

## **ПРОГНОЗ НЕФТЕНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ МИКСГЕНЕТИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ**

Т.А. Киреева<sup>1</sup>, В.К. Утопленников<sup>2</sup>

1 – МГУ им. М.В. Ломоносова

2 – ИПНГ РАН

e-mail: ta\_kireeva@mail.ru, vutoplennikov@ipng.ru

### **Введение**

Выработка основных залежей нефти в «традиционных» коллекторах на относительно небольших глубинах (до 5 км) заставляет все чаще обращаться к возможности поиска нефти в «нетрадиционных» коллекторах, к которым, прежде всего, относятся кристаллические породы. Открытие в последние годы залежей нефти и газа в глубоких горизонтах осадочного чехла (более 5 км) и в породах фундамента позволяет достаточно оптимистично относиться к этому направлению поиска, что, однако, является непростой задачей. Так, достигнутая к настоящему времени успешность поисково-разведочных работ для большинства нефтегазоносных бассейнов мира не превышает 30%, а при поисках нефти в фундаменте – существенно ниже. Сложность прогноза залежей на больших глубинах заключается в том, что в катагеннопреобразованных породах низов осадочного чехла и, особенно, в породах кристаллического фундамента практически отсутствуют выдержанные по площади поровые коллекторы и, соответственно, ограничены условия для латеральной миграции углеводородов (УВ). Невозможность формирования значительных латеральных потоков УВ в глубоких горизонтах осадочного чехла и породах фундамента (то есть в зоне весьма затрудненного водообмена) неоднократно обосновывалась ранее, исходя из представлений о фильтрационной неоднородности среды и закономерностях распределения величин пластовых давлений [Всеволожский, Киреева, 2010]. В соответствии с этим можно считать, что на больших глубинах модели бассейновой миграции при прогнозах формирования залежей УВ являются недостаточно обоснованными. При этом необходимо предложить какие-то новые теоретические обоснования поиска залежей УВ в кристаллических породах фундамента.

### **Теоретические предпосылки прогноза залежей УВ в породах фундамента**

В настоящее время существуют три основные теории процесса нефтегазообразования – органическая, неорганическая, миксгенетическая. Первые два

направления обосновывались с начала XX века в работах ученых, придерживающихся органического (И.М. Губкин, Н.Б. Вассоевич, Б. Тиссо, Д. Вельте, Дж. Хант, Б.А. Соколов и др.) и неорганического (Д.И. Менделеев, Ю. Кост, П.Н. Кропоткин, Н.А. Кудрявцев, В.Н. Порфирьев и др.) взглядов. По результатам геохимических исследований, а также на основе достоверных прогнозов при поиске залежей нефти в поровых коллекторах, основанных на положениях осадочно-миграционной теории, последняя получила повсеместное признание и стала главенствующей. В ней признается ведущая роль в осадочных породах рассеянного органического вещества (ОВ) в процессе нефтегазообразования по мере погружения пород в зону катагенеза. Однако открытие в последние 20–30 лет залежей нефти в породах фундамента (среди них одним из самых значимых является месторождение Белый Тигр в породах гранитоидного фундамента шельфа Южного Вьетнама [Гаврилов и др., 2010]) заставило более внимательно отнестись к возможности глубинного происхождения нефти. И если неорганическая теория вызывала много возражений, среди которых одним из самых серьезных было обнаружение даже в нефтях фундамента биологических маркеров, то миксгенетическая теория позволяла снять эти противоречия.

Суть миксгенетического синтеза УВ, развиваемого видными учеными (Х.Д. Хедберг, О.Г. Сорохтин, В.П. Гаврилов, В.Е. Хаин и др.) состоит в том, что при поддвиге литосферных плит из затягиваемого вместе с осадочными толщами на большие глубины органического вещества УВ генерируются в результате непосредственного воздействия на него глубинных флюидов, поднимающихся по каналам тепломассопереноса (разломам) из верхней мантии и содержащих, в основном,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CH}_4$ , He и др.

Эти положения находят подтверждение при изучении условий формирования месторождения Белый Тигр. Большие запасы нефти, выявленные на этом месторождении, невозможно было объяснить только нефтяными ресурсами терригенных отложений, что следовало из расчета нефтегенерационного потенциала глинистых толщ [Гаврилов и др., 2010]. Поэтому обосновывалось, что дополнительным источником УВ могло быть ОВ осадков океанической коры, которые затягивались в мантию в зонах поддвига литосферных плит при субдукционных процессах [Гаврилов и др., 2005]. Еще одним источником УВ могли быть газовой-жидкие включения в пузырьковых пустотах минералов гранитов, которые, по результатам лабораторных исследований, содержали УВ вплоть до гексана [Гаврилов и др., 2005]. Поступление этих УВ в трещиноватые зоны гранитоидного

коллектора (и даже в низы осадочного чехла) было возможно вместе с высокотемпературными глубинными флюидами, что подтверждено термодинамическим моделированием [Кирюхин, Киреева, 2015].

Таким образом, на основе миксгенетической теории, источником поступления УВ в верхние части кристаллического фундамента и низы осадочного чехла следует считать глубинные флюидные потоки, которые перемещаются по раздробленным проницаемым зонам в местах пересечения глубинных разломов. Эти потоки не только переносят и частично синтезируют УВ за счет метаново-водородной составляющей, но и сами формируют коллекторские зоны в результате мощного выщелачивающего воздействия, образуя кавернозно-трещинный коллектор, открытая пористость которого может достигать до 20–30% [Дмитриевский и др., 1992].

Таким образом, прогноз нефтеносности фундамента на основе миксгенетической теории должен быть основан на поиске каналов глубинного потока УВ, зон разуплотнения (выщелачивания) в фундаменте и условий сохранения образовавшихся скоплений УВ в кристаллических породах. Причем, учитывая, что речь идет о глубокозалегающих ловушках, желательно выявить некоторые возможные критерии их локализации в выщелачиваемых горизонтах.

#### **Изменение состава глубинного флюида при вертикальной миграции**

Если рассматривать перемещение УВ в составе глубинного эндогенного флюида, то по мере продвижения в более низкие Р-Т условия он должен изменяться, а именно – 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 работам вулканологов, посвященных составу вулканических вод (газо-паровые выбросы вулканов и воды гейзеров). Как показывают эти исследования, глубинный флюид при продвижении к поверхности разделяется на маломинерализованные  $\text{SO}_4\text{--HCO}_3\text{--Na}$  воды и более минерализованную часть –  $\text{Cl--Na}$  раствор [Набоко, 1974], что связано с изменением химического состава растворов при снижении давления. Известно, что вода в виде пара в глубоких частях гидросферы 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 – в жидкой фазе возрастает концентрация солей. Газообразная (паровая) часть флюида перемещается в верхние части разреза, а жидкая (концентрированная) часть может вообще не достичь поверхности [Набоко, 1974]. 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  $\text{CO}_2$  и  $\text{SO}_2+\text{SO}_3$ ). О составе же глубинного раствора можно судить по составу так называемых перегретых (температура на выходе  $> 100$  °C)  $\text{Cl-Na}$  терм вулканических областей. Эти воды, которые большинством исследователей [Набоко, 1974; Арсанова, 1974; Карпов, Ильин, 2005] 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)  $\text{Cl-Na}$  раствор (содержание  $\text{NaCl}$  до 95–98 экв.-%). В газах преобладают  $\text{N}_2$  и  $\text{CO}_2$ , присутствуют  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2$  и углеводородные газы. Характерны высокие концентрации  $\text{Si}$ ,  $\text{B}$ ,  $\text{K}$ ,  $\text{Li}$ ,  $\text{Cs}$ ,  $\text{Rb}$ ,  $\text{As}$ ,  $\text{Sb}$  и др.

Аналогом формирования нефтяного месторождения по предложенной схеме является гидрохимическая зональность кальдеры вулкана Узон, в которой наблюдается поверхностное высачивание нефти, выносимой углекислыми  $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Na}$  водами. А в более глубоких частях кальдеры их снизу «подпирают»  $\text{Cl-Na}$  термы (рис. 1, см. приложение).

Важно, что близкая гидрохимическая зональность отмечена на месторождении Белый Тигр, где в низах осадочного чехла отмечены маломинерализованные  $\text{HCO}_3\text{-Na}$  воды, а в кристаллическом фундаменте на глубине 4493 м получена попутная вода из изолированного блока фундамента, куда не поступала морская вода, закачиваемая для поддержания пластового давления (ППД) (рис. 2). Эта вода по всем параметрам резко отличалась как от пластовых вод в вышележающих осадочных комплексах (табл. 1), так и от морской воды, закачиваемой в скважины месторождения для ППД.

Минерализация воды фундамента, в среднем, – 5,1 г/л, и хотя воды осадочного чехла имеют похожую малую минерализацию, однако по компонентному составу существенно отличаются. Вода фундамента –  $\text{Cl-Na-Ca}$  состава, содержание  $\text{Cl}$ -иона во всех пробах составляет 95–96 экв.-% (см. табл. 1), содержание  $\text{HCO}_3\text{-}$  и  $\text{SO}_4\text{-}$ ионов не превышает 1,0–2,5 экв.-%, а в водах олигоценых и нижнемиоценовых пород осадочного чехла резко (более чем в 10 раз) увеличивается содержание  $\text{HCO}_3\text{-}$  и  $\text{SO}_4\text{-}$ ионов с

Таблица 1

**Химический состав воды низов осадочного чехла и гранитоидного фундамента месторождения Белый Тигр и гейзеров Камчатки**

Компоненты и показатели химического состава объекта	Месторождение Белый Тигр, шельф Южного Вьетнама, нижний олигоцен	Месторождение Белый Тигр, шельф Южного Вьетнама, К <sub>2</sub> -гранитоидный фундамент, Н=4493 м	Паужетское месторождение, Камчатка
Na+K	992	1700	1060
Mg	1,7	9	7
Ca	113	294	119
Cl	1218	2945	1470
Br	12,4	7,6	2,8
I	1,4	2,1	
SO <sub>4</sub>	243	84	2,8
HCO <sub>3</sub>	565	85	61
B	10,5	147,2	127
NH <sub>4</sub>	13,5	5,4	
pH	7,8	7,1	
M, г/л	3,2	5,1	2,5
Формула ионного состава	$\frac{Cl_{170} HCO_3_{19} SO_4_{11}}{(Na+K)_{85} Ca_{11} Mg_4}$	$\frac{Cl_{96} SO_4_{2} HCO_3_{2}}{Na_{83} Ca_{16} Mg_1}$	$\frac{Cl_{90} SO_4_{7} HCO_3_{3}}{(Na+K)_{99} Ca_1}$
rNa/rCl	1,3	0,89	0,99
B/Br	0,85	20,4	45,4

Примечание: пустая клетка – нет данных.

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 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. 1). Разница заключается в несколько большей минерализованности вод фундамента, а также увеличении содержания  $\text{Ca}^{+2}$  и уменьшении содержания (Na+K). Такие изменения ионного состава можно объяснить результатом взаимодействия гидротерм с минералами гранитоидов. Однако содержание  $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{SO}_4^{-2}$  ионов почти аналогично. Также величины отношения  $r\text{Na}/r\text{Cl}$  для Cl–Na терм и воды фундамента очень близки и составляют 1,0 и 0,89 соответственно. На принадлежность вод в фундаменте месторождения Белый Тигр к «остаточным» гидротермам указывает и резко повышенное содержание бора (147,2 мг/л), что в 5–10 раз больше величин, фиксируемых в водах осадочного чехла, и практически аналогично содержанию бора в Cl–Na термах Камчатки (см. табл. 1). Величина отношения В/Вг для вод фундамента составляет 20,4, что соответствует значению данного отношения для современных гидротерм [Киреева, 2009].

Кроме того, ранее было установлено [Киреева, 2010], что безводные нефти фундамента месторождения Белый Тигр не содержат хлоридов в составе воднорастворимых солей (рис. 3). Данный анионный состав водной вытяжки совершенно необъясним с точки зрения поступления «микронейфти» 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, за исключением единственного случая, указанного выше, 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, а сами УВ перемещались в коллектор в составе  $\text{HCO}_3^-$ -Na раствора.

Следовательно, исходя из солевого состава безводных нефтей месторождения Белый Тигр, находящихся в гранитоидном фундаменте, и химического состава Cl–Na вод, обнаруженных в фундаменте этого месторождения, можно полагать, что нефть перемещалась в осадочный чехол в составе углекислого  $\text{HCO}_3^-$ -Na раствора и при этом формировалась последовательность (сверху вниз): газ – нефть – маломинерализованные  $\text{HCO}_3^-$ -Na воды – Cl–Na раствор.

Рассматривая условия образования месторождения Белый Тигр в качестве эталонных, так как на сегодняшний день оно остается одним из самых крупных месторождений нефти в гранитоидных породах, можно полагать, что для образования

месторождений в фундаменте необходимо наличие крупных разломов (каналов миграции), по которым осуществляется поступление глубинных флюидов, перемещающих УВ, а признаком проявления глубинной гидротермальной деятельности является формирование гидрохимической инверсии, вследствие поступления глубинных маломинерализованных  $\text{HCO}_3\text{-Na}$  вод в пластовые воды низов осадочного чехла.

### **Возможная нефтеносность фундамента Западной Сибири, исходя из миксгенетической концепции**

Исходя из миксгенетической концепции, основным условием формирования месторождений в фундаменте и низах осадочного чехла должно быть наличие крупных разломов и проявление по ним гидротермальной деятельности.

Проявления гидротермальной деятельности в низах осадочного чехла, в основном, в юрских отложениях Западно-Сибирского региона неоднократно описывались во многих работах [Киреева, 2011; Коробов, Коробова, 2012; Зубков, 2017]. Причем в работах М.Ю. Зубкова отмечается, что гидротермальные процессы происходили сравнительно недавно, вероятнее всего в кайнозой, о чем свидетельствует сохранившаяся высокая (около 30%) пористость вторичных кварцитов на глубине 3,5 км [Зубков, 2017]. Кроме того, в этой же работе доказывается, что высокое содержание  $\text{CO}_2$  (до 96%) в подземных водах юрского комплекса имеет глубинное происхождение, т.е. является проявлением еще не полностью затухшей гидротермальной деятельности. Данный факт весьма важен, так как в работе [Киреева, 2018] обосновывается, что «остаточная» гидротермальная деятельность проявляется поступлением паров воды и  $\text{CO}_2$  в нижние горизонты осадочного чехла, что в свою очередь формирует зоны гидрохимических инверсий, то есть залегания маломинерализованных  $\text{HCO}_3\text{-Na}$  вод под зоной  $\text{Cl-Na}$  рассолов.

Таким образом, если рассматривать в качестве благоприятных признаков для поиска нефти в фундаменте зоны пересечения крупных разломов, по которым еще не прекратилось движение флюидов, что фиксируется гидрохимическими инверсиями в нижних частях осадочного чехла, то такие зоны наиболее широко распространены в центральных и западных частях Западно-Сибирской плиты. Это подтверждается как широким развитием в этих зонах вторичных гидротермальных кварцитов (рис. 4), так и инверсионным гидрохимическим разрезом, постоянно отмечаемым в этой области [Ставицкий и др., 2004; Всеволожский, Киреева, 2009]. Причем на некоторых площадях маломинерализованные  $\text{HCO}_3\text{-Na}$  воды поступают из фундамента (табл. 2). По

классификации В.А Сулина они относятся к гидрокарбонатно-натриевому (ГКН) типу, о чем свидетельствует отношение  $rNa/rCl > 1$ .

Таблица 2

**Химический состав вод фундамента Талинской площади  
Красноленинского месторождения**

Н, м	pH	М, г/л	(Na+K) <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	I	Br	B	B/Br	rNa/rCl
2704	6,9	5,9	1958	70	17	15	12	2234	1635	1,7	18	4,2	0,2	1,3

Таким образом, нефтеносность фундамента на указанных площадях вполне вероятна.

Возможная нефтеносность фундамента указанных площадей связана также с его тектоническим строением. Известно, что наиболее крупные нефтяные и газонефтяные месторождения Западной Сибири приурочены к рифтогенным и палеосубдукционным зонам разломов фундамента: Шаимский вал, Красноленинский свод, Колтогорско–Уренгойский рифт, Нижневартовский свод и др. (см. рис. 4). Генетически их можно подразделить на трансформный и конформный типы, выделяя зоны и узлы пересечения.

Шаимский рифт и надрифтовая валообразная зона являются трансформной системой мегасубдукционной зоны Урала и на северо–востоке пересекаются с Колтогорско-Уренгойской рифтовой системой [Сурков, Жеро, 1981]. Красноленинский свод, по мнению авторов, – сложная система палеосубдукционных зон, западной фронтальной частью которой является Талинская валообразная структура, в пределах которой расположено крупное Талинское нефтеконденсатное месторождение. В пределах Нижневартовского свода в приразломных зонах выделены тела вторичных силицитов [Зубков, Федорова, 1989; Фищенко и др., 2018] из которых получены промышленные притоки нефти.

Рифты и зоны палеосубдукций, обусловленные формированием зон глубинных разломов, являются наиболее подвижными и проницаемыми зонами с интенсивной гидротермальной деятельностью, дренирующими, в том числе, и верхнюю часть фундамента, а возможно, и мантии.

Деформациями фундамента, в основном, определяется формирование структуры осадочного чехла Шаимского вала, Красноленинского свода и других структурных элементов западной части Западно-Сибирской плиты.



Сиалические блоки фундамента, образованные гранитоидными телами и вмещающими их метаморфизованными сланцами, имеющие дефицит плотности в пределах  $0,05-0,07\text{г/см}^3$ , формировались в процессе субдупирования блоков коры, их изостатической дифференциации и ограничены дизъюнктивными контактами.

Эпигенетические изменения пород фундамента и осадочного чехла Западно-Сибирской плиты контролировались зонами разрывных нарушений с периодическим усилением гидротермальной деятельности, обусловленной тектонической активизацией. Последняя проявлялась неоднократно в средней и поздней юре (180–150 млн лет), раннем мелу (145–120 млн лет), позднем мелу-раннем палеогене (100–60 млн лет).

Повышенная интенсивность гидротермальных процессов приурочена к зонам рифтов и субдукций, характеризующихся повышенной проницаемостью в зонах дробления разломов. Базальные нефтенасыщенные пласты ЮК<sub>10-11</sub> шеркалинской свиты на Талинском месторождении представлены разнотермистыми песчаниками с линзовидными участками гравелитов, которые образовались в процессе глубокой гидротермальной переработки под влиянием циркулирующих высокотермальных (250–300 °С) растворов.

Основным фактором существования таких аномально нагретых гидродинамически активных вод являлся циклически меняющийся режим бокового давления при формировании субдукционных зон в пределах Красноленинского свода. На Талинском и других месторождениях свода по данным сейсморазведки и бурения установлено множество зон разновозрастных тектонических нарушений в фундаменте и осадочном чехле от субвертикальных до полого наклонных. Ширина зон интенсивной трещиноватости изменяется в пределах от нескольких десятков до 150–250 м при амплитуде вертикальных перемещений до 25–50 м. В этих зонах породы характеризуются значительно повышенными фильтрационно-емкостными свойствами и выделяются как нефтенасыщенные «суперколлекторы».

### **Заключение**

Приведенные данные позволяют сделать вывод о существовании на территории западной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции сложных нетрадиционных коллекторов в породах фундамента, коры выветривания и базальных горизонтов осадочного чехла, образовавшихся в результате вторичной гидротермальной переработки по зонам тектонических нарушений. Наличие этого рифтогенно-осадочного и

субдукционно-магматического комплекса пород, в котором установлено единство эпигенетических преобразований пород фундамента, коры выветривания и осадочного чехла, позволяет рассматривать его как новый нефтеперспективный объект.

Причем, если опираться на концепцию формирования залежей нефти в фундаменте за счет глубинного притока УВ флюида, то необязательно в прогнозе учитывать расположение нефтематеринских толщ в осадочном чехле и относительно блоков фундамента. Подчеркиваем это, потому что в настоящее время открыто достаточно много небольших залежей нефти в породах фундамента Западной Сибири [Дмитриевский и др., 2007], однако, следуя концепциям осадочно-миграционной теории, бурение рекомендуется только в приподнятых участках фундамента и только на глубину прислоненных осадочных пород, из которых предполагается поступление «микронефти» [Дмитриевский и др., 2007]. И если бурение выступов фундамента вполне оправдано, так как они обладают повышенной трещиноватостью, то ограничивать проходку только мощностью прислоненных глинистых толщ, которая обычно не превышает 50–100 м, вряд ли обосновано. Формирование гранитоидного массива сопровождается образованием в его верхней части так называемой «зоны закалки», представляющей собой породу повышенной прочности, мощностью до нескольких сотен метров. Поэтому остановка бурения при вскрытии только нескольких десятков метров от кровли фундамента не позволяет обнаружить возможное скопление нефти в гранитоидных породах. Следовательно, при проведении поискового бурения в таких условиях необходимо проектировать глубину вскрытия гранитоидных выступов фундамента не менее 1000 м от его поверхности, по аналогии с месторождением Белый Тигр, в котором вертикальная мощность нефтенасыщенных гранитоидных пород превышает 1500 м.

Кроме того, не следует ограничивать бурение горстообразными структурами, поскольку промышленные скопления нефти в опущенных зонах доюрского фундамента уже обнаружены [Фищенко и др., 2018]. Формирование нефтяных скоплений в прогибах кристаллического фундамента вполне возможно, так как в последнем коллекторские зоны образуются в результате гидротермального воздействия и тектонической трещиноватости, что не обязательно приурочено к выступам фундамента.

Также в прогнозе нефтеносности фундамента не следует забывать о необходимости существования на его поверхности надежной кровли. В работе [Арешев и др., 1996] показано, что нефтеносность гранитоидного выступа на месторождении Белый Тигр не

одинакова. Наиболее высокопродуктивным является Центральный свод, мощность глинистой покрывки верхнего олигоцена над которым превышает 20 м. На Северном своде, над которым толщина покрывки изменяется от 5 до 40–60 м, и в которой появляются прослой песчаника, продуктивность на одну скважину в среднем в 3 раза ниже, чем на Центральном своде. По мнению авторов, в таких местах, где мощность покрывки минимальная, через литологические окна, возможно, происходит переток УВ из фундамента в породы олигоцена и миоцена. Действительно, над Северным сводом скоплений нефти в осадочном чехле значительно больше, чем над Центральным (см. рис. 2).

Итак, в прогнозе нефтеносности фундамента следует, прежде всего, ориентироваться на выявление зон пересечения глубинных разломов и сопровождающих их зон разуплотненных, гидротермально выщелоченных пород. Проявлением недавней гидротермальной деятельности являются зоны гидрохимических инверсий в нижних частях осадочного чехла, которые также следует считать поисковым признаком. А для сохранности залежи в фундаменте необходима надежная покрывка в низах осадочного чехла.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Системный подход к совершенствованию теории и практики нефтегазогеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности и формирования ресурсной базы нефтегазового комплекса России», № АААА-А17-117082360031-8).*

#### ЛИТЕРАТУРА

*Арешев Е.Г., Донг Ч.Л., Киреев Ф.А.* Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 50–59.

*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.

*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. М.: ГЕОС, 2010. С. 105–109.

*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., Шустер В.Л., Пунанова С.А., Самойлова А.В.* Моделирование геологического строения и механизмов формирования и размещения скоплений нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири [Электронный ресурс] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: Электрон. науч. журн. 2012. Вып. 2(6). 20 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 12.10.2018).

*Зубков М.Ю., Федорова (Киреева) Т.А.* Гидротермальные коллекторы в черных сланцах // Геология нефти и газа. 1989. № 6. С. 26–30.

*Зубков М.Ю.* Тектоногидротермальные процессы в юрских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2017. № 1. С. 64–81.

*Гаврилов В.П., Киреев Ф.А., Утопленников В.К., Донг Ч.Л.* Геодинамические условия формирования нефтяных месторождений на шельфе Южного Вьетнама с позиций миксгенетической концепции образования углеводородов // Геодинамика нефтегазоносных бассейнов: Материалы 2-ой Международной конференции. М.: РГУНГ им И.М. Губкина. 2005. С. 206–213.

*Гаврилов В.П., Гулеев В.Л., Киреев Ф.А., Донцов В.В.* Гранитоидные коллекторы и нефтеносность южного шельфа Вьетнама. М.: Недра. 2010. 294 с.

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

*Карпов Г.А., Ильин В.А.* Онтогенез гидротермального процесса. Владивосток: Дальнаука, 2005. 158 с.

*Киреева Т.А.* К методике оценки эндогенной составляющей глубоких подземных вод // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. 2009. № 1. С. 54–57.

*Киреева Т.А.* Генезис подземных вод месторождения Белый Тигр (шельф Южного 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): Сб. тр. конф. М.: ГЕОС. 2011. С. 329–343.

*Киреева Т.А.* Химические особенности вод низов осадочного чехла и фундамента в связи с нефтеносностью // Геология нефти и газа. 2018. № 1. С. 95–108.

*Кирюхин А.В., Киреева Т.А.* Формирование нефтяного резервуара в условиях пароконденсатной гидротермальной системы по результатам численного моделирования (на примере месторождения Белый Тигр, Вьетнам) // Геология нефти и газа. 2015. № 1. С. 79–86.

*Коробов А.Д., Коробова Л.А.* Вторичные кварциты и пропилиты Западной Сибири – индикаторы нефтегазоперспективного рифтогенно-осадочного формационного комплекса // Разведка и охрана недр. 2012. С. 30–35.

*Липатова В.В., Казаков А.М.* Проект стратиграфической схемы триасовых отложений Западно-Сибирской плиты // Триас Западно-Сибирской плиты: Материалы к стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС. 2001. С. 215–220.

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

*Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г.* Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика. 2004. Т. 45, № 7. С. 826–832.

*Сурков В.С., Жеро О.Г.* Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра. 1981. 143 с.

*Тиен Х.Д.* Гидрогеологические условия месторождения Белый Тигр // Тез. докл. 2-ой конф. НИПИморнефтегаз. Вунгтау. 1998. С. 103–119.

*Фищенко А.Н., Лебедев М.В., Мазниченко М.В., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б.* Новые данные о геологическом строении нефтегазоносного резервуара в верхней части доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2018. № 3. С. 13–17.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

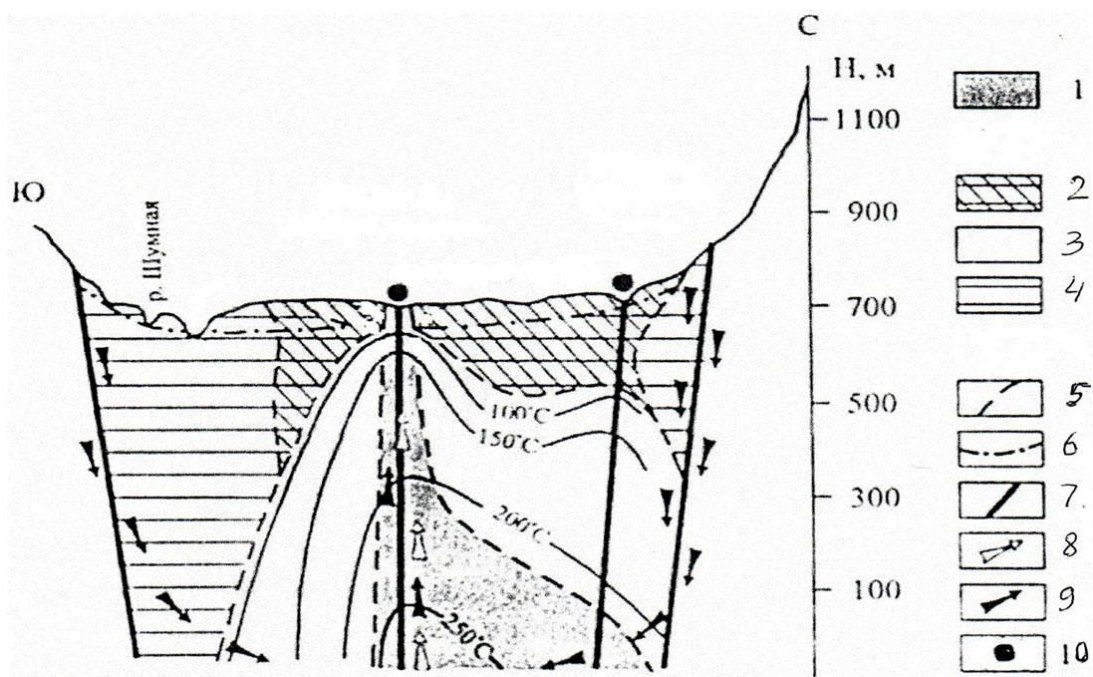


Рис. 1. Модель-схема гидрохимической зональности гидротермальной системы кальдеры Узон ([Карпов, Ильин, 2005] с дополнениями)

Условные обозначения: 1 – растворы Cl-Na состава; 2 – воды  $\text{SO}_4\text{-HCO}_3\text{-Cl-Na}$  состава; 3 – растворы  $\text{HCO}_3\text{-Cl-Na}$  состава; 4 – пресные инфильтрационные воды; 5 – границы гидрохимических зон; 6 – уровень грунтовых вод; 7 – разломы; 8 – инфильтрация смешанных вод; 9 – инфильтрация вадозных вод; 10 – высачивание нефти

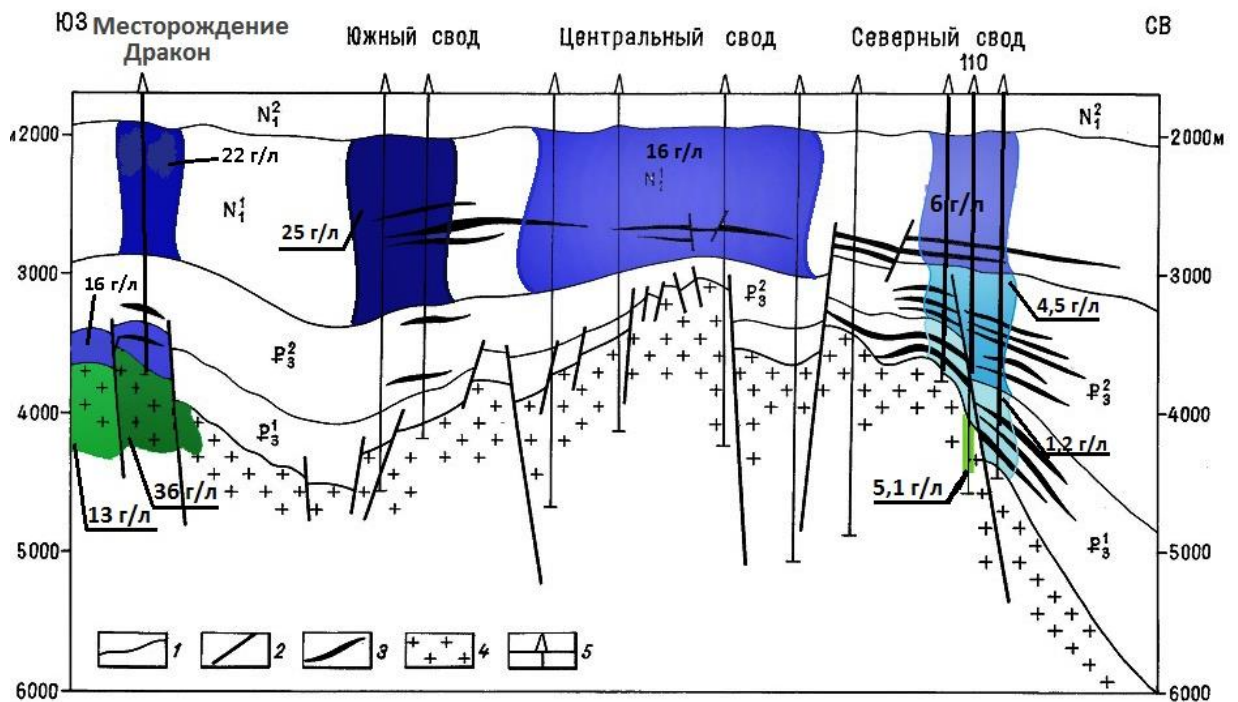


Рис. 2. Геолого-гидрохимический разрез месторождений Белый Тигр и Дракон ([Тиен, 1998] с дополнениями)

Условные обозначения: 1 – границы водоносных комплексов; 2 – разрывные нарушения; 3 – скопления нефти в осадочном чехле; 4 – нефтенасыщенные породы кристаллического фундамента; 5 – пробуренные скважины

Примечание: цветом выделены подземные воды разной минерализации

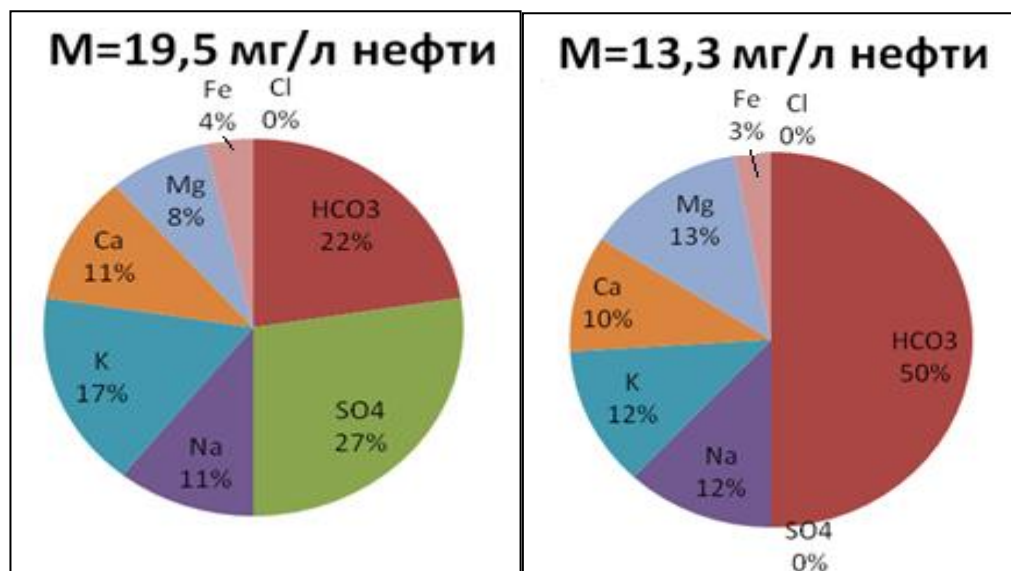


Рис. 3. Состав солей в безводных нефтях кристаллических пород фундамента месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама)

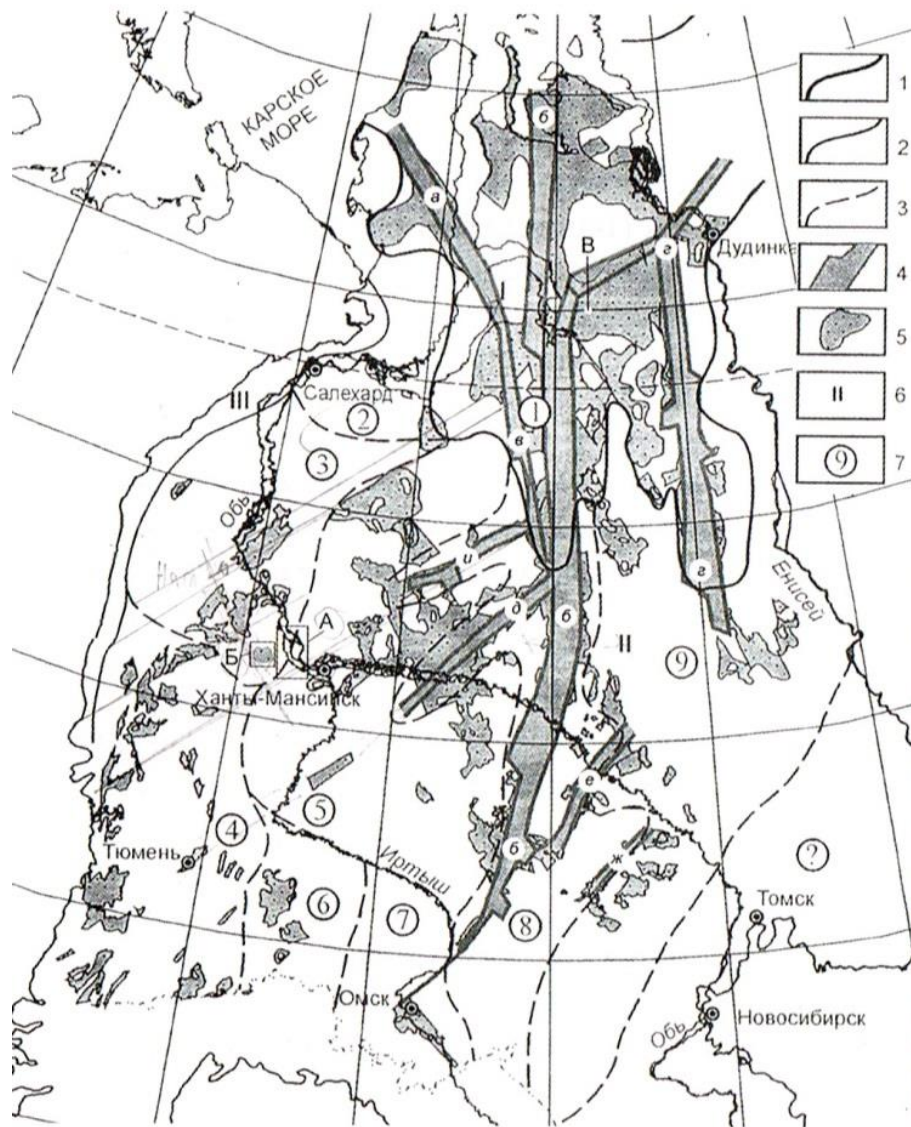


Рис. 4. Схема расположения гидротермальных фаций триасовых отложений Западно-Сибирской плиты ([Липатова, Казаков, 2001] с дополнениями из [Коробов, Коробова, 2012])

Границы: 1 – Западно-Сибирской плиты, 2 – фациальных областей, 3 – фациальных зон; рифты: а – Ямальский, б – Колтогорско-Уренгойский, в – Худуттейский, г – Худосойский, д – Аганский, е – Усть-Тымский, ж – Чузикский, и – Пякипурский; 5 – изолированные (локальные) впадины и вулканические плато; 6 – фациальные области: I – Ямало-Тазовская, II – Обь-Иртышская, III – Приуральская; 7 – фациальные зоны: 1 – Уренгойская, 2 – Ярудейская, 3 – Шеркалинская, 4 – Тюменско-Тобольская, 5 – Мансийская, 6 – Вагай-Ишимская, 7 – Омская, 8 – Тарско-Муромцевская, 9 – Хохряковская; площади: А – Красноленинская, Б – Шаимская, В – Северо-Хальмерпаютинская