

КОЛЛЕКТОР В ФУНДАМЕНТЕ: ПРОИСХОЖДЕНИЕ И ПОИСКОВЫЕ ПРИЗНАКИ

Т.А. Киреева

МГУ им. М.В. Ломоносова, e-mail: ta_kireeva@mail.ru

Для успешного прогноза поисковых работ в нижних горизонтах осадочного чехла и в фундаменте необходимо понять, что условия формирования коллектора в условиях поровой среды и в породах, практически лишенных первичной пористости, резко различаются. Так при формировании залежи в поровом пространстве осадочных пород неважно, какое происхождение имеет нефтенесущий флюид: глубинное (вертикальная миграция) или осадочное (латеральная миграция) – в обоих случаях формирование залежи произойдет в ловушках, обусловленных куполовидными поднятиями или их разновидностями. Однако в катагеннопреобразованных породах низов осадочного чехла и, особенно, кристаллического фундамента практически отсутствуют поровые коллекторы и, соответственно, отсутствуют условия для латеральной миграции углеводородов (УВ). Невозможность формирования значительных латеральных потоков УВ в глубоких горизонтах осадочного чехла, т. е. в зоне весьма затрудненного водообмена, неоднократно обосновывалась ранее, исходя из представлений о фильтрационной неоднородности среды и закономерностях распределения величин пластовых давлений (Всеволожский, Дюнин, 1996). В соответствии с этим можно считать, что на больших глубинах модели бассейновой миграции при прогнозах формирования залежей УВ являются необоснованными.

В то же время многочисленные работы (В.Н. Белкин, Р.И. Медведевский, 1988 г.; Дмитриевский и др., 1992; Киреева, 2011) по морфологии коллекторских зон месторождений в плотных породах (кристаллические и глинистые) разных регионов (Западная Сибирь, шельф Южного Вьетнама) указывают на то, что такие зоны формируются в результате выщелачивающего воздействия глубинных высокотемпературных гидротермальных растворов, наложенного на зоны тектонической трещиноватости. Опыт разработки подобных месторождений Западной Сибири позволил предложить термин «жильный коллектор» (В.Н. Белкин, Р.И. Медведевский, 1988 г.), по аналогии с гидротермальными рудными жилами, подчеркивающий их основные морфологические свойства – большую высоту залежи при незначительных поперечных размерах. Одной из характерных особенностей таких залежей является высокая

продуктивность небольшого числа скважин, дающих зачастую до 90% накопленной добычи месторождения (Бембель и др., 2006). Пустотное пространство таких коллекторов представлено сложной системой каверн и трещин, частично заполненных вторичными минералами гидротермального происхождения (ломонтит, барит, кварц, каолинит, альбит и др.). Также общим признаком является безводность получаемой нефти, когда за все время разработки не удается получить притоков пластовых вод и установить водонефтяной контакт (Ем-Еговское месторождение Красноленинского свода, Западная Сибирь; залежь в бажновской свите Салымской площади, Западная Сибирь; залежь в гранитоидном коллекторе месторождения Белый Тигр, шельф Южного Вьетнама).

Таким образом, при разработке «гидротермального» нефтяного месторождения следует учитывать механизм формирования зон вторичного выщелачивания, образующихся в результате воздействия гидротермальных растворов. Из работ, посвященных принципам формирования рудных месторождений (Волостных, 1972), известно, что выщелоченные зоны формируются вокруг разломов и что особенности гидротермального процесса обуславливают определенную зональность в распределении вторичных минералов и величин вторичной пористости. Последняя закономерно убывает в стороны от вертикального питающего канала, сокращаясь от 20–30% до 1–5%. При этом состав образующихся вторичных минералов определяется, прежде всего, температурой поступающего раствора, а не составом преобразуемых пород: растворам с температурой 400–600 °С соответствует рудная минерализация, часто содержащая хлориды (например, хлорное железо); растворам с температурой 200–400 °С соответствует каолинит-кварц-барит-алунитовая минерализация; растворам с температурой <200 °С соответствует монтмориллонит-гидрослюдисто-кальцит-ломонитовая минерализация.

Обнаружение в гранитоидном коллекторе месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама) минералов гидротермального происхождения (хлорное железо, самородное серебро, барит, диккит, ломонтит) позволило установить гидротермальное происхождение коллектора и, исходя из этого, прогнозировать развитие коллекторских зон в виде узких и достаточно глубоких (мощностью до 1500 м) «карманов» (рис. 1) (Дмитриевский и др., 1992), что полностью подтвердилось разработкой месторождения (рис. 2) (Донг и др., 1996).

В дальнейшем было уточнено (Киреева, 2010), что формирование коллектора в фундаменте месторождения Белый Тигр произошло в результате проработки гранитного

массива поступавшими по разломам высокотемпературными ($T=400-600$ °C), маломинерализованными ($M<1,0-4,0$ г/л) гидротермами хлоридно-натриевого состава, насыщенными газообразными HCl, HF и CO₂. Доказательством поступления подобных растворов в гранитоидный массив послужило обнаружение в гидродинамически изолированном блоке фундамента «остаточных» гидротермальных вод, генезис которых был установлен по высоким V/Br (20,4) и V/Cl (0,05) отношениям, характерным для гидротермальных вод районов современной вулканической деятельности (таблица).

Таблица

Химический состав подземных вод фундамента месторождения Белый Тигр и гидротерм Камчатки

Компоненты (мг/л) и параметры химического состава	Месторождение Белый Тигр*, фундамент, скв.110	Хлоридно-натриевые термы**, Узон, Камчатка	Гидротермы, Паужетское месторождение**, Камчатка
Na+K	1700	555,9	1060
Mg	9	4	7
Ca	294	13,4	119
Cl	2945	886,8	1470
Br	7,6		2,8
I	2,1		
NH ₄	5,4	5	
SO ₄	84	39,4	164
HBO ₂	147,2	152	127
HCO ₃	85	54,9	61
Минерализация, г/л	5,1	2,1	2,5
rNa/rCl	0,89	1,0	0,99
V/Br	20,4		45,4
V/Cl	0,05	0,17	0,08
Формула ионного состава	Cl ₁₉₆ SO ₄ _{2,5} HCO ₃ _{1,5} Na ₈₃ Ca ₁₆ Mg ₁	Cl ₁₉₄ SO ₄ ₃ HCO ₃ ₃ (Na+K) ₉₆ Ca _{2,8} Mg _{1,4}	Cl _{190,4} SO ₄ _{7,4} HCO ₃ _{2,2} Na _{89,5} K ₉ Ca _{1,5}

Содержание компонентов по: * [Тиен, 1998], ** [Арсанова, 1974]

При затухании тектонической активности, произошла смена химического состава гидротерм на сульфатный (барит-ангидритово-алунитовая минерализация), а затем на углекислый (кальцит-ломонтитовая минерализация).

Такая последовательность изменения состава флюида и вторичной гидротермальной минерализации хорошо согласуется с закономерностями газовыделения из вулканического очага в районах современного вулканизма. Известно (Соколов, 1971), что на первой, наиболее высокотемпературной ($T=600-800$ °C) стадии в составе вулканических газов содержится до 15–20% HCl и HF, а по мере затухания вулканической деятельности и снижения температуры газовой смеси до 200–400 °C состав газов сменяется на сульфатный (значительное содержание SO_3+SO_2), и на углекислый (содержание CO_2 до 95%) при $T<200$ °C.

Подобная закономерность изменения состава эндогенного флюида, формирующего гидротермальный коллектор, может использоваться как поисковый признак. Поступление глубинного CO_2 в пластовые воды низов осадочного чехла приводит к формированию так называемых инверсионных вод гидрокарбонатно-натриевого состава и пониженной (по сравнению с вышележающими водоносными горизонтами) минерализацией. По результатам термодинамического моделирования авторы работы (Крайнов и др., 2004) приходят к выводу, что инверсионные воды могут сохранять свой гидрохимический облик (прежде всего, высокое содержание HCO_3 -иона) только в условиях постоянного и избыточного поступления углекислого газа. В случае прекращения поступления CO_2 состав вод переходит в хлоридно-натриево-кальциевый, т. к. Ca-ион, накапливающийся в результате концентрирования растворов в закрытой системе, осаждает HCO_3 -ион. Этот вывод объясняет отсутствие гидрокарбонатно-натриевой «оторочки» вокруг нефтяных месторождений древних платформ, пластовые воды которых представлены исключительно хлоридными рассолами – даже если углекислые воды поступали в осадочный чехол в результате вертикальной миграции, они не сохранились в условиях отсутствия притока CO_2 . Следовательно, наличие инверсионных вод в низах осадочного чехла указывает на возможность обнаружения в фундаменте коллекторских зон, образовавшихся в результате гидротермального выщелачивания, о чем свидетельствует не вполне затухшая гидротермальная деятельность, проявляющаяся в углекислотной дегазации.

Действительно, над крупными нефтяными залежами в фундаменте фиксировалось проявление гидрохимической инверсии в вышележающих породах осадочного чехла. Это проявляется как в Западной Сибири (Красноленинский и Сургутский своды) (Всеволожский, Киреева, 2009), так и на шельфе Южного Вьетнама, где над

нефтеносными гранитоидами структуры Белый Тигр в низах осадочного чехла отмечается инверсия гидрохимической зональности (Киреева, 2010), которая отсутствует на соседних структурах, где фундамент или без признаков нефтеносности, или слабо нефтеносен (структура Дракон).

Обнаружение вод гидротермального генезиса в непосредственном контакте с нефтяной залежью при полном отсутствии вод седиментогенного происхождения ставит под сомнение формирование скоплений УВ в фундаменте в результате вертикальной (нисходящей) или латеральной миграции «микроневфти» из нефтематеринских олигоценовых пород. Действительно, перемещение УВ из осадочных пород должно было бы неизбежно сопровождаться поступлением сопутствующих седиментогенных вод, что в действительности не наблюдается. Вероятно, заполнение нефтью гранитоидного коллектора должно было происходить в результате миграции флюидов из более глубоких зон земной коры.

Этот вывод подтверждается исследованием состава водорастворимых солей безводных нефтей кристаллического фундамента, которое выявило, что их анионный комплекс является гидрокарбонатным или гидрокарбонатно-сульфатным с полным отсутствием Cl^- -иона (Киреева, 2010). Компонентный состав солевого комплекса безводных нефтей резко отличался от пластовых вод нижних горизонтов осадочного чехла, которые характеризовались присутствием Cl^- -иона в количестве не менее 70 %-экв, а количество гидрокарбонатов и сульфатов не превышало 10-20 %-экв. Такое отличие солевого комплекса безводных нефтей фундамента от компонентного состава глубоких пластовых и поровых вод позволяет предположить, что процессы формирования залежи в фундаменте происходили в «водной среде» принципиально отличной от поровых вод осадочных пород, так как никакие катагенные процессы формирования поровых растворов и пластовых вод не могут привести к полному удалению хлоридов. Остается предположить, что флюидом, осуществлявшим транспортировку «микроневфти», являлся глубинный углекислый раствор.

Формирование скоплений углеводородов в породах фундамента в результате поступления глубинных высокотемпературных флюидов объясняет также безводность получаемых нефтей так как вторичное минералообразование (особенно глинистых минералов) происходит с поглощением огромного количества воды: при образовании

вторичных каолинита и гидрослюды 1 км³ кристаллической породы поглощает (2–4)·100 млн т воды (Волостных, 1972).

Кроме того, следует учитывать, что механизмы заполнения ловушки при латеральной восходящей миграции отличаются. Так, моделирование процесса заполнения нефтью Рогожниковского резервуара, обнаруженного в вулканогенных породах фундамента Западной Сибири, при поступлении ее в резервуар в виде восходящего флюидного потока, показало, что нефтяная фаза распространяется вдоль линий тока, заполняя как возвышенные вулканические гребни, так и погруженные формы (кальдеры) на кровле вулканогенного резервуара (Кирюхин и др., 2013), что полностью подтвердилось разработкой.

Таким образом, можно сформулировать основные признаки коллектора гидротермального происхождения.

1. Коллекторские зоны представляют собой узкие, не более 1–3 км (в зависимости от состава вмещающих пород) приразломные зоны, но с достаточно большой (до 1,5 км) вертикальной мощностью измененных пород.

2. Пористость и проницаемость гидротермально измененных пород уменьшаются от питающего разлома к периферии, а минеральные ассоциации (кварц-каолинит-барит) наиболее выщелоченных и высокотемпературных зон сменяются ассоциациями более низкотемпературных минералов (ломонтит-кальцит-гидрослюда-монтмориллонит).

3. Отсутствие водонефтяного контакта и притока пластовых вод, т. е. безводность получаемых нефтей за все время разработки, можно объяснить как большой высотой залежи, так и «поглощением» поступающих вод образующимися вторичными минералами.

4. Перемещаясь в ловушку в составе восходящего высокотемпературного флюидного потока, нефть заполняет не только возвышенные, но и погруженные формы рельефа.

5. Заключительному этапу гидротермальной деятельности соответствует углекислый состав глубинных флюидов, что приводит к формированию зон гидрохимической инверсии в пластовых водах низов осадочного чехла, что, в свою очередь, может служить поисковым признаком гидротермального коллектора в фундаменте.

ЛИТЕРАТУРА

Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Поиски и разведка месторождений углеводородов на базе геосолитонной концепции дегазации Земли // Геология нефти и газа. 2006. № 2. С. 1-7.

Волостных Г.Т. Аргиллизация и оруденение. М.: Недра, 1972. С. 239.

Всеволожский В.А., Дюнин В.И. Анализ закономерностей гидрогеодинамики глубоких пластовых систем // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. 1996. № 3. С. 61-72.

Всеволожский В.А. Концепция гидрогеодинамики процессов нефтегазообразования // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина). М.: ГЕОС, 2011. С. 302-319.

Всеволожский В.А., Киреева Т.А. К проблеме формирования инверсий гидрогеохимической зональности // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. 2009. № 5. С. 19-25.

Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Федорова (Киреева) Т.А. Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа в породах кристаллического фундамента // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1992. № 5. С. 119-128.

Донг Ч.Л., Демушкин Ю.И., Куи Х.В. Промыслово-геологические особенности строения резервуара и залежи фундамента месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 35-40.

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.

Киреева Т.А. Гидротермальный коллектор в глинистых породах баженовской свиты // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина). М.: ГЕОС, 2011. С. 329-343.

Кирюхин А.В., Шадрина С.В., Пузанков М.Ю. Моделирование термогидрохимических условий формирования продуктивных резервуаров в вулканогенных породах // Вулканология и сейсмология. 2013. № 2. С. 90-104.

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ

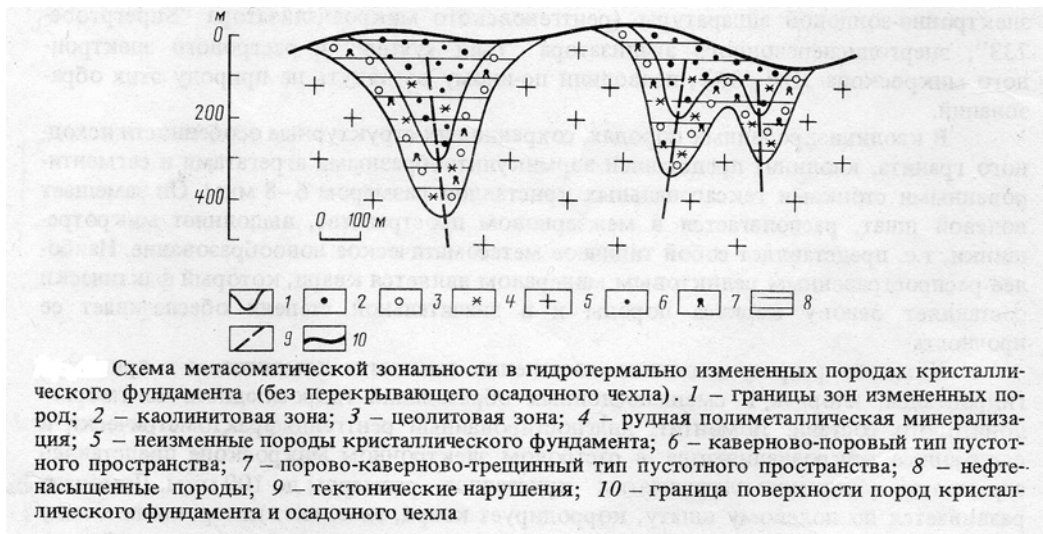


Рис. 1. Морфология гидротермального коллектора в гранитоидном фундаменте по теоретическим представлениям (А.Н. Дмитриевский и др., 1990)

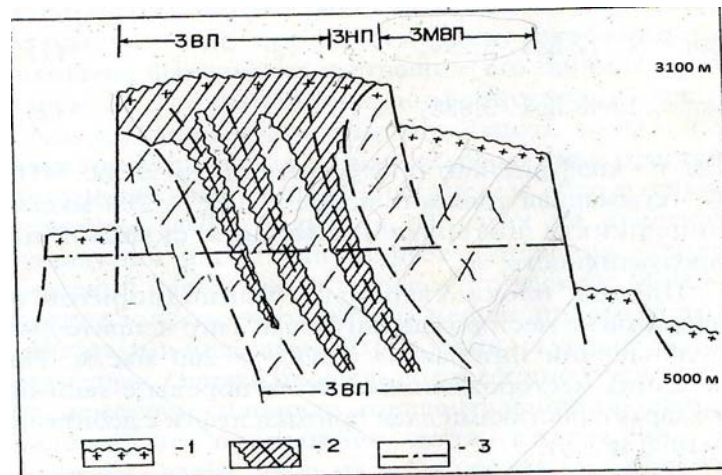


Рис. 2. Морфология коллектора в гранитоидном фундаменте месторождения Белый Тигр по данным разработки (Ч.Л. Донг, Ю.И. Демушкин, 1996)

ЗВП – картируемые зоны высокой продуктивности; ЗНП – картируемые зоны низкой продуктивности; ЗМВП – зона малой вероятности притока; 1 – кровля фундамента; 2 – некартируемая зона резко повышенной приточности фундамента; 3 – линия условного водонефтяного контакта