

УДК 551.2.03

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art35

ЭВОЛЮЦИЯ ГЛУБИННОГО ФЛЮИДА КАК ОСНОВА ПРОГНОЗА НЕФТЕНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА

Киреева Т.А., МГУ имени М.В. Ломоносова

E-mail: ta_kireeva@mail.ru

Аннотация. Обосновывается вертикальная миграция нефтяных углеводородов (УВ) из фундамента в осадочный чехол в составе эндогенного флюида. Рассматриваются условия разделения глубинного флюида на нефтяную и водную составляющие, которая представлена маломинерализованными $\text{HCO}_3\text{-Na}$ водами и слабыми Cl-Na рассолами, а также гидрохимические последствия перемещения УВ в составе углекислого $\text{HCO}_3\text{-Na}$ раствора, с последующим поступлением Cl-Na раствора к поверхности фундамента и в низы осадочного чехла. Предлагается считать зоны гидрохимических инверсий в осадочном чехле поисковым признаком на наличие скоплений УВ в глубоких частях осадочного чехла и в фундаменте, а поступление рассолов из фундамента – отрицательным показателем его нефтеносности.

Ключевые слова: миграция углеводородов, глубинные гидрокарбонатно-натриевые воды, инверсионный разрез, рассолы, нефтеносность фундамента.

THE EVOLUTION OF A DEEP FLUID AS THE FUNDAMENTAL OF BASEMENT OIL BEARING PREDICTION

Kireeva T.A., Lomonosov Moscow State University

E-mail: ta_kireeva@mail.ru

Abstract. The vertical migration of petroleum hydrocarbons (HC) from the basement to the sedimentary cover as a part of endogenous fluid is substantiated. The conditions for the separation of deep fluid into oil and water components, which are represented by low-mineralized $\text{HCO}_3\text{-Na}$ waters and weak Cl-Na brines, are considered, as well as the hydrochemical consequences of the movement of hydrocarbons in the carbon dioxide $\text{HCO}_3\text{-Na}$ solution, followed by the addition of Cl-Na solution to the basement surface and in the bottoms of the sedimentary cover. It is proposed to consider the zones of hydrochemical inversions in the sedimentary cover as a prospective guide for the presence of hydrocarbon accumulations in the deep parts of the sedimentary cover and in the basement, and the intake of brines from the basement is a negative indicator of its oil content.

Keywords: hydrocarbon migration, deep hydrocarbonate-sodium waters, inversion cross-section, brines, basement oil-bearing capacity.

Сложность проблемы прогноза нефтеносности глубокозалегающих, трещинных коллекторов приводит к большому числу малодебитных и «сухих» скважин, получаемых при разработке залежей в нижних частях осадочного разреза и в породах фундамента. В связи с этим, целью данной работы ставится выявление гидрохимических показателей наличия УВ залежей в глубоких частях нефтегазоносных бассейнов, которые прослеживаются в пластовых водах вышележающих отложений, а также гидрохимические характеристики вод фундамента, которые могут характеризовать его потенциальную нефтеносность.

В теоретической предпосылке прогноза будем исходить из того, что миграция УВ всегда происходит в среде газоводного 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 «микронепти» должно происходить в составе отжимающихся поровых вод глинистых пород, которые по теоретическим представлениям и имеющимся опытным данным имеют солевой комплекс, представленный системой: $\text{Cl-SO}_4\text{-HCO}_3\text{-Na-Mg-Ca}$. Из опытов по отжиму поровых растворов глинистых пород известно, что они имеют Cl-Na-Ca-Mg состав очень близкий составу большинства глубоких пластовых рассолов.

Согласно представлениям о перемещении «микронепти» в составе глубинного эндогенного флюида, представляющего собой воду в надкритическом состоянии, насыщенную CO_2 , C_nH_m , H_2 , N_2 , He , анионная часть солевого комплекса данной системы теоретически должна быть существенно гидрокарбонатной вследствие растворения CO_2 , т.к. прочие газы образуют с водой молекулярные растворы.

Ответ на вопрос о химическом составе глубинных растворов, в которых происходит перенос УВ, может дать изучение неорганических компонентов нефтей и, прежде всего, комплекса воднорастворимых солей. Сами нефти практически не способны растворять соли, поэтому присутствие последних в безводных нефтях обычно объясняется присутствием погребенных вод. Таким образом, состав воднорастворимых солей нефтей должен отражать как обстановку формирования «свободной» нефти, так и состав вод, в

которых осуществляется ее первичная (капельно–жидкая) миграция. По результатам многих тысяч анализов безводных нефтей различных регионов было установлено [1], что нефти, не ощущающие влияния законтурных рассольных вод, имеют в составе солевых вытяжек не более 40–54%–экв. Cl–иона, отношение rSO_4/rCl около 1, а $rHCO_3/rCl$ в пределах 0,2–0,75. В то же время, в пластовых водах содержится обычно около 98%–экв. Cl–иона, а отношения rSO_4/rCl и $rHCO_3/rCl$ составляют около 0,005. Аналогичные исследования солей безводных нефтей кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама) показали, что их солевой комплекс является сульфатно–гидрокарбонатным или полностью гидрокарбонатным, с полным отсутствием Cl–иона [2]. Данный анионный состав водной вытяжки совершенно необъясним с точки зрения поступления «микронейфти» в коллектор в составе порового раствора, т.к. 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 проходка по кристаллическим породам превышала 1,5 км), отсутствие хлоридов в нефтях фундамента месторождения Белый Тигр заставляет предположить, что флюид, содержащий «микронейфть», при заполнении коллектора не контактировал ни с поровыми водами осадочных пород, ни с пластовыми водами, содержащими 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, для нефтей, наиболее близких к фундаменту и для нефтей тектонически активных регионов. Можно предположить, что первичная нефть во всех рассмотренных случаях мигрировала снизу, от фундамента в составе газо–парового углекислого флюида. И чем длиннее был путь, пройденный УВ флюидом до мест скопления нефти, т.е. чем длительнее его контакт с осадочными породами и их поровыми водами, тем более хлоридным становился раствор.

Перемещение глубинного эндогенного флюида, должно сопровождаться его изменением по мере продвижения в более низкие Р–Т условия: однородная газо–водо–нефтяная смесь будет разделяться по плотности на газовую, нефтяную и водную фазы.

Изменение химического состава водной части глубинного флюида можно проследить по результатам изучения вулканических вод (газо–паровые выбросы вулканов и воды гейзеров). Установлено, что глубинный флюид при продвижении к поверхности разделяется на маломинерализованные SO_4-HCO_3-Na воды и более минерализованную

часть – Cl–Na раствор, что связано с изменением химического состава растворов при снижении давления [3]. Вскипание высокотемпературных вод в разломных зонах при снижении давления и сохранении высокой температуры, сопровождается парообразованием и дегазацией. При этом компоненты вещественного состава гидротерм перераспределяются между паровой и жидкой фазами: в жидкой фазе возрастает концентрация солей. Конденсат пара, образующийся в верхних частях осадочного разреза, имеет низкую минерализацию (до 1 г/л) и $\text{HCO}_3\text{--Na}$ или $\text{SO}_4\text{--HCO}_3\text{--Na}$ состав, что связано с его обогащением растворенными газами (преимущественно CO_2 и $\text{SO}_2\text{+SO}_3$). О составе же глубинного раствора можно судить по составу так называемых перегретых (температура на выходе $>100^\circ\text{C}$) Cl–Na терм вулканических областей. Эти воды, которые большинством исследователей [3, 4, 5] признаются как наименее измененные, полнее всего отражающие особенности глубинного флюида, отторгающегося при дегазации кристаллизующихся на глубине магматических тел (или мантии?), представляют собой слабый ($M < 2\text{--}8$ 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 углеводородные газы. Характерны высокие концентрации Si, B, K, Li, Cs, Rb, As, Sb и др.

Следовательно, при перемещении глубинного флюида из фундамента в осадочный чехол должна формироваться последовательность (сверху вниз): газ – нефть – маломинерализованные $\text{HCO}_3\text{--Na}$ 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.

Маломинерализованные (4–12 г/л) $\text{HCO}_3\text{--Na}$ воды, так называемые глубинные инверсионные, действительно являются гидрохимическим фоном нефтяных залежей в низах осадочного чехла (Западная Сибирь) и в молодых тектонических структурах (Сахалин). 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 , т.к. выделение углекислого газа и воды свойственны различным процессам и могут сопровождать, как дегидратацию глин и катагенное преобразование ОВ, с образованием «микронефти», так и глубинные термометаморфические и магматические процессы. Подавляющее большинство геологов–нефтяников считают эти воды производными процессов нефтегенерации, т.е.

образующимися в результате дегидратации глин (образование «возрожденных» практически пресных воды) и термодеструкции рассеянного ОВ (образование CO₂). Этим взглядам противоречит известная связь глубины залегания инверсионных вод и содержания в них HCO₃-иона с величиной геотермического градиента и тектонической активностью структуры [6], которая заключается в том, что чем больше геотермический градиент, тем ближе к поверхности залегают инверсионные воды. Так же с позиции элизионного 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. Показано [7], что относительное, по сравнению с хлором и бромом, увеличение содержания бора в высокотемпературных водах связано с особенностями его гидрохимии: а) с резким увеличением растворимости боратов при повышении температуры, по сравнению с хлоридами и бромидами; б) с преимущественным переносом соединений бора в паровой фазе, по сравнению с бромидами и хлоридами, что подтверждено термодинамическим моделированием химического состава конденсатных вод [8]; в) с эффективной отгонкой бора из вмещающих пород при воздействии высокотемпературных вод и пара. Таким образом, увеличение В/Br отношения в пластовых водах является свидетельством поступления в водоносные горизонты высокотемпературных газопаровых флюидов.

Но основным гидрохимическим фоном нефтегазовых залежей на глубинах 2–4 км являются метаморфогенные (седиментогенные) рассолы. Они представляют собой высокоминерализованные ($M > 50-100$ г/л), Cl–Na или Cl–Ca–Na растворы. В составе катионов значительную долю составляет Ca²⁺, становясь преобладающим в наиболее концентрированных рассолах. Одновременно уменьшается, до полного исчезновения, содержание SO₄²⁻ и Mg²⁺. Происхождение подобных рассолов до сих пор является дискуссионным. Большинство геологов придерживается гипотезы М.Г. Валяшко о том, что первичной основой пластовых рассолов является концентрирование морской воды в солеродных бассейнах, которая затем захороняется вместе с вмещающими породами и подвергается геохимической метаморфизации в ходе дальнейшей геологической эволюции. Если суммировать те геохимические явления, которые происходят на стадиях катагенеза и называются метаморфизацией рассолов, то они приводят к двум основным последствиям: а) уменьшение концентрации сульфатов; б) замена Mg²⁺ и части Na⁺,

преобладающих в первичных рассолах, на Ca^{2+} . Среди гидрохимических показателей, характеризующих эти рассолы, следует назвать кислую реакцию среды ($\text{pH} < 6$, до 4–5), низкие значения отношения rNa/rCl ($< 0,85$, до 0,5), отношение $\text{Cl/Br} < 300$ (до 50–80), отношение V/Br близко к значениям для океанической воды (около 0,1).

С углублением промышленного бурения выяснилось, что концентрированные рассолы ($\text{M} > 300$ г/л) поступают не только из осадочных пород, но и из пород фундамента и даже кристаллических щитов (Канадский, Балтийский). По данным термодинамического моделирования [9] установлено, что в закрытых гидрогеохимических системах в процессе длительного взаимодействия воды с кристаллическими породами возможно формирование Cl-Na-Ca(Mg) рассолов с $\text{M} < 150$ г/л, при этом для формирования рассолов достаточно кларковых содержаний Cl , Na , Ca , Mg в кристаллических породах. Для образования же рассолов с $\text{M} > 150$ г/л в кристаллических породах необходимо существование внешнего источника хлора. По мнению авторов [9], таким источником могут быть седиментогенные рассолы, перетекающие из смежных осадочных бассейнов. Однако, в связи с чрезвычайно низкой проницаемостью кристаллических пород в глубоких частях массива и наличия там условий весьма затрудненного водообмена, с гидродинамических позиций это представляется маловероятным. Эти противоречия снимаются, если принять за источник «недостающего» хлора эндогенный маломинерализованный Cl-Na раствор, который при сохранении в кристаллических породах в течение геологического времени концентрируется при взаимодействии с вмещающими породами.

Хлоридно–кальциевые рассолы, которые вскрываются на кристаллических щитах, а также поступают из фундамента платформ, особенного допалеозойского возраста, по некоторым показателям не могут быть отнесены ни к метаморфогенным (седиментогенным) рассолам, ни к рассолам растворения соленосных пластов. По теории седиментогенного происхождения хлоридных рассолов, изменения, происходящие при захоронении первично морских растворов в толще осадочных пород, сводятся, прежде всего, к уменьшению доли Mg^{2+} и увеличению относительного содержания Ca^{2+} и Br , одновременно с ростом минерализации. В исходных морских водах Cl/Br отношение равно 293, а отношение rNa/rCl около 0,85. В седиментогенных рассолах, с ростом $\text{M} > 200\text{--}250$ г/л, первое отношение уменьшается до 80–100, при одновременном уменьшении второго до 0,6–0,5. Многие рассолы кристаллических пород не

соответствуют седиментогенным рассолам по этим показателям. При различных значениях минерализации от 35 до 333 г/л, их отличает общая особенность: очень низкие значения rNa/rCl (до 0,22 в породах архейского фундамента Ромашкинского месторождения) и высокие значения отношения Cl/Br (до 1911 в кристаллических породах Балтийского щита), при значительном содержании Ca^{2+} (до 65–78 ‰-экв.). «Аномально» высокие концентрации Ca^{2+} , при достаточно низкой минерализации, могут объясняться растворением карбонатов пород содержащимся в глубинном растворе HCl , потому что эти рассолы обнаруживают определенное сходство с техногенными рассолами выщелачивания, которые образуются на нефтяных месторождениях при закачке в пласты растворов HCl – соляно–кислотные обработки (СКО). Отличительными признаками рассолов СКО являются высокая минерализация (до 300–350 г/л), присутствие Ca^{2+} в количестве >50‰-экв., высокие значения отношения Cl/Br (до 2000) и крайне низкие значения коэффициента rNa/rCl (до 0,2 и ниже) [10]. Высокое отношение Cl/Br в рассолах кристаллических пород может объясняться практически полным отсутствием брома в эндогенных водах, на что указывают высокие значения отношения V/Br в вулканических водах и гидротермах [7]. Отношение же V/Br в рассолах кристаллических пород может быть аномально высоким, по сравнению с пластовыми рассолами. Например, для рассолов фундамента Ромашкинского месторождения, месторождения Солтон–Си и фундамента структуры Дракон (шельф Южного Вьетнама) данный показатель составляет 14,8, 3,0 и 1,97 соответственно, что вполне соответствует этому показателю для гидротерм тектонически активных районов.

Вероятно, «родоначальником» крепких рассолов кристаллических щитов и пород фундамента является слабый солевой раствор, отторгающийся от кристаллизующихся гранитных плутонов или мантии (?). Оставаясь же в фундаменте или низах осадочного чехла, он неизбежно будет концентрироваться, с увеличением общей минерализации, содержания ионов Ca^{2+} и Cl^- , как показали результаты термодинамического моделирования по преобразованию солевых растворов в закрытых условиях вмещающих пород [9].

Если принять, что газы, нефть и почти пресные HCO_3-Na воды, имеющие преимущественно эндогенное происхождение, по разломам перемещаются в осадочный чехол, а за ними «подтягиваются» также эндогенные соленые растворы $Cl-Na$ состава, то

можно рассмотреть последствия этого процесса для прогноза нефтеносности фундамента с гидрохимической точки зрения.

Во многих случаях нефтеносности фундамента, в вышележающих породах осадочного чехла фиксируется проявление гидрохимической инверсии. Это проявляется, 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 без признаков нефтеносности, или слабо нефтеносен (структура Дракон). По результатам термодинамического моделирования авторы работы [9] приходят к выводу, что инверсионные воды могут сохранять свой гидрохимический облик (прежде всего, высокое содержание HCO_3 -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 , т.к. Ca^{2+} , накапливающийся в результате концентрирования растворов в закрытой системе, осаждает HCO_3 -ион. Это 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, также углекислый газ преобладает в газо-паровых выбросах современных вулканов [11]. Снижение тектонической активности, сопровождающееся сокращением количества поступающего в подземные воды CO_2 , должно приводить к исчезновению зон гидрохимической инверсии.

Вслед за нефтью и $\text{HCO}_3\text{-Na}$ водами к поверхности перемещаются и хлоридные воды. Поэтому, если из фундамента вместе с нефтью начинает поступать соленая вода или рассолы, то это означает, что гидротермальная деятельность прекратилась, а, следовательно, и 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 наличия притоков из фундамента вод различной минерализации (таблица 1), которые свидетельствуют о том, что чем более обводнен фундамент и чем более

концентрированными рассолами представлены эти воды, тем менее он нефтеносен. Последнее особенно относится к Татарскому своду, на котором в течение нескольких лет велись целенаправленные работы по поиску нефти в фундаменте, давшие полностью отрицательные результаты.

Таблица 1. Примеры взаимосвязи нефтеносности и обводненности фундамента.

Месторож- дение, структура/ Водоносность	Белый Тигр, гранито- идный фунда- мент, К ₂	Дракон, гранито- идный фунда- мент, К ₂ Юго- Восточный участок	Дракон гранито- идный фундамент, К ₂ Центральный участок	Волго- Уральский НГБ, Ромашкин- ское месторож- дение кристал- лический 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 непромьш- ленные притоки	нет	нет

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аширов К.Б., Данилова Н.И.* О характере погребенных вод нефтяных месторождений среднего Поволжья // Геология и разработка нефтяных месторождений. Труды Гипровостокнефть. Вып. 11. М.: Недра. 1967. С. 17–32;
2. *Киреева Т.А.* Генезис подземных вод месторождения Белый Тигр (шельф Ю. Вьетнама), в связи с нефтегазоносностью. // Вестник МГУ. Сер.4. Геология. 2010. № 4. С. 35–40.
3. *Набоко С.И.* Химические типы вулканических вод. // Гидротермальные минералообразующие растворы областей активного вулканизма. Новосибирск: Наука. 1974. С. 8–14.
4. *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.

5. *Карпов Г.А., Ильин В.А.* Онтогенез гидротермального процесса. Владивосток: Дальнаука. 2005. 158 с.
6. *Лагунова И.А.* Условия проявления и особенности формирования вод пониженной минерализации в глубоких зонах осадочных бассейнов // Сов. геология. 1979. № 2. С. 48–62;
7. *Киреева Т.А.* К методике оценки эндогенной составляющей глубоких подземных вод // Вестник МГУ. Сер.4. Геология. 2009. №1. С. 54–57.
8. *Киреева Т.А., Бычков А.Ю.* Новый метод диагностики конденсационных вод нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2011. № 2. С. 103–108.
9. *Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М.* Геохимия подземных вод. М.: Наука. 2004. 677 с.
10. *Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений.* М.: ГЕОС. 2007. 244 с.
11. *Соколов В.А.* Геохимия природных газов. М.: Недра. 1971. 336 с.