефтяных месторождениях при закачке в пласты растворов HCl — соляно-кислотные обработки (СКО). Отличительными признаками рассолов после СКО являются: высокая минерализация (до 300–350 г/л), присутствие Ca²⁺ > 50 экв.%, высокие значения отношения Cl/Br (до 2000) и крайне низкие значения коэффициента rNa/rCl (до 0,2 и ниже) [16]. Это объясняется тем, что рассолы после СКО образуются в основном при растворении CaCO₃ соляной кислотой, поэтому результирующий раствор обогащен Ca²⁺ и Cl⁻ при обеднении Br (высокие значения Cl/Br-отношения), так как карбонатный материал практически не содержит бромных соединений. Высокие значения отношения Cl/Br в рассолах кристаллических пород также могут объясняться практически полным отсутствием брома в эндогенных водах,

Таблица 4. Химический состав соленых вод и рассолов фундамента осадочных бассейнов, кристаллических щитов и вод гейзеров
Table 4. Chemical composition of salt waters and brines in the basement of sedimentary basins, crystalline shields, and geyser waters

Компоненты, мг/л, и показатели химического состава	Волго-Уральский НГБ, Ромашкинское месторождение, AR-фундамент, $H = 4700-5099$ м, $T = 150-170$ °C	Месторождения Калифорния, Солтон-Си*, глинистые сланцы, $H = 1600$ м, $T = 340$ °C	Месторождения Балтийский щит, Медное озеро*, $H = 700$ м	Месторождение Дракон (Центральный участок), шельф Южного Вьетнама, K_2 , гранитоидный фундамент, $H = 2935-3361$ м	Месторождение Белый Тигр, шельф Южного Вьетнама, K_2 , гранитоидный фундамент, $H = 4493$ м	Западная Сибирь, Арчинская площадь, PZ-фундамент	Паужетское месторождение, Камчатка
Na+K	29900	77800	11640	6795	1700	8570	1060
Mg	0	100	1080	32	9	218	7
Ca	92000	40000	21600	6703	294	4048	119
Cl	209500	184000	59260	21832	2945	20215	1470
Br	18,7	700	31	9,1	7,6	21,8	2,8
I	8	–	2,12	0	2,1	10,8	Нет данных
SO ₄	0	10	6	112	84	106	2,8
HCO ₃	11	–	44	122	85	409	61
B	277	2100	Нет данных	18,0	147,2	8,8	127
NH ₄	1,6	500	Нет данных	Нет данных	5,4	Нет данных	Нет данных
pH	Нет данных	5,5	Нет данных	6,0	7,1	То же	То же
M, г/л	333,4	Нет данных	93,7	35,6	5,1	33,1	2,5
Формула ионного состава	Cl 100 Ca78 (Na+K)22	Cl 100 (Na+K)59 Ca41	Cl 100 Ca65 (Na+K)30 Mg5	Cl 100 Ca54 (Na+K)46	Cl 96 SO ₄ 2 HCO ₃ 2 (Na+K)83 Ca16 Mg1	Cl 99 HCO ₃ 1 (Na+K)63 Ca34 Mg3	Cl 90 SO ₄ 7 HCO ₃ 3 (Na+K) 99 Ca1
rNa/rCl	0,22	0,59	0,30	0,46	0,89	0,64	0,99
B/Br	14,8	3		1,97	20,4	0,40	45,4
Cl/Br	315,5	262,9	1911	465,5	387,5	927	525

* Содержание компонентов по С.Р. Крайнову и др. [13].

о чем свидетельствуют высокие значения отношения В/Br в вулканических водах и гидротермах [7]. Отношение В/Br в рассолах кристаллических пород может быть аномально высоким, по сравнению с пластовыми рассолами. Например, для рассолов фундамента месторождений Ромашкинское, Солтон-Си и фундамента структуры Дракон (шельф Южного Вьетнама) данный показатель составляет 14,8; 3,0 и 1,97 соответственно (см. табл. 4), что близко этому показателю для гидротерм тектонически активных районов.

Таким образом, правомерно предположить, что наблюдаемые аномальные рассолы и соленые воды кристаллических пород, для которых отмечается понижение коэффициента rNa/rCl и одновременное увеличение отношений Cl/Br и В/Br, образуются при воздействии на породы глубинных Cl–Na-флюидов, содержащих HCl и В. Вероятно, родоначальником крепких рассолов кристаллических щитов и пород фундамента является слабый солевой раствор, отторгающийся от кристаллизующихся гранитных плутонов или мантии (?). Оставаясь же в глубоких частях фундамента или низов осадочного чехла, он неизбежно будет концентрироваться с увеличением

не только общей минерализации, но и содержания ионов Ca²⁺ и Cl⁻, как показали результаты термодинамического моделирования по преобразованию солевых растворов в закрытых условиях вмещающих пород [13].

Кроме хлоридных рассолов гидрохимическим фоном нефтегазовых залежей могут быть глубинные маломинерализованные ($M < 10-12$ г/л) HCO₃–Cl–Na-воды. Эти воды, в которых ионы HCO₃⁻ и Na⁺ часто являются преобладающими, называют «инверсионными», или «глубинными щелочными» водами, в отличие от Cl–Na–Ca-рассолов, обычно имеющих кислую реакцию. Существование глубинных щелочных вод в нижних зонах осадочного чехла и взаимодействие их с водами регионального гидрохимического фона обуславливает образование в разрезе бассейна инверсионной гидрогеохимической зональности. Происхождение этих вод до сих пор является дискуссионным. В настоящее время существует три основных гипотезы их формирования: 1) поступление эндогенных флюидов, содержащих CO₂, в зоны пластовых рассолов (В.А. Кротова, И.А. Лагунова, Ю.А. Ежов, А.Е. Лукин); 2) переход связанной воды в свободное состояние в резуль-

Таблица 5. Природные воды, сохраняющие «морское» значение отношения В/Вг**Table 5.** Natural water preserving the “marine” В/Вг ratio in basins, crystalline shields, and geyser waters

Тип воды	В/Вг	М, г/л
Океаническая вода	0,08–0,18	35,5
Седиментогенные рассолы (Тимано-Печорская провинция, Оренбургская область, Иркутский амфитеатр, Мичиганский бассейн (США) и другие районы)	0,09–0,13	97–423
Рассол испарения (эвтоническая стадия)	0,12	522

тате перекристаллизации глинистых минералов (элизонная теория) (Л.Н. Капченко, А.А. Карцев, В.М. Матусевич); 3) дистилляция и конденсация водоуглеродных парогазовых смесей, сопровождающих процесс формирования УВ-скоплений (В.В. Коллодий, Б.Н. Султанов).

Все исследователи сходятся во мнении, что образование инверсионных вод происходит в результате поступления в породы маломинерализованных вод, насыщенных CO_2 . Дискуссионным остается вопрос генезиса H_2O и CO_2 , так как выделение углекислого газа и воды свойственно различным процессам и может сопровождать как дегидратацию глин и катагенное преобразование ОВ с накоплением «микронепти», так и глубинные термометаморфические и магматические процессы. Подавляющее большинство геологов-нефтяников считают эти воды производными процессов нефтегенерации, т. е. возникающими в результате дегидратации глин (образование «возрожденных» практически пресных вод) и термодеструкции рассеянного ОВ (образование CO_2). Этим взглядам противоречит известная связь глубины залегания инверсионных вод и содержания в них HCO_3^- -иона с величиной геотермического градиента и тектонической активностью структуры [15], которая заключается в том, что чем больше геотермический градиент, тем ближе к поверхности залегают инверсионные воды. Также с позиции элизонного отжима необъяснимо резкое увеличение в этих водах относительной доли бора по сравнению с бромом, что совершенно не характерно для всех поверхностных и глубинных пластовых вод и отмечается только для вод вулканических областей.

Содержание в этих водах бора (элемента, который может служить показателем происхождения воды [7]) можно использовать как подтверждение происхождения глубинных HCO_3^- -Na-вод. Показано [10, 11], что относительное, по сравнению с хлором и бромом, увеличение содержания бора в высокотемпературных водах связано с особенностями его

Таблица 6. Значения отношения В/Вг в глубинных высокотемпературных водах**Table 6.** В/Вг ratio values in the deep high-temperature waters

Тип воды	В/Вг	М, г/л	Т, °С	Н, м
Инверсионные воды, Южно-Парусовое месторождение (Западная Сибирь)	2,6–3,9	7,9–11,4	93	4140
Современные гидротермы, Паужетское месторождение (Камчатка)	45,4	2,5	190	350
Грязевые вулканы, Тарханский (Керченско-Таманская область)	14,5	13,7	На поверхности	На поверхности
Конденсатные (техногенные) воды, Уренгойское месторождение (Западная Сибирь)	6,25	0,2	То же	То же

гидрохимии: а) резким увеличением растворимости боратов при повышении температуры, по сравнению с хлоридами и бромидами; б) преимущественным переносом соединений бора в паровой фазе, по сравнению с бромидами и хлоридами, что подтверждено термодинамическим моделированием химического состава конденсатных вод [10]; в) эффективной отгонкой бора из вмещающих пород при воздействии высокотемпературных вод и пара [14]. Таким образом, можно считать, что увеличение отношения В/Вг в пластовых водах является свидетельством поступления в водоносные горизонты высокотемпературных газопаровых флюидов. За точку отсчета принято значение В/Вг в морской воде, в которой оно достаточно стабильно (в пределах 0,1–0,2) и, кроме того, практически постоянно как при подземном, так и поверхностном концентрировании растворов (табл. 5).

Наиболее значительное увеличение относительной доли бора, по сравнению с бромом в водном растворе (т. е. увеличение отношения В/Вг), происходит вследствие процесса «испарение – конденсация». Это подтверждается как резким увеличением значения отношения В/Вг в высокотемпературных гидротермах (до 10–25) и конденсатных (техногенных) водах газонефтяных месторождений Западной Сибири (до 3–5) (табл. 6), так и данными термодинамического моделирования, из которых следует, что в конденсате значения отношения В/Вг теоретически могут увеличиться до 10^6 [10].

Вероятно, именно с вертикальной миграцией флюидов, сопровождающейся процессом «испарение – конденсация», связано сходство ряда показателей инверсионных и маломинерализованных (минерализация обычно меньше 0,5 г/л) конденсатных вод,

Таблица 7. Химический состав подземных вод осадочного чехла месторождения Белый Тигр
Table 7. Chemical composition of subsurface water in sedimentary cover of the White Tiger field

Компоненты, мг/л, и параметры химического состава	Центральный свод, нижний миоцен	Северный свод, нижний миоцен	Северный свод, верхний олигоцен	Северный свод, нижний олигоцен
Na+K	4192	2038	1414	992
Mg	21	14	36	1,7
Ca	1695	160	98	113
Cl	8876	2795	1830	1218
Br	50,6	22,5	41,7	12,4
I	3,7	2,6	2,4	1,4
NH ₄	20,8	16,5	40,6	13,5
SO ₄	98	76	151,6	243
HBO ₂	5,7	3,73	18,6	10,5
HCO ₃	519	829	927	565
M, г/л	15,9	5,9	4,6	3,2
rNa/rCl	0,72	1,1	1,14	1,3
V/Br	0,11	0,17	0,44	0,85
Формула ионного состава	Cl 96 HCO ₃ 3 SO ₄ 1 (Na+K) 68 Ca 31 Mg 1	Cl 84 HCO ₃ 14,5 SO ₄ 1,5 (Na+K) 91 Ca 8 Mg 1	Cl 74 HCO ₃ 22 SO ₄ 4 (Na+K) 89 Ca 7 Mg 4	Cl 70 HCO ₃ 19 SO ₄ 11 (Na+K) 85 Ca 11 Mg 4
Тип воды по В.А. Сулину	ХК	ГКН	ГКН	ГКН

которые часто подстилают газовые залежи, а также образуются при эксплуатации скважин в результате снижения пластового давления (техногенные конденсатные воды). Так, в конденсатных водах, как и в инверсионных, резко понижено содержание брома с одновременным относительным увеличением содержания бора.

Последовательность преобразования эндогенных хлоридных растворов в закрытых условиях кристаллических пород

Эту последовательность можно проследить по изменению состава растворов, полученных из фундамента древних платформ, молодого фундамента (меловой возраст) шельфа Южного Вьетнама (месторождения Дракон и Белый Тигр) и Cl–Na–терм Камчатки (см. табл. 4).

По сравнению с перегретыми Cl–Na–термами Камчатки, хлоридные растворы, полученные из гранитоидного фундамента шельфа Южного Вьетнама, более кальциевые (содержание Ca²⁺ до 54 экв.%) при сохранении высоких значений отношений Cl/Br и V/Br. Рассмотрим подробно гидрогеологические условия месторождений Белый Тигр и Дракон, практически не освещенные в литературе.

В пределах структуры Белый Тигр по литолого-фациальному составу, гидродинамике, а также физико-химическим свойствам подземных вод выделяется три водоносных комплекса: нижнемиоценовый, верхнеолигоценый, нижнеолигоценый [19]. Породы всех трех водоносных комплексов достаточно однотипны в литологическом отношении и представлены чередованием пластов разнородных

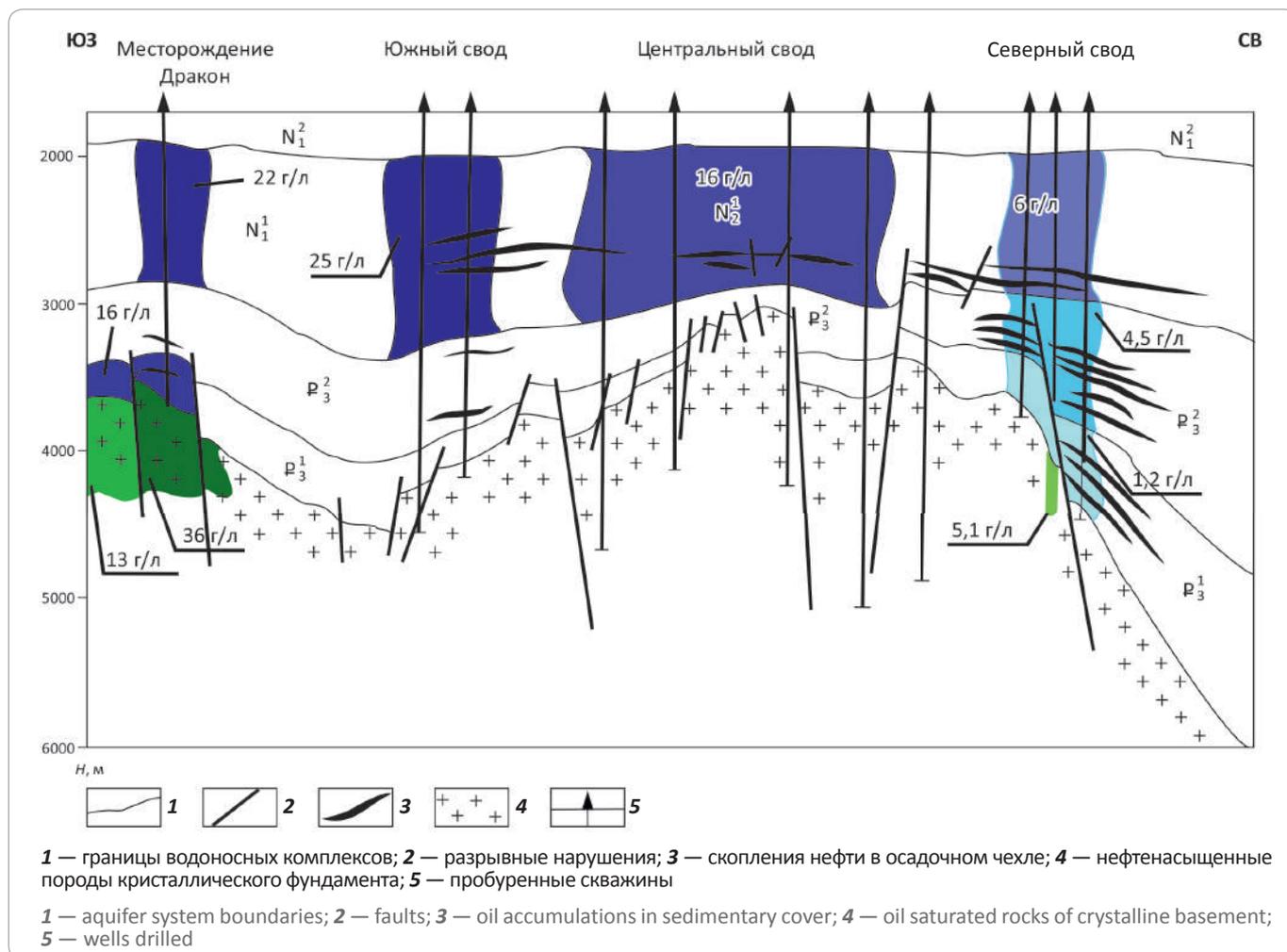
песчаников и глинистых прослоев со значительной долей мелководных лагунных фаций.

Химический состав вод осадочного чехла и некоторые характерные соотношения компонентов приведены в табл. 7. Видно, что общая минерализация вод возрастает от 3,2–12,9 г/л (при средней 5,9 г/л) на Северном своде до 17–18 г/л на Центральном (см. табл. 7). В этом же направлении изменяется тип вод с гидрокарбонатно-натриевого (ГКН) на хлоркальциевый (ХК) (по классификации В.А. Сулина). Значение коэффициента rNa/rCl пластовых вод на Северном своде составляет 1,1, на Центральном — 0,72 (см. табл. 7).

Таким образом, минерализация пластовых вод осадочного чехла уменьшается сверху вниз по разрезу (Северный свод), а также в направлении от Центрального свода к Северному, т. е. в противоположном направлении, чем следовало бы ожидать в «нормальном» разрезе осадочного чехла. Одновременно с уменьшением минерализации наблюдается абсолютное и относительное увеличение содержания HCO₃-иона: от 3,3 экв.% в водах нижнемиоценовых отложений Центрального свода до 19,1–21,8 экв.% в водах олигоценых отложений Северного свода (см. табл. 7). Подобную направленность изменения минерализации нельзя объяснить структурными особенностями, так как Северный свод более погружен, чем Центральный, а также особенностями осадконакопления, так как песчаники во всех водоносных горизонтах представлены достаточно однообразными плохо сортированными мелководными фациями. Остается предположить, что в данном случае наблюдается проявление инверсионного разреза (рис. 2).

Рис. 2. Геолого-гидрохимический разрез месторождений Белый Тигр и Дракон (по [16] с дополнениями)

Fig. 2. Geological and hydrochemical cross-section of the White Tiger and Dragon fields (from [16] with additions)



Из кристаллических пород фундамента месторождения притока воды не было обнаружено за весь период разработки, за исключением одного случая получения попутно добываемой минерализованной воды на глубине 4493 м (скв. 110) из изолированного блока фундамента, куда не поступала морская вода, закачиваемая для поддержания пластового давления. Эта вода по всем параметрам резко отличалась как от пластовых вод в вышележающих осадочных комплексах (см. табл. 4, 7), так и от морской воды, закачиваемой в скважины месторождения для поддержания пластового давления. Минерализация воды фундамента в среднем составляет 5,1 г/л, и хотя воды осадочного чехла имеют похожую низкую минерализацию, по компонентному составу существенно отличаются. В водах фундамента Cl–Na–Ca-состава содержание Cl-иона во всех пробах составляет 95–96 экв.% (см. табл. 4), содержание HCO₃⁻ и SO₄⁻ ионов не превышает 1,0–2,5 экв.%, а в водах олигоцен-

новых и нижнемиоценовых пород осадочного чехла резко (более чем в 10 раз) увеличивается содержание HCO₃⁻, SO₄⁻ ионов с соответствующим уменьшением содержания Cl-иона. Генетический коэффициент rNa/rCl для воды фундамента изменяется в пределах 0,80–0,89, для вод осадочного чехла он всегда > 1. Таким образом, одновременно низкие значения минерализации и значения отношения rNa/rCl < 1 не позволяют отнести воды фундамента месторождения Белый Тигр к захороненным седиментогенным. Вместе с тем эти воды обнаруживают большое сходство с высокотемпературными Cl–Na-термами областей современного вулканизма (см. табл. 4). Разница заключается в несколько большей минерализованности вод фундамента, а также увеличении содержания Ca²⁺ и уменьшении содержания (Na+K). Такие изменения ионного состава можно объяснить результатом взаимодействия гидротерм с минералами гранитоидов. Однако содержание HCO₃⁻, SO₄²⁻ ионов почти

аналогично. Также значения отношения rNa/rCl для $Cl-Na$ -терм и воды фундамента очень близки и составляют 1,0 и 0,89 соответственно. О принадлежности вод в фундаменте месторождения Белый Тигр к «остаточным» гидротермам свидетельствует и резко повышенное содержание бора (147,2 мг/л), что в 5–10 раз больше значений, фиксируемых в водах осадочного чехла, и практически аналогично содержанию бора в $Cl-Na$ -термах Камчатки (см. табл. 4). Отношение B/Br для вод фундамента составляет 20,4, что соответствует значению для современных гидротерм [7].

В расположенном вблизи от Белого Тигра, но значительно меньшем по запасам месторождении Дракон (см. рис. 2) притоки нефти были получены вместе с пластовыми водами [8]. Месторождение Дракон по разлому разделяется на две части (Центральную и Юго-Восточную), воды которых существенно отличаются по минерализации: на Юго-Восточном участке вскрыты воды меньшей минерализации (10–12 г/л), на Центральном участке – большей, до 36 г/л (см. рис. 2).

Воды Юго-Восточного участка принадлежат к ХК-типу (по классификации В.А. Сулина). Значение генетического коэффициента rNa/rCl составляет в среднем 0,73, что характеризует среднюю степень метаморфизма. Таким образом, низкое значение общей минерализации (среднее – 13,3 г/л) находится в противоречии с достаточно высокой степенью метаморфизма.

Воды Центрального участка относятся к ХК-типу (по классификации В.А. Сулина). Значение генетического коэффициента rNa/rCl составляет в среднем 0,46, что типично для очень высокой степени метаморфизма вод и слишком высокой для вод с минерализацией, почти равной минерализации морской воды (см. табл. 4). Абсолютные содержания бора и брома близки к содержанию этих элементов в осадочных горизонтах, однако отношение B/Br повышается до 1,97 (см. табл. 4).

Наблюдаемые соотношения компонентов химического состава и общей минерализации вод фундамента месторождения Дракон невозможно объяснить изменением первично морских вод, захороненных в кристаллических породах, так как увеличение доли Ca^{2+} в солевом комплексе до 30 экв.% (Юго-Восточный участок) и 54 экв.% (Центральный участок) не соответствует низким значениям минерализации, которые при таких содержаниях Ca^{2+} должны были бы вырасти как минимум до 200 г/л. Видимо, подземные воды фундамента месторождения Дракон являются захороненными эндогенными водами, первичный состав которых, возможно, был близок к водам фундамента Белый Тигр, вскрытых скв. 110. Увеличение минерализации и относительной доли Ca^{2+} в водах фундамента Дракон, по сравнению с водами фундамента Белый Тигр, свидетельствует о более

длительном периоде взаимодействия этих вод с вмещающими породами, т. е. более раннем затухании гидротермальной деятельности на структуре Дракон, по сравнению со структурой Белый Тигр.

Нефтеносность двух блоков месторождения Дракон сильно отличается: основная нефтеносность приурочена к Юго-Восточной части структуры, тогда как на Центральном блоке получены лишь непромышленные притоки. Соответственно, в менее нефтеносной части попутные воды имели значительно большую минерализацию и большее содержание иона Ca^{2+} . Таким образом, можно сделать вывод, что чем более минерализованные воды поступают из фундамента, тем менее он нефтеносен.

Формирование залежей УВ в осадочном чехле и в фундаменте

С позиции поступления УВ в осадочный чехол в результате восходящей вертикальной миграции следует, что глубинный однофазный флюид при движении к поверхности разделяется на газовую, нефтяную и водную фазы. Причем водная фаза представлена двумя составляющими: конденсатом глубинного пара (слабоминерализованные HCO_3-Na -воды) и более минерализованным $Cl-Na$ -раствором.

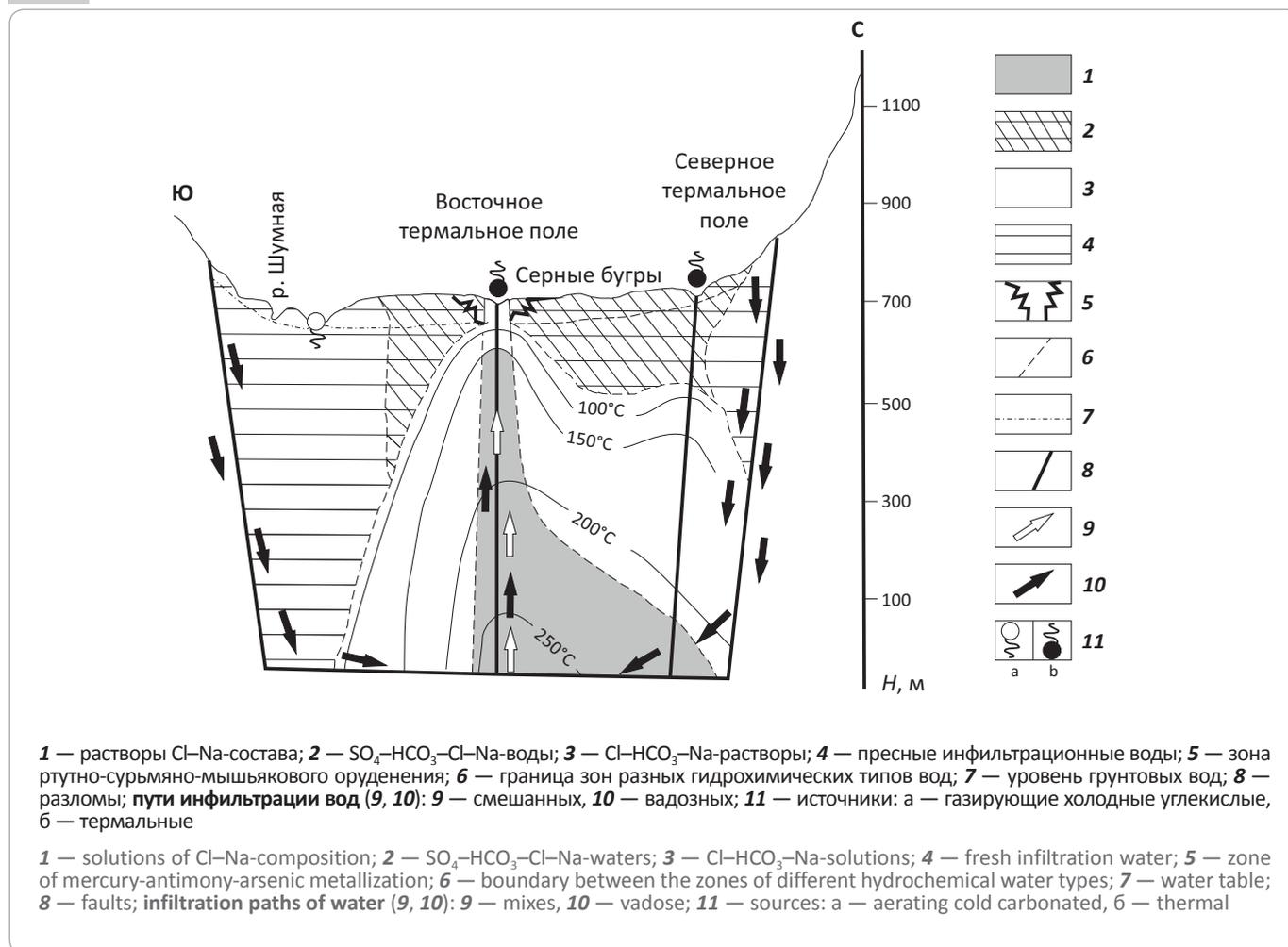
Аналогом формирования нефтяного месторождения по предложенной схеме является гидрoхимическая зональность кальдеры вулкана Узон [5], в которой наблюдается поверхностное высачивание нефти, выносимой углекислыми HCO_3-SO_4-Na -водами. В более глубоких частях кальдеры снизу их «подпирают» $Cl-Na$ -термы (рис. 3).

Объяснение происхождения нефти Узона «пропариванием» иловых отложений высокотемпературными водами [12] сомнительно вследствие ничтожной толщины этих отложений (20–30 см) и низкого содержания в них $C_{орг}$ (0,2–1,4 %), в то время как основные озерные осадки посткальдерного комплекса представлены мощной (несколько сотен метров) толщей пеплово-пемзовых туфов кислого состава. В подтверждение осадочного происхождения этой нефти приводится сходство биомаркеров экстракта из осадочных отложений и нефти [12]. Однако в работе К.С. Иванова [4] экспериментально доказано, что при миграции искусственно синтезированных УВ через органоглинистые породы эти изначально абиогенные УВ насыщаются всем комплексом содержащихся в породе УВ, в том числе высокомолекулярных и циклических, которые относят к биомаркерам. Таким образом, присутствие биомаркеров в природных нефтях не является бесспорным доказательством органического происхождения нефти.

Если принять, что сначала по разломам перемещаются в осадочный чехол газы, нефть и почти пресные HCO_3-Na -воды, имеющие преимущественно

Рис. 3. Модель-схема гидрохимической зональности гидротермальной системы кальдеры Узон [8]

Fig. 3. Schematic model of hydrochemical zoning of hydrothermal system in the Uzon caldera [8]



эндогенное происхождение, а затем эндогенные соленые растворы Cl-Na-состава, то можно рассмотреть последствия этого процесса для прогноза нефтеносности фундамента с гидрохимической точки зрения.

Гидрохимические признаки нефтеносности фундамента

Во многих случаях нефтеносности фундамента в вышележающих породах осадочного чехла фиксируется проявление гидрохимической инверсии. Это отмечается как в Западной Сибири (Красноленинский и Сургутский своды), так и на шельфе Южного Вьетнама, где над нефтеносными гранитоидами структуры Белый Тигр в низах осадочного чехла отмечается инверсия гидрохимической зональности, которая отсутствует на соседних структурах, где фундамент или не имеет признаков нефтеносности, или слабонефтеносный (структура Дракон) (см. рис. 2).

На основе результатов термодинамического моделирования авторы работы [13] приходят к выводу,

что инверсионные воды могут сохранять свой гидрохимический облик (прежде всего, высокое содержание $\text{HCO}_3\text{-иона}$) только в условиях системы, открытой по CO_2 , т. е. в условиях постоянного и избыточного поступления углекислого газа. В случае прекращения поступления CO_2 состав вод переходит в Cl-Ca, так как Ca^{2+} , накапливающийся в результате концентрирования растворов в закрытой системе, осаждает $\text{HCO}_3\text{-ион}$.

Этот вывод объясняет отсутствие $\text{HCO}_3\text{-Na}$ -оторочки вокруг нефтяных месторождений древних платформ, пластовые воды которых представлены исключительно хлоридными рассолами — даже если $\text{HCO}_3\text{-Na}$ -воды поступали в осадочный чехол в результате вертикальной миграции, они не сохранились в условиях отсутствия притока CO_2 .

Активная генерация CO_2 (метаморфогенный CO_2) свойственна молодым тектонически активным геологическим структурам. В газопаровых выбросах современных вулканов углекислый газ преобладает.

Таблица 8. Примеры взаимосвязи нефтеносности и обводненности фундамента

Table 8. Examples of basement oil and water content relationship

Характеристика поступающих растворов	Месторождение Белый Тигр, гранитоидный фундамент, K ₂	Месторождение Дракон, гранитоидный фундамент, K ₂ , Юго-Восточный участок	Месторождение Дракон, гранитоидный фундамент, K ₂ , Центральный участок	Волго-Уральский НГБ, Ромашкинское месторождение, кристаллический фундамент, AR	Татарский свод
Притоки воды	Нет	Есть	Есть	Есть	Есть
Минерализация поступающих вод, г/л	–	13,3	35,6	333,4	~300 г/л
Нефтеносность	Дебиты до 1000 т/сут	Дебиты 30–300 т/сут	Отдельные непромышленные притоки	Нет	Нет

Однако резкое преобладание CO₂ (до 95 %) в составе высокотемпературных эндогенных газов и сокращение практически до нулевого значения содержания прочих глубинных газов (HCl, SO₂, H₂ и др.) характерно для низкотемпературного состава газовой смеси (T < 300–400 °C), соответствующего заключительному этапу вулканической и, соответственно гидротермальной деятельности [18]. Из этого можно заключить, что снижение тектонической активности, сопровождающееся сокращением количества поступающего в подземные воды CO₂, должно приводить к исчезновению зон гидрохимической инверсии.

Вслед за нефтью и HCO₃–Na-водами к поверхности перемещаются и хлоридные воды (см. рис. 3). Поэтому, если из фундамента вместе с нефтью начинает поступать соленая вода или рассолы, то это означает, что гидротермальная деятельность остановилась, а следовательно, прекратил свое существование очаг УВ-подпитки. И скорее всего, основная масса нефти уже переместилась в осадочный чехол. Данный вывод подтверждается сравнением известных фактов наличия/отсутствия нефти в фундаменте и притоков из фундамента вод различной минерализации (табл. 8), которые свидетельствуют о том, что чем более обводнен фундамент и чем более концентрированными рассолами представлены эти воды, тем менее он нефтеносен. Эта закономерность подтверждается результатами нефтепоисковых работ: а) месторождение Белый Тигр содержит большие запасы (500 млн т) безводной нефти; б) на месторождении Дракон оцененные запасы на порядок меньше, причем нефть получена в основном на Юго-Западном участке, на котором минерализация попутных вод составляет 10–12 г/л, а на Центральном — только отдельные непромышленные притоки (минерализация попутных вод ~36 г/л); в) из фундамента Ромашкинского месторождения и Татарского свода нефть не получена, несмотря на большое число пробуренных поисковых скважин. Последнее главным

образом относится к Татарскому своду, на котором в течение нескольких лет велись целенаправленные работы по поиску нефти в фундаменте, однако получены отрицательные результаты.

Заключение

Солевой комплекс безводных нефтей заставляет считать, что нефть имеет глубинное эндогенное происхождение и перемещается в осадочный чехол снизу вверх от фундамента в составе первоначально однофазного водо (паро)-УВ-флюида.

Перемещение глубинного раствора по разломам в область более низких давлений сопровождается вскипанием и разделением флюида на газовую, нефтяную и водную составляющие. Газовая часть состоит не только из газов (преимущественно CH₄, H₂ и CO₂), но и из водяного пара, при конденсации которого образуются маломинерализованные (M < 1 г/л) HCO₃–Na-воды. Более минерализованная часть первичного флюида представлена слабыми солевыми растворами с минерализацией < 8–10 г/л и Cl–Na-состава.

Нефть перемещается в составе маломинерализованного HCO₃–Na-раствора с близкой плотностью. Более минерализованный раствор поступает следом и может не достичь осадочного чехла. В этом случае, в условиях закрытой системы, он концентрируется и образует Cl–Ca–Na-высокоминерализованные рассолы, вскрываемые на кристаллических щитах и в фундаменте артезианских бассейнов. Если гидротермальная деятельность прекратилась недавно, о чем свидетельствует сохранение зон гидрохимических инверсий в водоносных горизонтах осадочного чехла, то фундамент может быть потенциально нефтеносен, так как, возможно, еще не вся нефть переместилась в осадочный чехол.

Если в осадочном чехле наблюдается нормальный гидрохимический разрез, т. е. минерализация

вод закономерно повышается с глубиной и пластовые воды нефтяных месторождений представлены исключительно ХК-рассолами, то нефтеносность фундамента маловероятна.

Поступление же из фундамента рассолов ХК- типа, которые по генетическим коэффициентам не могут быть отнесены к седиментационным рассолам, а являются наиболее концентрированной частью первично однофазного глубинного флюида, можно считать однозначным признаком отсутствия нефти в фундаменте, так как она уже давно перешла в осадочный чехол, а полости фундамента заняли эндогенные рассолы, поднявшиеся к поверхности и сконцентрировавшиеся в закрытой системе вмещающих пород.

Возраст фундамента также должен иметь значение. Чем моложе кристаллическая структура, тем больше вероятность сохранения в ней глубинной нефти, что связано с большей вероятностью наличия гидротермальной деятельности. Сохранение же

нефтяных скоплений в древних (AR, PR) консолидированных фундаментах маловероятно.

Если фундамент и осадочный чехол не изолированы друг от друга покровной и между их водами есть гидродинамическая связь, что может подтверждаться близостью их гидрохимических характеристик, то это также неблагоприятно для сохранения нефти в фундаменте, так как, по закону движения флюида в область более низких давлений и температур нефть будет стремиться перемещаться в осадочный чехол.

Эти критерии не относятся к поиску месторождений нефти в интервалах осадочного чехла, сохранивших поровую проницаемость. Даже если скопления УВ были сформированы в результате вертикальной миграции с последующим распространением по пласту, они сохранятся в застойных условиях пластовых хлоридных рассолов, в то время как следы миграции углекислых флюидов уничтожены катагенными преобразованиями.

Литература / References

1. Арсанова Г.И. К вопросу о происхождении перегретых хлоридно-натриевых вод молодых вулканических областей // Гидротермальные минералообразующие растворы областей активного вулканизма. – Новосибирск : Наука, 1974. – С. 14–22.
Arsanova G.I. More on the origin of overheated sodium chloride waters in the young volcanic areas. In: Gidrotermalnye mineraloobrazuyushchie rastvory oblastej aktivnogo vulkanizma. Novosibirsk: Nauka; 1974. P. 14–22.
2. Аширов К.Б., Данилова Н.И. О характере погребенных вод нефтяных месторождений среднего Поволжья // Геология и разработка нефтяных месторождений: Тр. Гипровостокнефть. – М. : Недра, 1967. – Вып. 11. – С. 17–32.
Ashirov K.B., Danilova N.I. On the nature of connate water in the Middle Volga oil fields. Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdenij: Tr. Giprovostokneft. Moscow: Nedra; 1967. Vol. 11. P. 17–32.
3. Всеволожский В.А., Киреева Т.А. Гидрогеодинамика процессов нефтегазообразования // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина (18–22 октября 2010 г.). – М. : ГЕОС, 2010. – С. 105–109.
Vsevolozhskij V.A., Kireeva T.A. Hydrodynamics of petroleum generation processes. In: Degazatsiya Zemli: geotektonika, geodinamika, geoflyuidy, nef't' i gaz: materialy Vserossijskoj konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem, posvyashchennoj 100-letiyu so dnya rozhdeniya akademika P.N. Kropotkina (18–22 October 2010). Moscow: GEOS; 2010. P. 105–109.
4. Иванов К.С., Федоров Ю.Н., Петров Л.А., Шишмаков А.Б. О природе биомаркеров нефтей // ДАН. – 2010. – Т. 432. – № 2. – С. 227–231.
Ivanov K.S., Fedorov Yu.N., Petrov L.A., Shishmakov A.B. On the nature of oil biomarkers. DAN. 2010;432(2):227–231.
5. Карпов Г.А., Ильин В.А. Онтогенез гидротермального процесса. – Владивосток : Дальнаука, 2005. – 158 с.
Karpov G.A., Il'in V.A. Ontogeny of hydrothermal process. Vladivostok: Dalnauka; 2005. 158 p.
6. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М. : Орбита-М, 2004. – 426 с.
Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. Salt formation during oil production. Moscow: Orbita-M; 2004. 426 p.
7. Киреева Т.А. К методике оценки эндогенной составляющей глубоких подземных вод // Вестник МГУ. Серия 4, Геология. – 2009. – № 1. – С. 54–57.
Kireeva T.A. On the methodology of endogenetic component in deep subsurface water. Vestnik MGU. Seriya 4, Geologiya. 2009;(1):54–57.
8. Киреева Т.А. Воды фундамента и осадочного чехла шельфа Южного Вьетнама // Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность Южного шельфа Вьетнама. – М. : Недра, 2010. – С. 171–194.
Kireeva T.A. Water of basement and sedimentary cover in Southern Vietnam shelf. In: Granitoidnye kollektory i neftegazonosnost Yuzhnogo shelfa Vyetnama. Moscow: Nedra; 2010. P. 171–194.
9. Киреева Т.А. Генезис подземных вод месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама), в связи с нефтегазоносностью // Вестник МГУ. Серия 4, Геология. – 2010. – № 4. – С. 35–40.
Kireeva T.A. Genesis of subsurface water in the White Tiger field (Southern Vietnam shelf) in the context of hydrocarbon potential. Vestnik MGU. Seriya 4, Geologiya. 2010;(4):35–40.
10. Киреева Т.А., Бычков А.Ю. Новый метод диагностики конденсационных вод нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 103–108.
Kireeva T.A., Bychkov A.Yu. New method of water of condensation diagnostics in West Siberian oil and gas fields. Geologiya nef'ti i gaza. 2011;(2):103–108.
11. Киреева Т.А., Буданова Д.И. Роль вертикальной миграции высокотемпературных флюидов в формировании пластовых вод нефтегазовых месторождений на севере Западно-Сибирского бассейна // Вестник МГУ. Серия 4, Геология. – 2013. – № 3. – С. 38–46.

GEOCHEMICAL SURVEYS

Kireeva T.A., Budanova D.I. Role of high-temperature fluid vertical migration in formation water occurrence within the oil and gas fields of northern West Siberian basin. *Vestnik MGU. Seriya 4, Geologiya*. 2013;(3):38–46.

12. Конторович А.Э., Бортникова С.Б., Карпов Г.А., Каширцев В.А., Костырева Е.А. Кальдера вулкана Узон (Камчатка) — уникальная природная лаборатория современного нефтидогенеза // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52. — № 8. — С. 986–990.

Kontorovich A.E., Bortnikova S.B., Karpov G.A., Kashirtsev V.A., Kostyrev E.A. Caldera of the Uzon volcano (Kamchatka) as a unique natural laboratory of modern naphtidogenesis. *Geologiya i geofizika*. 2011;52(8):986–990.

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

Krajnov S.R., Ryzhenko B.N., Shvets V.M. Geochemistry of subsurface water. Moscow: Nauka; 2004. 677 p.

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

Krasintseva V.V. On boron accumulation in mineral water as a result of its release from sedimentary rocks. In: O.K. Lange, ed. *Problemy gidrogeologii*. Moscow: Gosgeoltekhizdat; 1960. P. 287–298.

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

Lagunova I.A. Reduced-salinity water in deep zones of sedimentary basins: conditions of occurrence and features of formation. *Sov. geologiya*. 1979;(2):48–62.

16. Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенбергер Ю.П., Абукова Л.А., Леухина О.И. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. — М. : ГЕОС, 2007. — 245 с.

Mulyak V.V., Poroshin V.D., Gattenberger Yu.P., Abukova L.A., Leukhina O.I. Hydrochemical methods of analysis and control over oil and gas field development. Moscow: GEOS; 2007. 245 p.

17. Набоко С.И. Химические типы вулканических вод // Состав и генезис минералообразующих гидротермальных растворов областей активного вулканизма. — Новосибирск : Наука, 1974. — С. 8–14.

Naboko S.I. Chemical types of volcanic water. In: *Sostav i genezis mineraloobrazuyushchikh gidrotermal'nykh rastvorov oblastej aktivnogo vulkanizma*. Novosibirsk: Nauka; 1974. P. 8–14.

18. Соколов В.А. Геохимия природных газов. — М. : Недра, 1971. — 336 с.

Sokolov V.A. Geochemistry of natural gases. Moscow: Nedra; 1971. 336 p.

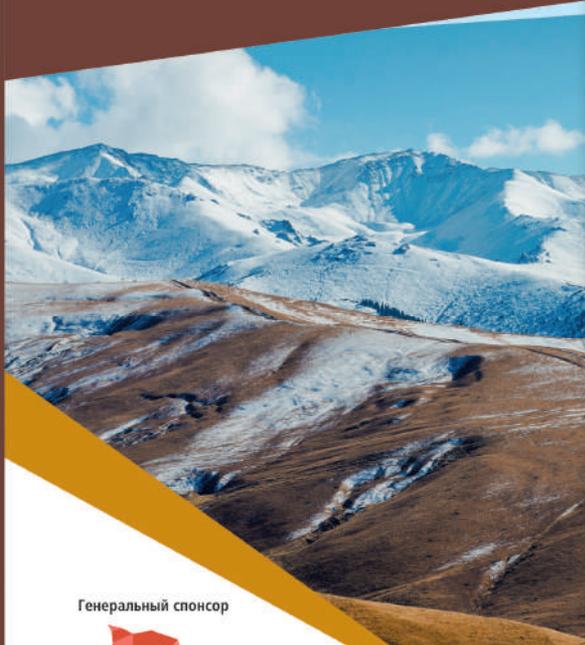
19. Тиен Х.Д. Гидрогеологические условия месторождения Белый Тигр // Тез. докл. II конференции НИПИморнефтегаз. — Вунгтау, 1998. — С. 103–119.

Tien H.D. Hydrogeological settings of the White Tiger field. *Tez. dokl. II konferentsii NIPImorneftegaz*. Vung Tau; 1998. P. 103–119.

20. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции // Геофизика. — 2007. — № 4. — С. 49–60.

Timurziev A.I. Creation of new petroleum geology paradigm on the basis of structural and fluid flow model for hydrocarbon generation and accumulation. *Geofizika*. 2007;(4):49–60.

EAGE

SATBAYEV
UNIVERSITY

Генеральный спонсор

14-я научно-практическая конференция и выставка
Алматы, Казахстан ■ 23–27 апреля 2018 года**Конференция**

От теоретических основ к практическим вопросам применения геофизических методов исследования

Выставка

Все новинки геофизического оборудования и программного обеспечения в выставочных залах и на полевой демонстрации аппаратуры

Бесплатные курсы для всех участников конференции

- Сейсморазведочные исследования в целях обоснования и сопровождения горных работ
- Межскважинное сейсмическое просвечивание (МСП) и вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)
- Импульсная индуктивная электроразведка при решении задач инженерной и рудной геофизики

Круглый стол

Взаимодействие сейсмологов, изыскателей и проектировщиков при проектировании ответственных/уникальных сооружений

Студенческая гео-викторина

Создайте команду из 3-х студентов или аспирантов и выиграйте право на бесплатное участие в ежегодной конференции и выставке EAGE в Копенгагене.

Льготная регистрация —
до 1 марта 2018 года!

www.eage.ru