

Безводные нефтяные залежи: происхождение и морфология

Т.А. Киреева

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

E-mail: ta_kireeva@mail.ru

Рассматриваются особенности морфологии и состава вторичных минералов коллекторских зон месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама) и залежи в глинистых породах баженовской свиты Салымской площади Западной Сибири. Показано, что общим для этих месторождений является формирование коллектора в результате выщелачивающего воздействия высокотемпературных гидротерм. Генезис коллектора определяется по комплексу вторичных минералов, явно гидротермального происхождения, частично заполняющих каверны и трещины породы: самородное серебро – цинкистая медь – барит – ангидрит – каолинит – ломонтит (месторождение Белый Тигр) и сульфаты железа, алюминия, натрия и кальция – железо-алюминиевые квасцы, алуниит, ярозит, мирабилит, мелантерит, гипс (месторождение в породах баженовской свиты Салымской площади). Диагностика вторичных минералов установлена по результатам микронзондовых исследований ненарушенных образцов и анализа состава водных вытяжек из растертых образцов зерна. Видовой состав вторичных минералов свидетельствует о высокой температуре воздействовавших растворов, которая изменялась от 600 до 200°C в случае месторождения Белый Тигр, и в интервале 350–450°C в случае пород баженовской свиты. Гидротермальное изменение кристаллических пород с образованием вторичных глинистых минералов (каолинит, монтмориллонит, гидрослюда), цеолитов и минералов-сульфатов, которые являются кристаллогидратами, идет с поглощением породой огромных количеств воды (до $4 \cdot 10^8$ т воды на 1 км^3 измененной породы), с чем, возможно, связана безводность (отсутствие подошвенных вод) нефтяных месторождений, коллектор которых имеет гидротермальное происхождение. Возможно, что у нефтяных залежей в кристаллических породах с большой высотой нефтенасыщенных зон существуют сопутствующие воды гидротермального, а не седиментогенного генезиса, однако они залегают на значительных глубинах и не вскрываются бурением. О такой возможности свидетельствует обнаружение гидротермальной воды в фундаменте месторождения Белый Тигр на глубине 4493 м, по химическому составу и минерализации близкой к водам хлоридно-натриевых гидротерм Камчатки.

Ключевые слова: нефтяные залежи, кристаллические породы, коллектор, гидротермальный процесс, подошвенные воды, вторичные минералы

Для цитирования: Киреева Т.А. (2020). Безводные нефтяные залежи: происхождение и морфология. *Георесурсы*, 22(4), с. 15–21. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.15-21>

Введение

Подвляющее большинство нефтяных залежей нефтегазоносных бассейнов подстилаются пластовыми водами, которые в основном представлены двумя генетическими типами (по классификации В.А. Сулина): седиментогенными хлоридно-кальциевыми (ХК) рассолами и инверсионными гидрокарбонатно-натриевыми (ГКН) водами, причем рассолы резко преобладают. Крайне редко пластовые воды нефтегазовых залежей бывают представлены маломинерализованными водами инфильтрационного происхождения. Существование подстилающих пластовых вод является естественным условием формирования нефтяных скоплений с точки зрения осадочно-миграционной теории.

Однако существует категория нефтяных месторождений, у которых не обнаружены пластовые воды, т.е. при разработке которых воды не были получены за многолетний период эксплуатации на естественном режиме без поддержания пластового давления (ППД) закачкой воды. Эти залежи немногочисленны, и условия их формирования плохо изучены. К таким залежам относятся, например, нефтяная залежь в глинистых породах баженовской свиты (БС) Салымской площади и ряд других месторождений Западной Сибири, а также месторождение Белый Тигр

в кристаллических (гранитоидных) породах фундамента шельфа Южного Вьетнама. Общим для этих месторождений является то, что коллектор представлен гидротермально преобразованными зонами в кристаллических (месторождение Белый Тигр) или глинистых породах (БС, Салымская площадь). Также особенностью этих залежей часто являются высокие дебиты (более 1000 т/сут) нескольких (1–3 скважин), которые определяют до 90–95% всей добычи месторождения. Так, из скв. 15Р Ем-Еговского месторождения Западной Сибири за 10 лет эксплуатации добыто более 1 млн т безводной нефти, которая имеет тот же порядок, что и добыча из всех остальных добывающих скважин (около 100) этого месторождения. Опыт разработки подобных месторождений Западной Сибири позволил предложить термин «жильный коллектор» (Белкин, Медведевский, 1988), по аналогии с гидротермальными рудными жилами, подчеркивающий их основные морфологические свойства: большую высоту залежи при незначительных поперечных размерах, т.е. очень высокий вертикальный диапазон нефтеносности (до 1,5 км для месторождения Белый Тигр). Модель такого месторождения скорее похожа на модель жильного рудного месторождения.

Вопрос отсутствия подошвенных вод у таких месторождений не освещен в литературе, поэтому представляется полезным рассмотреть возникновение этой

особенности на примере месторождений Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама) и в баженовских породах Салымской площади Западной Сибири.

Под термином «безводные залежи» будем понимать нефтяные залежи, в которых не обнаружены свободные пластовые воды, а не лишённые связанных и рыхлосвязанных вод.

Геологическое строение месторождения Белый Тигр

В 1988 г. на месторождении Белый Тигр открыта крупная по запасам (500 млн т), высокопродуктивная (дебиты скважин более 1000 т/сут) залежь в гранитном массиве фундамента. Впервые в мире установлено наличие столь крупных скоплений углеводородов (УВ) в коренных породах фундамента. Геологическое строение данного месторождения подробно описано в многочисленных публикациях, среди которых одной из наиболее полных является работа (Гаврилов и др., 2010), поэтому здесь только напомним основные характеристики.

Месторождение Белый Тигр расположено в средней части центрального поднятия Меконгской впадины, стратиграфический разрез которой включает докайнозойский кристаллический фундамент и перекрывающие его терригенные отложения олигоцена, миоцена и плиоцен-четвертичного возраста. Толщина кайнозойского осадочного чехла меняется от 3000 м на локальных поднятиях до 8000 м в депрессиях. В палеогене в результате блоковых движений континентальной литосферы сформировались отдельные структуры – выступы кристаллического фундамента. Один из таких выступов – Белый Тигр – представляет собой горстообразную структуру, протянувшуюся в северо-восточном направлении в соответствии с общим структурно-тектоническим планом этого участка южно-вьетнамского шельфа. В строении месторождения выделяется два структурных этажа: докайнозойский кристаллический фундамент (меловой по определениям абсолютного возраста) и кайнозойский осадочный терригенный комплекс (рис. 1). В осадочном комплексе нефтеносными являются песчаники нижнего олигоцена и нижнего миоцена. Однако основная доля УВ сосредоточена в трещиноватых гранитоидах фундамента, дающих более 90% общей добычи.

В первых работах (Дмитриевский и др., 1990, 1992), посвященных генезису коллектора в гранитоидном

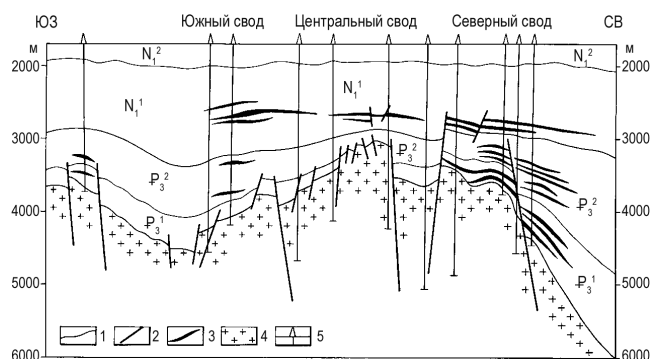


Рис. 1. Продольный разрез месторождения Белый Тигр, (по (Тиен, 1998) с дополнениями). 1 – границы водоносных комплексов; 2 – разрывные нарушения; 3 – скопления нефти; 4 – кристаллические породы фундамента; 5 – пробуренные скважины

фундаменте месторождения Белый Тигр, была установлена его гидротермальная природа, что доказывалось данными микроскопических и рентгеноструктурных исследований, обнаруживших комплекс вторичных минералов: барит в ассоциации с самородным серебром, каолинит, диксит, хлорное железо, цинкистую медь (рис. 2). Кроме того, по трещинам повсеместно были развиты кальцит и ломонтит. Ассоциация цинкистая медь и хлорное железо указывала на хлоридный состав и высокую температуру (более 600–800°C) воздействовавших гидротерм. Барит-серебряная ассоциация свидетельствовала о температуре 300–400°C гидротермальных растворов, комплекс кальцит-ломонтит являлся наиболее низкотемпературным, с температурой формирования 200–250°C. Эти минералы-индикаторы позволили однозначно установить природу коллектора, как гидротермальную, в отличие от предполагавшейся вначале коры выветривания. Также выявленные минеральные ассоциации свидетельствовали о смене состава воздействовавших гидротерм. Первоначально произошла проработка гранитного массива поступающими по разломам высокотемпературными (Т=600–800°C), маломинерализованными (М<1,0–4,0 г/л) гидротермами хлоридно-натриевого состава, насыщенными газообразными HCl, HF и CO₂, которые затем сменились более низкотемпературными растворами, содержащими преимущественно SO₂+SO₃, H₂S и CO₂, что связано с изменением состава эндогенного флюида при его остывании (Соколов, 1971).

В настоящее время установлено, что коллектор месторождения представлен трещиноватыми и гидротермально измененными гранитами, при этом проницаемость фильтрующих трещин составляет 90–180 мД, при практически нулевой проницаемости матрицы. Пустотное пространство характеризуется трещинами и кавернами выщелачивания, морфология которых, по данным пропитки люминофором аншлифов, представлена на рис. 3. В наиболее гидротермально проработанных участках общая пустотность в ряде случаев достигала 20–35%.

Следует отметить, что по комплексу минералов и их распределению в пустотном пространстве, гидротермальный коллектор месторождения Белый Тигр представляет собой так называемую «пустую» жилу, когда в

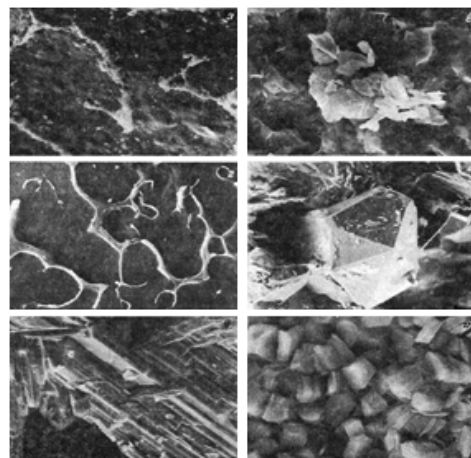


Рис. 2. Вторичная гидротермальная минерализация в гранитах месторождения Белый Тигр (Дмитриевский и др., 1992). Слева направо и сверху вниз: барит, чешуйки самородного серебра, самородное серебро на барите, кварц, ломонтит, каолинит (диксит). РЭМ, ув. 1000x

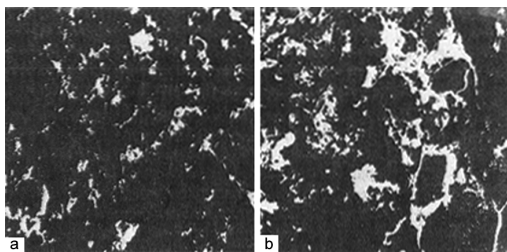


Рис. 3. Структура пустотного пространства гидротермально измененных пород (Дмитриевский и др., 1992). РЭМ, ув. 50^х: а – каолининовая зона: размер пустот 0,01–0,03 мм; б – цеолитовая зона: размер каверн до 1,0 мм, раскрытость трещин до 0,5 мм. Белое – полости, заполненные люминофором

выщелоченном пространстве не сформировалось рудное тело (на начало рудообразования указывали микровключения самородного серебра), а образовалась только характерная гидротермальная зональность, в распределении вторичных минералов и величин вторичной пористости. Гидротермальная зональность заключается в том, что ближе к питающему каналу располагаются наиболее выщелоченные зоны, с кварц-барит-каолининовой ассоциацией, которая затем сменяется кальцит-ломонтит-гидрослюдистой (Волостных, 1972). Соответственно, изменяются и значения вторичной пористости, которая закономерно убывает в стороны от вертикального питающего канала, сокращаясь от 20–30% до 1–5%.

Установление гидротермального генезиса коллектора позволило прогнозировать развитие коллекторских зон в виде узких (до 1 км в поперечнике) и достаточно глубоких (мощностью до 1,5–2 км) «карманов», приуроченных к разломам (рис. 4). Эти прогнозы в последствие подтвердились геофизическими исследованиями и результатами бурения (рис. 5). На рис. 5 видно, что если в верхней части массива (до глубины около 3500 м) залежь можно было считать массивной, в следствие исключительно сильной гидротермальной проработки и слияния разуплотненных зон, то ниже ясно проявлялось «жильное» строение, в виде глубоких проницаемых «карманов», глубина которых в несколько раз превышала ширину. Эти «карманы» располагались вдоль разломов, разделяясь практически непроницаемыми гранитоидами.

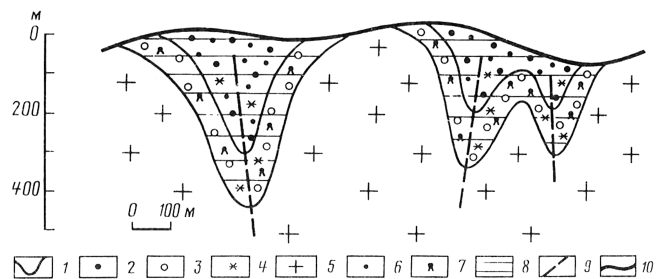


Рис. 4. Морфология гидротермального коллектора в гранитоидном фундаменте по теоретическим представлениям (Дмитриевский и др., 1990). 1 – границы зон измененных пород; 2 – каолининовая зона; 3 – цеолитовая зона; 4 – рудная полиметаллическая минерализация; 5 – неизмененные породы кристаллического фундамента; 6 – каверновый тип пустотного пространства; 7 – каверново-трещинный тип пустотного пространства; 8 – нефтенасыщенные породы; 9 – тектонические нарушения; 10 – граница поверхности пород кристаллического фундамента и осадочного чехла

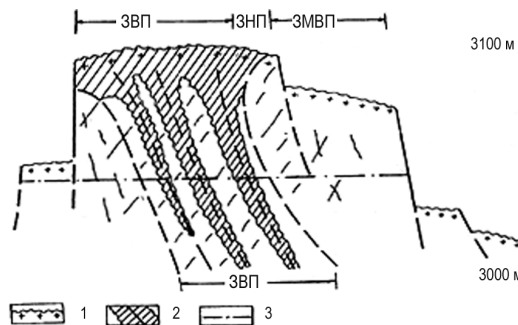


Рис. 5. Морфология коллектора в гранитоидном фундаменте месторождения Белый Тигр по данным разработки (Донг, Демускин, 1996). 1 – граница пород фундамента и осадочного чехла; 2 – нефтенасыщенные породы; 3 – глубина формирования искусственного водо-нефтяного контакта (ИВНК); ЗВП – зона высокого притока; ЗНП – зона низкого притока; ЗМВП – зона малой вероятности притока

Химический состав и генезис воды фундамента месторождения Белый Тигр

Отличительной особенностью залежи нефти в гранитном массиве месторождения Белый Тигр является ее практически полная безводность. Этот продуктивный объект эксплуатируется более 30-ти лет, однако, ни разу не было получено притоков пластовых вод, несмотря на то, что скважины пробурены до глубины 5014 м, а проходка по фундаменту превысила 1500 м. Даже на этих отметках подошвенная вода отсутствует, т.е. водонефтяной контакт не установлен. Исключение составляет один случай получения минерализованной попутно добываемой воды на глубине 4493 м из скв.110 (рис. 1) Северного свода в изолированном блоке фундамента, куда не поступала океаническая вода, используемая для ППД. Интересно, что температура на глубине отбора составляла 165^оС, что превышало обычно фиксируемые величины на этой глубине на 15^оС.

По всем параметрам эта вода резко отличалась как от пластовых вод вышележающих осадочных комплексов, так и от океанической воды, закачиваемой в скважины месторождения для ППД. Подробный разбор химического состава и происхождения воды фундамента месторождения Белый Тигр впервые был изложен в работе (Киреева, 2010) и процитирован в (Киреева, 2018), однако представляется необходимым здесь кратко повторить доказательства ее генезиса, т.к. упомянутые единичные публикации малоизвестны.

Общая минерализация ($M_{общ}$) «пластовой» воды фундамента Северного свода в среднем составляет 5,1 г/л, что приблизительно в 7 раз меньше $M_{общ}$ океанической воды (табл. 1). Воды осадочного чехла имеют похожую малую минерализацию, однако по компонентному составу вода фундамента существенно от них отличается. Вода фундамента является почти «чистой» хлоридно-натриево-кальциевой, содержание Cl-иона во всех пробах превышает 95–96 экв-% (табл. 1), содержание HCO₃⁻ и SO₄⁻ ионов не превышает 1,0–2,5 экв-%. В пластовых водах олигоцена и нижнего миоцена резко (более чем в 10 раз) возрастает содержание гидрокарбонат- и сульфат-ионов, с соответствующим уменьшением содержания хлор-иона. Генетический коэффициент rNa/rCl для воды фундамента изменяется в пределах 0,88–0,90, и по

классификации В.А. Сулина они должны быть отнесены к ХК типу, т.е. представлять собой метаморфизованные седиментогенные воды. Однако при этом, $M_{\text{общ}}$ воды фундамента месторождения Белый Тигр приблизительно в 10 раз меньше, чем минерализация «типичных» рассолов ХК типа глубоких горизонтов осадочного чехла. Закономерное изменение с глубиной состава и минерализации захороняемых вод (метаморфизм подземных вод) предполагает с увеличением относительной доли NaCl в составе солевого комплекса одновременное увеличение $M_{\text{общ}}$. При этом, величине содержания NaCl в количестве около 86–96 экв-% должна соответствовать величина $M_{\text{общ}}$ не менее 45–60 г/л (Крайнов и др., 2004). Таким образом, наблюдаемые воды фундамента месторождения Белый Тигр не могут рассматриваться как захороненные седиментогенные воды.

Остается предположить, что данные воды являются захороненными гидротермальными водами – «остатками» тех вод, которые поступали по тектоническим трещинам в гранитный массив и за счет выщелачивающего воздействия которых сформировался коллектор. Действительно, эта вода по всем характеристикам очень близка к высокотемпературным хлоридно-натриевым гидротермам Камчатки (табл. 1). На гидротермальную природу этих вод указывает, прежде всего, аномально большое содержание бора (165 мг/л) при столь низкой минерализации (5,1 г/л) и высокое отношение В/Вг равное 20,4 (табл. 1). Подобные высокие значения отношения В/Вг характерны для современных гидротерм, а для морской воды и седиментогенных рассолов этот коэффициент составляет 0,1–0,3 (Киреева, 2009).

Обнаружение вод гидротермального генезиса в непосредственном контакте с нефтяной залежью фундамента при полном отсутствии вод седиментогенного происхождения, ставит под сомнение формирование залежи в фундаменте в результате вертикальной нисходящей или латеральной миграции «микронфти» из нефтематеринских пород осадочного чехла. Действительно, перемещение УВ

из осадочных пород должно было бы неизбежно сопровождаться перемещением сопутствующих седиментогенных вод, что не наблюдается в действительности.

Коллектор в глинистых породах баженовской свиты

Высокобитуминозные породы БС, юрского возраста, и фациально близкой ей тутлеймской распространены в центральных, западных и южных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на площади около 800 тыс. км². Мощность пород свиты колеблется от 10 до 50 м, достигая максимальных значений в Салымском районе. Породы БС, которые одновременно являются и региональным водоупором, и региональной нефтематеринской толщей, на большей территории своего распространения подстилаются и перекрываются глинистыми пачками, которые изолируют ее от песчаных коллекторов и создают в ней замкнутую систему с аномально высоким пластовым давлением. Одной из особенностей баженовских пород является высокое содержание ОВ – 5–20%, что на порядок выше, чем в окружающих породах. В литологическом отношении породы БС представлены глинистыми, глинисто-кремнистыми и карбонатно-глинистыми разностями. В текстурно-структурном отношении выделяются две разновидности: плотные глины массивного сложения и рыхлые, тонкослоистые (тонколистоватые) породы, названные И.И. Нестеровым «баженитами», которые и являются коллектором. За весь период разработки пород БС нигде в скважинах не была встречена водонасыщенная или водонефтяная зона пласта, а большинство (75–80%) образцов пород БС являются гидрофобными.

Изучение пород БС на микрозонде (Киреева, 2011) позволило выявить в них целый комплекс вторичных минералов, представленных в основном сульфатами: железо-алюминиевые квасцы $(\text{Fe}, \text{Al})_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 13\text{H}_2\text{O}$ (рис. 6), алуниит $\text{K}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ или его железистый аналог – ярозит $(\text{K}, \text{Fe})\text{SO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$, мирабилит $\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$, сульфат железа – $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (рис. 7). Встречались

Компоненты (мг/л) и параметры химического состава	Океаническая вода	Месторождение Белый Тигр, Северный свод, нижний олигоцен*	Месторождение Белый Тигр, фундамент, скв.110*	Хлоридно-натриевые термы, Узон, Камчатка**
Na+K	12180	992	1700	555,9
Mg	1250	1,7	9	4
Ca	400	113	294	13,4
Cl	18700	1218	2945	886,8
Br	65	12,4	7,6	4,6
I	0,05	1,4	2,1	
NH ₄		13,5	5,4	5
SO ₄	2500	243	84	39,4
B	4,6	10,5	147,2	152
HCO ₃	130	565	85	54,9
$M_{\text{общ}}$, г/л	35,1	3,2	5,1	2,1
rNa/rCl	0,88	1,3	0,89	1,02
В/Вг	0,1	0,85	20,4	33,0
Формула ионного состава	$\frac{\text{Cl } 91 \text{ SO}_4 8 \text{ HCO}_3 1}{(\text{Na}+\text{K})80 \text{ Ca} 3 \text{ Mg} 17}$	$\frac{\text{Cl} 70 \text{ HCO}_3 19 \text{ SO}_4 11}{(\text{Na}+\text{K})85 \text{ Ca} 11 \text{ Mg} 4}$	$\frac{\text{Cl } 96 \text{ SO}_4 3 \text{ HCO}_3 1}{\text{Na} 83 \text{ Ca} 16 \text{ Mg} 1}$	$\frac{\text{Cl} 94 \text{ SO}_4 3 \text{ HCO}_3 3}{(\text{Na}+\text{K})96 \text{ Ca} 3 \text{ Mg} 1}$
Тип воды по В.А. Сулину	ХМ	ГКН	ХК	СН

Табл. 1. Химический состав подземных вод месторождения Белый Тигр, гидротерм Камчатки и океанической воды. Примечание: * – содержание компонентов по (Тиен, 1998), ** – содержание компонентов по (Арсанова, 1974)

также кристаллы самородной серы. Вторичные сульфатные минералы в подавляющем большинстве отмечались в рыхлых разностях («бажениты»), но встречались и в породах массивного сложения. В «баженитах» интенсивность сульфатной минерализации более чем на порядок превышало ее содержание в массивных породах, а общее количество воднорастворимых сульфатных солей достигало 10–11%.

Следует уточнить, что образцы для микронзондовых исследований и приготовления водных вытяжек отбирались из внутренних частей керна, чтобы исключить влияние поверхностного выветривания. Впрочем, в работе (Киреева, Казак, 2017) было доказано, что поверхностные низкотемпературные процессы (смачивание и высушивание в атмосферных условиях) не могут привести к значительному изменению массивных литотипов пород БС с преобразованием их в листоватые разности и образованию вторичных сульфатных минералов, вследствие окисления содержащегося в породах пирита.

В работах (Киреева, 2011; Киреева, Казак, 2017) доказывалось, что вторичная сульфатная минерализация, обнаруженная по данным водных вытяжек и микронзондового анализа, представляет собой результат проработки породы высокотемпературными (350–450°C) водяными парами, насыщенными сернистым (SO_2) и серным (SO_3) газами. Приведем здесь основные обоснования гидротермальной природы сульфатной минерализации. Данные сульфатные минералы не образуются в восстановительной среде морских условий, поэтому они не могли возникнуть на стадии формирования породы БС. Вторичная сульфатная минерализация пород БС никак не связана с современными пластовыми температурами и с глубиной залегания, поэтому невозможно объяснить её возникновение воздействием «возрожденных» вод, т.е. переходом вод из связанного состояния в свободное в процессе катагенеза. Однако подобный комплекс сульфатных минералов характерен для гидротермально измененных глинистых пород областей современного вулканизма. Кроме того, отмечалось, что породы, содержащие вторичную сульфатную минерализацию, локализуются в низах разреза, а также

тяготеют к расположению в субширотной области, в зонах, прилегающих к долгоживущим разломам фундамента.

Сернокислотная проработка части пород БС, сопровождающаяся выносом катионов Ca, Mg, Na, Al с одновременным накоплением сульфатов Fe, привела к формированию коллектора в породах БС, с увеличением эффективной пористости от практически нулевых значений до 11–22%. Это следовало из данных катодоллюминисцентных исследований (изучение аншлифов, пропитанных люминофором) на растровом электронном микроскопе (РЭМ), показавших, что коллекторские свойства баженовских пород связаны с трещинами и кавернами, раскрытостью до 0,1 мм, «рыхло» заполненными вторичными сульфатами (рис. 8).

Полученные данные по кислотному выщелачиванию и вторичной гидротермальной минерализации в породах БС позволяют утверждать, что образование коллектора в плотных глинистых породах возможно только в результате внешнего воздействия агрессивных высокотемпературных флюидов, а не в результате внутренних резервов породы (структурной перестройки глинистых минералов и процессов нефтеобразования).

При возникновении коллектора в глинистых породах БС кристаллы вторичных минералов оказывали «распирающее» действие, не позволяя сомкнуться трещинам, которые обычно не сохраняются в глинистых породах.

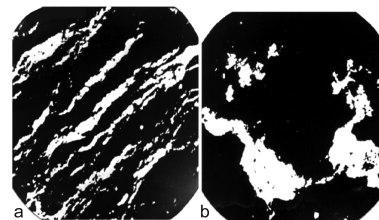


Рис. 8. Морфология пустотного пространства в «баженитах»: а) многочисленные трещины по напластованию, 50 \times ; б) каверны выщелачивания, ув. 50 \times . Белое – полости, заполненные люминофором



Рис. 6. Слева направо: волосовидные кристаллы железо-алюминиевых квасцов в породах БС, ув. 300 \times . Фрагмент предыдущего снимка, ув. 1000 \times . Энерго-дисперсионный спектр кристаллов железо-алюминиевых квасцов: Al, S, Fe

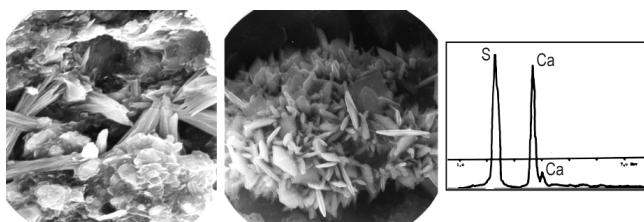


Рис. 7. Слева направо: кристаллы гипса в трещине породы БС, ув. 3000 \times . Агрегат кристаллов гипса, ув. 300 \times ; Энерго-дисперсионный спектр кристаллов гипса: S, Ca

Возможная причина безводности нефтяных залежей

Общим в двух рассмотренных случаях безводных нефтяных залежей является формирование коллектора в результате гидротермального воздействия, т.е. коллекторские зоны образовались в результате выщелачивания высокотемпературными растворами плотных, первоначально практически непроницаемых пород. В результате образовался коллектор, пустотное пространство которого характеризуется сложной системой каверн и трещин выщелачивания, частично заполненных вторичными минералами, в практически непроницаемой матрице.

Температура воздействующих гидротерм фиксируется по комплексу вторичных минералов, выполняющих выщелоченные зоны, т.к. состав образующихся гидротермальных минералов определяется, прежде всего, температурой поступающего раствора, а не составом преобразуемых пород. Так, растворам с температурой 400–600°C соответствует рудная минерализация, часто содержащая хлориды; растворам с температурой 200–400°C соответствует каолинит-кварц-барит-алунитовая минерализация; растворам с температурой 200–300°C соответствует

монтмориллонит-гидрослюдисто-кальцит-ломонтитовая ассоциация. Вероятно, именно с воздействием высокотемпературных растворов связана и безводность сформировавшегося коллектора.

Известно (Волостных, 1974), что при аргиллизации первичных силикатов, т.е. образовании вторичных глинистых минералов (каолинит, гидрослюда, монтмориллонит), потребляется огромное количество воды: до $2 \cdot 10^8$ т воды на 1 км^3 каолинизированной породы, и в 2 раза больше в случае образования вторичного монтмориллонита. Трещины и каверны гидротермального коллектора фундамента месторождения Белый Тигр выполнены минеральной ассоциацией кальцит-ломонтит-каолинит, формирование которой требовало большого количества воды. Подчеркнем, что вторичные глинистые минералы фундамента месторождения Белый Тигр представлены не только каолинитом, но и смешано-слоистыми минералами гидрослюдисто-монтмориллонитового типа, которые, кроме групп ОН, содержат еще молекулы воды в межслоевых промежутках. Кроме того, такой минерал как ломонтит, содержание которого в гранитоидном коллекторе месторождения Белый Тигр весьма значительно (Шнип, Дзюбло, 2019), также содержит молекулы воды во внутри кристаллических полостях.

В случае гидротермальной проработки пород БС образовались сульфаты железа, алюминия, натрия и кальция: железно-алюминиевые квасцы – $(\text{Fe}, \text{Al})_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 13\text{H}_2\text{O}$; алунит – $\text{K}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$; ярозит – $(\text{K}, \text{Fe})\text{SO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$; мирабилит – $\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$; сульфат железа – $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$; гипс – $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. Все эти минералы являются кристаллогидратами, содержащими от 2 до 13 молекул воды. Следовательно, формирование гидротермального коллектора в породах БС также шло с поглощением значительного количества воды.

Отсутствие пластовых вод седиментогенного происхождения может также объясняться поступлением нефти в коллектор вместе с поступающими эндогенными, а не отжимающимися поровыми (седиментогенными) водами, что обосновывалось в (Киреева, 2018).

Однако не исключено, что в случае месторождения Белый Тигр, сопутствующие воды все же существовали, но до них просто «не добурились». На возможное существование подстилающих вод гидротермального, а не седиментогенного генезиса, указывает обнаружение гидротермальных вод в изолированном блоке фундамента месторождения. Формирование искусственного водо-нефтяного контакта (ИВНК) на глубинах 3800–4500 м, могло привести к отсечению зон природного ВНК, т.е. зон контакта нефти и подстилающих соленых вод гидротермального генезиса. Напомним, что гидротермальная вода в скв. 110 была получена на глубине 4493 м.

В случае залежи нефти в породах БС Салымской площади, вероятно, вся вода была поглощена породой, т.к. мощность пород БС на этой площади не превышает 50 м.

Таким образом, безводность некоторых нефтяных залежей, приуроченных к «нетрадиционным» коллекторам, т.е. к породам, пустотность которых образовалась в результате интенсивного выщелачивающего воздействия высокотемпературных гидротерм, является естественным следствием их формирования – поступающая высокотемпературная вода поглощается породой.

Подчеркнем, что задачей статьи ставилось только возможное объяснение факта существования безводных нефтяных залежей, без осуществления балансовых расчетов количества воды, которое могло поглотиться породой при образовании вторичных минералов (каолинит, ломонтит и др.). Такой расчет возможен, но требует данных о точном количественном содержании вторичных «водных» минералов в единице объема коллектора, которые у автора отсутствуют.

Заключение

Рассмотрение двух нефтяных месторождений с отсутствием подстилающих пластовых вод позволяет заключить, что общим является формирование коллектора в результате выщелачивающего воздействия высокотемпературных гидротерм.

В обоих случаях в трещинах и кавернах коллектора обнаруживался комплекс минералов явно гидротермального происхождения: самородное серебро – барит – ангидрит – каолинит – ломонтит (месторождение Белый Тигр) и сульфаты железа, алюминия, натрия и кальция (месторождение в породах БС Салымской площади).

По видовому составу вторичных минералов можно определить температуру воздействовавших растворов, которая изменялась от 600 до 200°C в случае месторождения Белый Тигр, и в интервале 350–450°C в случае пород БС.

Гидротермальное изменение кристаллических пород с образованием вторичных глинистых минералов, цеолитов и минералов-кристаллогидратов идет с поглощением породой огромных количеств поступающей воды (до $4 \cdot 10^8$ т воды на 1 км^3 измененной породы). Возможно, именно с этим связана безводность (отсутствие свободных гравитационных вод) нефтяных месторождений, коллектор которых имеет гидротермальное происхождение.

Также возможно, что сопутствующие воды гидротермального генезиса залегают на большой глубине и не вскрываются бурением, вследствие большой высоты таких залежей.

Благодарности

Автор выражает благодарность Зубкову М.Ю. за помощь в подборе коллекции образцов пород баженской свиты.

Литература

- Арсанова Г.И. (1974). К вопросу о происхождении перегретых хлоридно-натриевых вод молодых вулканических областей. Гидротермальные минералообразующие растворы областей активного вулканизма. Новосибирск: Наука, с. 14–22.
- Белкин В.Н., Медведевский Р.И. (1988). Жильный тип ловушек углеводородов. *ВНИИОЭНГ, обз. инф, сер. геология и геофизика*. Вып. 12. М.
- Волостных Г.Т. (1972). Аргиллизация и оруденение. М.: Недра, 240 с.
- Гаврилов В.П., Гулеев В.Л., Киреев Ф.А., Донцов В.В., Соколов В.И. (2010). Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама. М.: Недра, 294 с.
- Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А., Федорова (Киреева) Т.А. (1992). Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа в породах кристаллического фундамента. *Известия АН СССР. Сер. Геологическая*, 5, с. 119–128.
- Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А., Федорова (Киреева) Т.А. (1990). О новом типе коллектора в породах кристаллического фундамента. *ДАН АН СССР*, 315(1), с. 163–165.
- Донг Ч.Л., Демушкин Ю.Н. (1996). Промышленно-геологические особенности строения резервуара и залежи фундамента месторождения Белый Тигр. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 35–28.

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

Киреева Т.А. (2009). К методике оценки эндогенной составляющей глубоких подземных вод. *Вестник МГУ, сер.4, Геология*, 1, с. 54–57.

Киреева Т.А. (2010). Генезис подземных вод месторождения Белый Тигр (шельф Ю. Вьетнама), в связи с нефтегазоносностью. *Вестник МГУ, сер.4, Геология*, 4, с. 35–40.

Киреева Т.А. (2011). Гидротермальный коллектор в глинистых породах баженовской свиты. *Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений*. М.: GEOS, с. 329–343.

Киреева Т.А. (2018). Гидрохимические особенности вод фундамента в связи с нефтеносностью. *Геология нефти и газа*, 1, с. 95–108.

Киреева Т.А., Казак Е.С. (2017). Поровые растворы пород баженовской свиты Западной Сибири и их изменение в результате гидротермальной проработки. *Геология нефти и газа*, 1, с. 83–92.

Соколов В.А. (1971). Геохимия природных газов. М.: Недра. 336 с.

Тиен Х.Д. (1998). Гидрогеологические условия месторождения Белый Тигр. *Тез. докл. II конф. НИПИ морнефтегаз*. Вунгтау, с. 103–119.

Шнип О.А., Дзюбло А.Д. (2019). Особенности строения месторождений нефти в фундаменте Меконгской впадины (шельф Южного Вьетнама). *Геология нефти и газа*, 2, с. 93–100.

Сведения об авторе

Татьяна Алексеевна Киреева – канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры гидрогеологии, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова
Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 27.04.2020;
Принята к публикации 12.10.2020; Опубликована 11.12.2020

IN ENGLISH

Water-free oil reservoirs: origin and morphology

T.A. Kireeva

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
E-mail: ta_kireeva@mail.ru

Abstract. The features of the morphology and composition of secondary minerals in the reservoir zones of the White Tiger (Bach Ho) deposit (shelf of South Vietnam) and deposits in clay rocks of the Bazhenov formation of the Salym area of Western Siberia are considered. It is shown that the common for these fields is the formation of a reservoir as a result of the leaching effect of high-temperature fluids. The genesis of the reservoir is determined by a complex of secondary minerals, obviously of hydrothermal origin, partially filling caverns and cracks in the rock: native silver – zincous copper – barite – anhydrite – kaolinite – laumontite (White Tiger oilfield) and sulphates of iron, aluminum, sodium and calcium – iron-aluminum alum, alunite, jarosite, mirabilite, melanterite, gypsum (deposit in the rocks of the Bazhenov formation of the Salym area). Diagnostics of secondary minerals was established based on the results of microprobe studies of undisturbed samples and analysis of the composition of water extracts from crushed core samples. The species composition of secondary minerals indicates a high temperature of the affected solutions, which varied from 600 to 200°C in the case of the White Tiger oilfield, and in the range of 350–450°C, in the case of rocks of the Bazhenov formation. Hydrothermal alteration of crystalline rocks with the formation of secondary clay minerals (kaolinite, montmorillonite, hydromica), zeolites and minerals-sulfates, which are crystalline hydrates, occurs with the absorption of huge amounts of water by the rock (up to 4·10⁸ tons of water per 1 km³ of altered rock). This may be related to the waterlessness (lack of bottom water) of oilfields, the reservoir of which has a hydrothermal origin. It is possible that oil deposits in crystalline rocks with high oil-saturated zones have associated waters of hydrothermal rather than sedimentogenic origin, but they occur at considerable depths and are not penetrated by drilling. This possibility is evidenced by the discovery of hydrothermal water in the basement of the White Tiger reservoir at a depth of 4493 m, which, in terms of chemical composition and mineralization, is close to the waters of sodium chloride hydrotherms of Kamchatka.

Keywords: oil deposits, crystalline rocks, reservoir, hydrothermal process, bottom water, secondary minerals

Recommended citation: Kireeva T.A. (2020). Water-free oil reservoirs: origin and morphology. *Georesursy = Georesources*, 22(4), pp. 15–21. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.15-21>

References

Arsanova G.I. (1974). On the origin of overheated sodium chloride waters of young volcanic regions. *Hydrothermal mineral-forming solutions of areas of active volcanism*. Novosibirsk: Nauka, pp. 14–22. (In Russ.)

Belkin V.N., Medvedevskii R.I. (1988). Vein type of hydrocarbon traps. *VNIIOENG, ser. geologiya i geofizika*. Moscow, is. 12. (In Russ.)

Dmitrievskii A.N., Kireev F.A., Bochko R.A., Fedorova (Kireeva) T.A. (1992). Influence of hydrothermal activity on the formation of oil and gas reservoirs in the rocks of the crystalline basement. *Izvestiya AN SSSR. Ser. Geologicheskaya*, 5, pp. 119–128. (In Russ.)

Dmitrievskii A.N., Kireev F.A., Bochko R.A., Fedorova (Kireeva) T.A. (1990). On a new type of reservoir in the rocks of the crystalline basement. *DAN AN SSSR*, 315(1), pp. 163–165. (In Russ.)

Dong Ch.L., Demushkin Yu.N. (1996). Field geological features of the reservoir structure and basement deposits of the White Tiger deposit. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 8, pp. 35–28. (In Russ.)

Gavrilov V.P., Guleev V.L., Kireev F.A., Dontsov V.V., Sokolov V.I. (2010). Granitoid reservoirs and oil and gas content of the southern shelf of Vietnam. Moscow: Nedra, 294 p. (In Russ.)

Kireeva T.A. (2009). Methodology of assessing endogenous component of deep groundwater. *Moscow University Geology Bulletin. Ser. 4. Geology*, 1, pp. 54–57. (In Russ.)

Kireeva T.A. (2010). Genesis of underground waters of the White Tiger field (shelf of South Vietnam), in connection with oil and gas content. *Moscow University Geology Bulletin. Ser. 4. Geology*, 4., pp. 35–40. (In Russ.)

Kireeva T.A. (2011). Hydrothermal reservoir in clayey rocks of the Bazhenov Formation. *Degasification of the Earth and the genesis of oil and gas fields*. Moscow: GEOS, pp. 329–343. (In Russ.)

Kireeva T.A. (2018). Hydrochemical characteristics of basement waters in connection with oil content. *Geologiya nefii i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 1, pp. 95–108. (In Russ.)

Kireeva T.A., Kazak E.S. (2017). Pore solutions of rocks of the Bazhenov Formation in Western Siberia and their changes as a result of hydrothermal development. *Geologiya nefii i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 1, pp. 83–92. (In Russ.)

Krainov S.R., Ryzhenko B.N., Shvets V.M. (2004). Geochemistry of groundwater. Moscow: Nauka, 677 p. (In Russ.)

Shnip O.A., Dzyublo A.D. (2019). Features of oil field structure in the basement of the Mekong depression (shelf of South Vietnam). *Geologiya nefii i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 2, pp. 93–100. (In Russ.)

Sokolov V.A. (1971). Geochemistry of natural gases. Moscow: Nedra. 336 p. (In Russ.)

Tien Kh.D. (1998). Hydrogeological conditions of the White Tiger deposit. *Conf. NIPImorneftegaz: Abstracts*. Vungtau, pp. 103–119. (In Russ.)

Volostnykh G.T. (1972). Argillization and mineralization. Moscow: Nedra, 240 p. (In Russ.)

About the Author

Tatyana A. Kireeva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Hydrogeology, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119991, Russian Federation

Manuscript received 27 April 2020;
Accepted 12 October 2020; Published 11 December 2020