

Библиографический список

1. *Иванчик М.М.* Палеогеновая спонгиоза фауна Восточно-Европейской платформы и смежных регионов: Автореф. дис... на соиск. уч. степени доктора геол.-мин. наук. Киев, 1994. 36 с.
2. *Колтун В.М.* Спикульный анализ как микропалеонтологический метод исследований // Палеонтол. ж. 1959. № 3. С. 148-150.
3. *Колтун В.М.* Спикулы кремневых губок в отложениях верхнего мела и палеогена Северного Урала // Палеонтол. ж. 1961. № 1. С. 61-69.
4. *Первушов Е.М.* Поздне меловые вентрикулитидные губки Поволжья // Труды НИИГеологии Саратовского государственного университета. Т. 2. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 1998. 168с. с ил., 29 фототабл.
5. *Первушов Е.М.* Поздне меловые скелетные гексактинеллиды России (исходные морфотипы и модульное строение, классификация и стратиграфическое значение)/ Автореф. дис... на соискание ученой степени доктора геол.-мин. наук. Саратов: Изд-во СГУ, 2000. 54 с.
6. *Первушов Е.М.* Род *Sporadoscina* (Goldfuss, 1833) и род *Homobrachiocyathus* gen. nov. - представители вентрикули-

- тид (Porifera, Hexactinellida) // Результаты общегеологических и палеонтолого-стратиграфических исследований НИИГеологии и геологического факультета СГУ. Труды научно-исследовательского института геологии СГУ им. Н.Г. Чернышевского. Новая серия. Т. VI. Саратов: Изд-во «Научная книга», 2000. С. 16-44.
7. *Первушов Е.М., Яночкин С.В.* Представления о морфогенезе поздне меловых *Balantionella Schrammen*, 1902 (Porifera, Hexactinellida, Leptophragmidae) // Труды НИИ Геологии Саратов. ун-та. Новая серия. Т. VIII. Саратов: Изд-во «Научная книга», 2001. С. 92-98.
8. *Первушов Е.М.* Филогенез представителей семейств *Coeloptychiidae* и *Leptophragmidae* (Hexactinellida) // Труды НИИ Геологии Саратов. ун-та. Новая серия. Т. VIII. Саратов: Изд-во «Научная книга», 2001. С. 60-71.
9. *Ulbrich H.* Die Spongien der Ilsenburg-Entwicklung (obers unter-Campan) der Subherzynyen Kreidemulde // Paleontologi, C 291. Leipzig, 1974. S. 1-173.
10. *Ziegler B.* Beobachtungen an hexactinelliden Spongien // Mitt. Paleont. Inst. Univ. Zurich., 1962. № 21. PP. 573-586.

УДК 553.98: 550.812:551.73 (571.1)

ПОРОДЫ ФУНДАМЕНТА ТАФРОГЕННЫХ ОБЛАСТЕЙ - ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ОБЪЕКТ ОБНАРУЖЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.Д. Коробов, профессор кафедры минералогии и петрографии
Л.А. Коробова, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

СГУ, геологический факультет

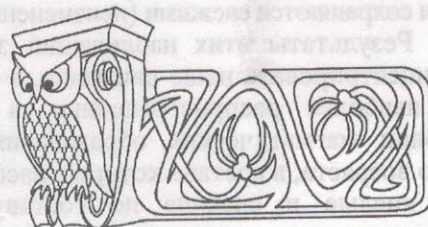
E-mail: korob@info.sgu.ru

Основным процессом, формирующим вторичные коллекторы в породах фундамента тафрогенных областей, является низкотемпературная гидротермальная деятельность. Благодаря ей в породах туринской серии возникали зоны сернокислотного выщелачивания и низкотемпературной пропилитизации. Эти породы, являясь потенциальными коллекторами, сосредоточены в центральных частях кислых экструзивных куполов. Специфика тафрогенных гидротермальных систем обусловила появление уникальных природных резервуаров, локализованных в кристаллическом фундаменте. Нефтенасыщение таких резервуаров могло происходить из прислоненных к блокам фундамента осадочных пород чехла (латеральная миграция) или было вызвано перепадом давлений, связанным с остыванием гидротермальной системы (вертикальная миграция).

Foundation strata of tafrogen areas - a forward-looking object of hydrocarbons discovery

A.D. Korobov, L.A. Korobova

The main process forming second manifolds in foundation strata of tafrogen areas is low-temperature hydrothermal activity. Thanks to it zones of sulfuric acid leaching and low-temperature propylitization sprang up in strata of turinskaya series. Being potential manifolds these strata are concentrated in the central parts of acid blister cones. Specificity of tafrogen hydrothermal systems conditioned appearance of unique natural reservoirs localized in the crystalline foundation. Oil saturation of such reservoirs could descend from sedimentary strata leaned against foundation blocks (lateral migration) or was stimulated by pressure drops caused by cooling down of hydrothermal system (vertical migration).



«Без светоча науки и с нефтью будут потемки»

Д.И. Менделеев

Введение

В последние годы при поисках месторождений нефти и газа геологи все чаще обращаются не только к глубоким горизонтам нижних структурных этажей осадочного чехла, но видят резервы дальнейшего наращивания запасов углеводородов в новых нетрадиционных объектах, среди которых особый интерес представляют породы фундамента. Промышленные месторождения нефти и газа в фундаменте известны во многих регионах Мира (Ауджила в Ливии, Ла-Пас и Мара в Венесуэле, Хьюгтон-Панхандл в США, Оймаша в Казахстане и др.). При этом скопления углеводородов, приуроченные к породам фундамента, связываются, в основном, с их разуплотненными разностями.



В полной мере это относится к центральной части Западно-Сибирской плиты, где сосредоточена основная промышленная нефтеносность региона. В частности, в пределах Шаимского нефтегазоносного района известно большое количество нефтепроявлений и небольших залежей в кровельной части доюрского комплекса (Толумское, Мортымья-Тетеревское, Убинское, Даниловское, Потанайское и другие месторождения). Результаты опробования пород кровельной части доюрского комплекса показали, что дебиты нефти, полученные из них, варьируют в широких пределах - от 0.1-0.3 до 100-115 т/сут, составляя в среднем 10-25 т/сут [1].

Исследования образцов керн, отобранных из продуктивных интервалов доюрского комплекса перечисленных месторождений, свидетельствуют, что они:

1) сложены изверженными породами кислого и среднего состава, а также кремнистыми сланцами и сланцами с прослоями метапесчаников и метаравелитов;

2) несут следы интенсивных вторичных изменений, выражающихся в трещино-, поро- и кавернообразовании, вызванных процессами гидролиза и выщелачивания неустойчивых минеральных компонентов;

3) не являются коллекторами в том случае, если сохраняются свежими (неизмененными) [1].

Результаты этих наблюдений заставляют сконцентрировать наше внимание, в частности, на наиболее распространенных в Западной Сибири магматических образованиях доюрского возраста, в составе которых распространены кислые и средние по составу породы, претерпевшие наложенные (коллекторообразующие) процессы.

В соответствии с существующими в настоящее время представлениями фундамент центральной части Западно-Сибирской плиты подразделяется на два тектонических этажа: нижний (палеозойский), собственно складчатый фундамент, и верхний (триасовый), сложенный контрастными эффузивно-осадочными породами туринской серии. Последние сопряжены с проявлением тафрогенеза [2, 3], который предшествует плитной стадии развития. В составе контрастной магматической формации (туринской серии) выделяются две субформации: базальтоидная, пользующаяся широким распространением, и риолитовая, представленная локально. Контрастные породы слагают небольшие трещинные тела, гипабиссальные интрузии и разнообразные покровные фации, перекрывающие палеозойские образования. Характерны sillы долеритов в составе осадочных толщ [4].

Породы туринской серии регионально распространены в составе доюрского комплекса центральной части Западно-Сибирской плиты, где сосредоточена основная промышленная нефтеносность региона. Так, в пределах Нижневартовского свода, Юганской впадины и Фроловской зоны кислые эффузивы (игнимбри-ты) и маломощные покровы базальтов залегают на карбонатных отложениях девона. Каменноугольные отложения Сургутского свода перекрываются базальтами туринской серии, достигающими мощности двух километров в его центральной части. А по периферии кальдеры сосредоточены поля кислых туфов. В осевой части Васюгано-Александровской гряды развиты небольшие по мощности покровы триасовых эффузивов основного и кислого состава. В Шаимском районе палеозойские отложения также частично перекрыты базальтами и кислыми эффузивами триаса [4].

Однако, как уже отмечалось, сами по себе изверженные породы коллекторами не являются. Коллекторы в фундаменте возникают под воздействием разнообразных процессов. Важнейшие из них - тектонические подвижки и гипергенные преобразования - формируют пустотное пространство в любых породах фундамента. В метаморфизованных толщах существенное значение имеют процессы перекристаллизации, в карбонатных - доломитизация и карстообразование. В изверженных породах, наряду с тектоническими и гипергенными (образование коры выветривания) факторами, существенную роль в формировании коллекторов играют гидротермально-метасоматические процессы. При этом, если вторичные продукты сложены глинистыми минералами (каолинитом, монтмориллонитами, смешанослойными образованиями и т.д.), бывает трудно сказать за счет гипергенных или гипогенных (гидротермально-метасоматических) изменений эти коллекторы возникли. Следовательно, установление природы коллекторообразующих процессов в породах фундамента чрезвычайно важно для объективной оценки перспектив их промышленной нефтегазоносности. Решение этой проблемы весьма актуально для пород туринской серии Западной Сибири, испытавших различное по интенсивности воздействие как гипогенных, так и гипергенных изменений [5, 6]. Не менее важной задачей является обоснование способов обнаружения вторичных коллекторов фундамента центральной части Западно-Сибирской плиты, а также попытка представить возможные механизмы их нефтенасыщения. Предварительному рассмотрению этих вопросов и посвящена данная статья.



Особенности вторичных изменений пород фундамента тафрогенных областей

Специальные исследования В.С.Бочкарёва [7] показали, что раннетриасовый вулканизм господствовал не только в Западной Сибири, но, распространяясь далеко на юг, достигал зоны сочленения современных Урала и Северного Казахстана. Там вулканогенный материал широко развит в Кушмурунском грабене Тургайского прогиба. В пределах этого региона, представляющего определенный интерес на обнаружение месторождений нефти и газа [8], сотрудниками НИИ Геологии Саратовского университета изучались породы фундамента. Было доказано, что тафрогенез как геологическое явление сопровождается низкотемпературной гидротермальной деятельностью [9]. Детальные исследования касались продуктов вторичного изменения базальтов, переслаивающихся с осадочными пачками и прорывающих их риолитов и дацитов (породы туринской серии). В итоге были получены петрографические, минералого-геохимические и литологические критерии отличия гипергенных образований (продукты глеевого эпигенеза, коры выветривания) от гидротермально-метасоматических (бентонитовые глины убаганского типа, продукты сернокислотного выщелачивания), развитых по породам туринской серии [10-12].

Учитывая большое петрографическое сходство и выдержанность условий образования изверженных пород туринской серии в пределах Красноленинского, Сургутского, Нижневартовского сводов, Александровского и Шаймского мегавалов (Западная Сибирь), Зауралья, Тургая и Северо-Западного Казахстана [7], можно говорить и о близком характере вторичных изменений вулканитов в указанных районах.

По данным М.Ю.Зубкова с соавторами [1], даже испытав глубокие эпигенетические изменения, коллекторы формируются далеко не во всех типах пород, входящих в состав кровельной части доюрского комплекса. Они, в частности, возникают лишь в переработанных изверженных породах кислого и среднего состава.

Изменения гидротермально-метасоматической и гипергенной природы носят зональный характер. Причем каждая из зон может обладать своими индивидуальными коллекторскими свойствами. Поэтому, касательно пород туринской серии, необходимо рассмотреть условия формирования такой зональности при гидротермальных и поверхностных процессах.

Гидротермально-метасоматические изменения

Установлено [9], что гидротермальные процессы, протекавшие в тафрогенных областях, происходили в обстановке слабых региональных термоградиентов. Основным энергетическим источником гидротермальных систем было тепло изливающихся расплавов, а в пределах кислых экструзивных куполов, кроме того, экзотермические реакции девитрификации и гидратации кислых вулканических стекол. Поэтому в тафрогенных условиях доминировала низкотемпературная аргиллизация (монтмориллонитизация), которая на всей территории грабенов в различной степени захватывала базальты и осадочные породы туринской серии, а также периферийные части прорывающих их риолитовых экструзивов. В центральных же частях кислых экструзивных куполов метасоматическая проработка была максимальной.

Происхождение метасоматической зональности и зональности коллекторских свойств связывается с эволюцией гидротермальных растворов на пути их движения к поверхности, проницаемостью, прогремостью вмещающих пород и т.д. Так, вблизи магматических очагов (подводящих каналов экструзивного купола) растворы более нагреты и обогащены сероводородом. Это приводит к развитию на глубине зон пропилитизации, сменяющихся к поверхности продуктами сернокислотного выщелачивания. Пропилиты представлены адуляром и кварцем, в меньшей степени развиты иллит-сметтиты, карбонаты, цеолиты (анальцит, гейландит, морденит) и пирит. Количество цеолитов в гидротермалитах может достигать 20 %. Внутренняя часть кислотно-выщелоченных пород (зона сернокислотного выщелачивания) сложена каолинитом и кварцем. Она приурочена к древней зоне аэрации вспененных риолитов и риолитовых туфов. Эти породы формировались за счет сульфатных вод, образование которых связано с окислением сероводорода. Здесь возникают высококачественные вторичные коллекторы экструзивных куполов.

В направлении к периферии экструзивных куполов по мере понижения температуры растворов, уменьшения в них концентрации сероводорода и увеличения содержания углекислого газа появляются зоны смектитизации (монтмориллонитизации) с примесью каолинита и сульфатных минералов. Пропилитизированные породы на глубине приобретают тенденцию к исчезновению. Коллекторские свойства пород в таких случаях заметно ухудшаются.



Наконец, на тех участках, где наблюдается переслаивание базальтов с кислыми вулканидами (внешняя граница кислых экструзивных куполов), гидротермальные растворы наиболее холодные (а вмещающие породы наименее прогретые) и содержат ничтожное количество сероводорода. Основным преобразующим фактором термальных вод в этом случае выступает углекислота, определяющая развитие гидрокарбонатного метасоматоза. В силу этого, здесь отсутствуют процессы пропилитизации (на глубине) и сернокислотного выщелачивания (на поверхности), а постмагматические изменения сводятся к преимущественной смектитизации (монтмориллонитизации) пород. В таких случаях формируются не коллекторы, а флюидоупоры.

Сказанное подтверждается наблюдениями, проведенными на Тальниковом нефтяном месторождении (Широтное Приобье). По материалам скв. 6804 нами установлено, что зона максимальной проработки пород фундамента (глуб. 1781.3 м) приурочена к полям развития кислых витрокластических и кристалло-витрокластических туфов туринской серии. Причем в последних отличающихся наибольшей проницаемостью породах стекловатый ингредиент замещается каолинитом, а обломки полевых шпатов и биотита - кварцем. Поэтому на участках туфовой толщи, где доминировали обломки кислого вулканического стекла, сформировались каолинитовые с примесью кристобалита метасоматиты. Там же, где были сосредоточены витро-кристаллокластические (кристалло-витрокластические) аналоги, возникли каолинит-кварцевые (кварц-каолинитовые) метасоматиты.

Каолинит диагностируется по наличию рефлексов с $d_{001}=7.15 \text{ \AA}$ и $d_{002}=3.56 \text{ \AA}$. Рефлексы тонкие, очень интенсивные с узким основанием, что свидетельствует о высоком структурном совершенстве минерала. Низкотемпературный α -кристобалит устанавливается по межплоскостным расстояниям с $d=4.08 \text{ \AA}$.

Смена сернокислотного метасоматоза гидрокарбонатным, что выражается переходом от кварц-каолинитовой и каолинитовой зон к зоне смектитов, на Тальниковом месторождении фиксируется развитием смешанослойных каолинит-смектитовых образований по кислым витрокластическим туфам (скв. 6804, гл. 1779.0 м). Смешанослойные каолинит (А) - смектитовые (В) образования $A : B \approx (70-50) : (30-50)$ диагностируются по наличию рефлексов с $d_{001}=7.22 \text{ \AA}$ и $d_{002}=3.58 \text{ \AA}$. В воздушно-сухом состоянии образцы имеют межплоскостные расстояния с $d=16.0-18.0 \text{ \AA}$. После прокаливания при $550 \text{ }^\circ\text{C}$ в течение двух часов в образцах возникает сильно асимметричный диффузный рефлекс в области 11.0 \AA .

Необходимо отметить, что аналогичные минералы пользуются широким распространением в областях современного островодужного вулканизма. Так, в пределах Западного термального поля Узонской гидротермальной системы (Камчатка) между смектитовой и каолинитовой зонами в настоящее время формируется зона смешанослойных каолинит-смектитовых образований [13]. Нами на Центрально-Камбальном термальном поле Паужетской гидротермальной системы (Южная Камчатка) в непосредственной близости от выхода парогазовой струи также было встречено смешанослойное образование типа смектит-каолинит с 20-30 % разбухающих пакетов в решетке [14].

Если на Тальниковом месторождении мы видели продукты сернокислотного выщелачивания, то пространственно и генетически сопряженные с ними зоны низкотемпературной пропилитизации и аргиллизации пород туринской серии можно наблюдать на Тевлино-Рускинском нефтяном месторождении в разрезе скв.50П (Широтное Приобье).

Петрографические исследования показывают, что в интервале 3593.0-3998.5 м вышеуказанной скважины наблюдается чередование туфов, эффузивов и туфолов риолитового состава. Причем проницаемость и степень раскристаллизации пород предопределяют интенсивность и направленность постмагматических изменений. Наименее преобразован плотный риолит с мелкозернистой основной массой (глуб. 3893-3899 м). Слабо хлоритизирована, смектитизирована и каолинизирована туфолава (глуб. 3993.0-3998.5 м). Кислый кристалло-витрокластический туф значительно цеолитизирован, в меньшей степени хлоритизирован и смектитизирован (глуб. 3593-3598 м).

Из табл. 1 видно, что в свежих эффузивах и слабо измененных туфолавах риолитового состава калий преобладает над натрием в 1.73-2.61 раза. В кислых же кристалло-витрокластических туфах, испытавших интенсивную цеолитизацию, картина радикально меняется: натрий начинает сильно преобладать над калием. В этом случае кали-натровое отношение резко падает, достигая величины 0.19. Повышенное содержание натрия в цеолитизированных витротуфах обусловлено широким развитием анальцима и примесью альбита. Именно поэтому в цеолитизированных породах возрастает концентрация потерь при прокаливании (ППП) (до 2.83 %) по сравнению с относительно свежими аналогами (1.35-1.69 %). Как известно, ППП в значительной степени обусловлены присутствием воды, содержание которой в анальциме составляет 8.17 % [15].



Таблица 1

Химический состав пород кровельной части фундамента Тевлино-Русскинского месторождения нефти

№	1	2	3
Номер обр.	50П-421	50П-465	50П-563
Глубина отбора, м	3893-3899	3593-3598	3993-3998,5
SiO ₂	73.62	61.50	72.63
TiO ₂	0.36	0.28	0.42
Al ₂ O ₃	11.99	17.58	12.57
Fe ₂ O ₃	0.59	1.61	1.94
FeO	2.05	5.32	2.37
MnO	0.06	0.14	0.10
MgO	0.10	1.16	0.69
CaO	0.84	0.49	0.48
Na ₂ O	2.34	7.03	2.60
K ₂ O	6.10	1.35	4.49
P ₂ O ₅	0.02	0.01	0.05
ППП	1.35	2.83	1.69
Сумма	99.42	99.30	100.03

Примечание. 1 - риолит с мелкозернистой основной массой; 2 - кислый кристалло-витрокластический туф в значительной степени цеолитизированный; 3 - туфолова риолитового состава слабо гидротермально измененная

Анальцим установлен по результатам рентгеноструктурного анализа ($d=5.61; 3.43; 2.90 \text{ \AA}$ и др.) и в иммерсионных препаратах ($N=1.482-1.487$). Он нацело замещает обломки кислого вулканического стекла с характерной перлитовой отдельностью.

Наблюдаемое в этой зоне (см. табл. 1) повышенное содержание магния (1.16 % против 0.10-0.69 % в слабо измененных аналогах) и суммарного железа (6.93 % против 2.64-4.31 % в слабо преобразованных разностях) обусловлено развитием хлорита, смектитов и смешанослойных хлорит-смектитовых образований. Эти минералы постоянно ассоциируют с анальцимом, а также кристобалитом, опалом, халцедоном и вторичным кварцем.

Обнаружение заметных скоплений анальцима в зонах гидротермально-метасоматического изменения пород фундамента нефтяных месторождений представляет большой интерес. Дело в том, что анальцим по свойствам относится к группе цеолитов, хотя по структуре и химизму стоит ближе к фельдшпатоидам [15].

Цеолиты, в силу своих кристаллохимических особенностей, обладают развитой системой полостей и каналов. Последние могут служить своеобразным вместилищем газообразных и жидких углеводородов. «Ситовой» эффект этих минералов обуславливает их избирательную способность адсорбировать те компоненты углеводородов, размер которых не превышает размера «окон», то есть нормальные алканы (C₁-C₆). Дополнительная активация более крупных молекул углеводородов способствует преодолению ими потенциального барьера, образуемого адсорбированными на внутренней поверхности цеолита гидратированными обменными катионами. В таких случаях даже относительно крупные молекулы могут проникать в каналы цеолита. Это свидетельствует о большой роли природных цеолитов в формировании коллекторов углеводородов в гидротермально измененных породах [16].

Подтверждением тому служит нефтяное месторождение Белый Тигр (Южный Вьетнам), на котором более 90 % добычи приходится на породы фундамента. Прекрасные коллекторские свойства последних обусловлены интенсивной цеолитизацией (ломонтитизацией) и сменяющейся по направлению движения растворов значительной каолинитизацией гранитов [16, 17]. Схожая картина наблюдается на Самгори-Патардзеульском и Телетском нефтяных месторождениях Притбилисского района (Восточная Грузия), где нефтепритоки происходят из цеолитизированных (клиноптилолитизированных и ломонтитизированных) туфов андезито-базальтового и андезитового составов [18, 19]. Поэтому в нефтегазоносных районах участки пород фундамента, где протекало постмагматическое цеолитообразование и (или) генетически сопряженная с ним каолинитизация, необходимо рассматривать как перспективные объекты на обнаружение продуктивных коллекторов.

Особый интерес в этой связи представляют физические свойства свежих и измененных пород туринской серии Кушмурунского грабена (Тургайский прогиб) (табл. 2). В частности, свежие риолиты обладают открытой пористостью, которая варьирует в среднем от 2.50 до 9.74 %. В нацело смектитизированных (бентониты) и сернокислотно выщелоченных разностях открытая пористость резко возрастает - становится более 38.00 %. Аналогичная тенденция отмечается и в базальтах. Так, если в свежих породах открытая пористость составляет всего 1.84 %, то в нацело смектитизированных разностях превышает 31.00 % (в среднем в том и другом случаях). Учитывая значительную способность высокопористых монтмориллонитовых глин



Таблица 2

Физические свойства свежих и в различной степени измененных пород туринской серии Кушмурунского грабена [11]

№№ пп	Название породы	Объемная плотность, г/см ³	Открытая пористость, %
1	Риолиты сернокислотно выщелоченные $n = 4$	$\frac{1.359 - 1.973^*}{1.550}$	$\frac{21.9 - 47.3}{38.4}$
2	Гиалориолиты нацело смектити- зированные (бентониты) $n = 9$	$\frac{1.220 - 1.877}{1.440}$	$\frac{24.8 - 50.1}{38.7}$
3	Гиалориолиты свежие $n = 5$	$\frac{2.020 - 2.197}{2.090}$	$\frac{3.6 - 5.3}{4.6}$
4	Риолиты свежие с микрофельзитовой основной массой $n = 8$	$\frac{2.133 - 2.453}{2.280}$	$\frac{0.6 - 5.7}{2.5}$
5	Риолиты свежие с микрозернистой основной массой $n = 5$	$\frac{2.065 - 2.366}{2.220}$	$\frac{5.7 - 17.4}{9.7}$
6	Базальты нацело смектитизи- рованные (бентониты) $n = 5$	$\frac{1.760 - 1.795}{1.780}$	$\frac{28.8 - 33.3}{31.2}$
7	Базальты свежие $n = 5$	$\frac{2.647 - 2.757}{2.700}$	$\frac{0.9 - 3.6}{1.8}$
8	Риолиты оглеенные, но прежде сернокислотно выщелоченные $n = 5$	$\frac{1.313 - 1.500}{1.420}$	$\frac{40.8 - 48.6}{44.03}$
9	Дациты оглеенные, но прежде смектитизированные $n = 6$	$\frac{1.122 - 1.584}{1.250}$	$\frac{34.7 - 53.9}{48.22}$
10	Базальты оглеенные, но прежде смектитизированные $n = 5$	$\frac{1.605 - 1.902}{1.670}$	$\frac{29.6 - 42.9}{39.88}$

*). Примечание. В числителе - вариации значений; в знаменателе - средняя величина; n - число наблюдений (проб).

(бентонитов убаганского типа) к набуханию [11], они вряд ли могут рассматриваться как качественные коллекторы пород фундамента. Иное дело высокопористые кварц-каолиновые породы, возникшие при циркуляции горячих кислых растворов. Минеральная ассоциация, слагающая эти метасоматиты, и их механическая прочность позволяют связывать с ними хорошие фильтрационно-емкостные показатели. Сказанное подтверждается данными М.Ю.Зубкова с соавторами [1] по скв. 10158 Северо-Даниловского нефтяного месторождения (Широтное Приобье). Там продуктивный интервал (1758-1762 м) отличается от непродуктивных участков повышенным содержанием каолинита и кварца. Именно в этих зонах возникает максимальная вторичная емкость (до 25-30 %) в изверженных породах кислого и среднего состава. Формирование коллекторов эти геологи также связывают с

гидротермальным выщелачиванием под влиянием кислых гидротермальных растворов.

Следовательно, можно уверенно предполагать, что потенциальными вторичными коллекторами, образовавшимися при постмагматических изменениях пород туринской серии, могут быть, в первую очередь, зоны сернокислотно выщелачивания, а также генетически связанные с ними залегающие ниже зоны пропилитизации. И те, и другие сосредоточены в центральных частях палеовулканических построек, то есть кислых экструзивных куполов.

Процессы гипергенного изменения

Морские отложения юрского и более молодого возраста, перекрывающие свежие и гидротермально измененные породы туринской



серии, обогащены органическим веществом. В силу этого они продуцировали и продолжают продуцировать в настоящее время кислые восстановительные растворы, обусловившие следующий - гипергенный этап переработки вулканитов. Эти преобразования сводятся к бескарбонатному, по А.И.Перельману [20], оглеению, интенсивность которого находится в прямой зависимости от характера предшествующих постмагматических изменений [10, 11].

В нацело монтмориллонитизированных породах - бентонитовых глинах, являющихся водоупором, - глеевый эпигенез практически не развит. Его проявление фиксируется по появлению желваков сидерита в кровле глинистых толщ на контакте с перекрывающими юрскими отложениями, их слабой каолинизации и осветлению.

В пористых кислотно-выщелоченных породах оглеение проявлено незначительно, что связано со слабой контрастностью их состава по отношению к дренируемым растворам, и сопряжено с мобилизацией не более 6 % исходной массы пород. Процесс выражается в развитии сидерита (сферосидерита), а также дополнительной каолинизации метасоматитов.

В частично монтмориллонитизированных породах глеевый эпигенез проявлен очень активно и может достигать мощности 10 м (чаще 4-6 м). Это обусловлено, с одной стороны, физической неоднородностью вулканитов, а с другой, - высокой контрастностью их состава по отношению к кислым супергенным растворам. Процесс вызывает мобилизацию вещества: до 20 % исходной массы в риолитах и 33 % - в базальтах. Изменения приводят к интенсивной каолинизации и осветлению пород, а также образованию большого количества сидерита (сферосидерита).

Процесс глеевого эпигенеза сопровождается увеличением открытой пористости пород (см. табл.2). Так, в оглеенных, но прежде смектитизированных дацитах и базальтах открытая пористость достигает соответственно 48,22 % и 39,88 % (в среднем). По мнению М.Ю.Зубкова и соавторов [1], преимущественно глинистый состав таких продуктов делает их флюидоупорами, но отнюдь не коллекторами.

Иначе дела обстоят с кислотно-выщелоченными породами, которые локализованы в риолитовых куполах. В оглеенных разностях этих пород открытая пористость возрастает до 44,03 % (в среднем), а минеральная ассоциация новообразований (доминирующий кварц + каолинит) не меняется. Из этого следует, что палеовулканические постройки (то есть кислые экстрозивные купола) можно рассматривать

как потенциальные вторичные коллекторы даже на участках интенсивного гипергенного (глеевого) эпигенеза.

Таким образом, неодинаковая по интенсивности смектитизация регионально развита в гидротермальных системах тафrogenного типа [21]. Она распространяется от периферии кислых экстрозивных куполов на всю территорию проявления базальтоидов туринской серии. Следовательно, каолинит-кварцевые метасоматиты и генетически сопряженные с ними цеолитсодержащие низкотемпературные пропилиты (то есть вторичные коллекторы центральных частей кислых экстрозивных куполов) оказываются в пространственном обрамлении флюидоупоров. С одной стороны, это бентонитовые глины и смектитизированные породы фундамента, а с другой - слабопроницаемые толщи перекрывающего осадочного чехла. Сочетание коллектора и флюидоупора, аналогичное вышеописанному, представляет собой природный резервуар, локализованный в кристаллическом фундаменте, обнаружение которого в нефтегазоносных районах чрезвычайно важно.

Способы обнаружения экстрозивных куполов

Для поисков углеводородных залежей во вторичных коллекторах фундамента представляют интерес лишь переработанные изверженные породы кислого и среднего составов.

Основные поисковые объекты (экстрозивные купола) находят свое отражение в потенциальных гравитационном и магнитном полях. Основные предпосылки выделения куполов в гравитационном поле связаны с различиями плотностей пород основного и кислого составов. Существенные различия магнитных свойств (их возрастание с увеличением основности) рассматриваемых пород находят отражение в наблюдаемом поле магнитных аномалий [22].

Зонам развития вторичных коллекторов, связанных с экстрозивными куполами, на картах аномалий поля силы тяжести (Δg_H) и аномалий магнитного поля (ΔT_a) будут соответствовать области отрицательных или пониженных значений Δg_H и ΔT_a . Наличие глубинных субвертикальных подводящих каналов экстрозивных куполов должно определять и локальную изометричную форму выявленных аномалий.

Таким образом, комплексный подход с применением геофизических методов исследования (аэромагнитная и гравиметрическая съемки) позволит выделить зоны развития кислых экстрозивных куполов.

Возможные механизмы заполнения нефтью коллекторов фундамента

Специальные исследования, проведенные на Убинском и Северо-Даниловском нефтяных месторождениях (Шаимский район, Широтное Приобье), показали, что залежи в кровельной части пород фундамента заполнены обычной юрской нефтью и пока нет никаких данных о присутствии в них так называемой «палеозойской» нефти [1]. Следовательно, нефтенасыщение гидротермально измененных пород фундамента должно было осуществляться в результате латеральной, вертикальной или комбинированной миграции углеводородов из перекрывающих юрских нефтепроизводящих толщ. При этом если латеральная миграция происходила, скорее всего, путем перемещения нефти из прислоненных к блокам фундамента осадочных пород, то проблемы, связанные с вертикальной нисходящей миграцией нефти, остаются пока нерешенными.

Для того чтобы представить вероятную модель формирования залежи, надо обратить внимание на одно немаловажное обстоятельство. Гидротермальные процессы, господствовавшие в тафрогенных структурах, были растянуты во времени, неоднократно возобновлялись и распространялись не только на осадочно-вулканогенные образования туринской серии, но захватывали как породы палеозойского фундамента, так и перекрывающие их юрские отложения платформенного чехла. Так, во впадинах Урало-Тургайского региона, где установлены полный разрез туринской серии (Анохинская) или ее фрагменты (Карашиликская, Севастопольская), характерной особенностью являются каолинизация, гидрослюдизация и карбонатизация осадочных толщ. Каолинит в них ассоциирует с кварцем, пиритом, диккитом, карбонатами, иногда флюоритом. Эти процессы выявлены в областях распространения эффузивов и в смежных с ними проницаемых пластах осадочных образований, в зонах тектонических нарушений фундамента и базальных горизонтах осадочной толщи непосредственно над ними, а также в трещинах осадочных пород близ крупных бортовых разломов [23, 24].

Во многом схожая картина описана на Убинском нефтяном месторождении. Там отмечена гидротермальная проработка подошвенной части тюменской свиты, залегающей на породах фундамента. В результате этого слоистые силикаты среднеюрских углисто-глинистых отложений в интервале шести метров практически полностью заместились серицитом и

иллитом [1]. Температуры при гидрослюдизации осадочных пород составляют 260-220 °С [23].

Приведенные факты имеют как минимум два следствия. Во-первых, вспышки гидротермальной деятельности, сопряженные с триасовым и юрским этапами тектономагматической активизации Урало-Тургайского и Западно-Сибирского регионов, могли резко усилить процесс нефтегенерации, в первую очередь, в Западной Сибири. В этой связи в последнее время высказываются взгляды о решающей роли потоков глубинного тепла для нефтеобразования [25].

Во-вторых, в остывающих гидротермальных системах, вызванных к жизни юрским этапом тектономагматической активизации, возникало пониженное давление. При этом вследствие образующегося перепада давлений, максимальные значения которого приходились на центральные зоны кислых экстрезивных куполов, гидротермальные системы начинали работать как гигантские насосы, перекачивая (отсасывая) образующиеся углеводороды из вышележащих пород осадочного чехла. Таким образом, могла осуществляться вертикальная или комбинированная миграция нефти в каолинит-кварцевые метасоматиты и в сменяющие их на глубине цеолитсодержащие низкотемпературные пропициты, которые являются идеальным в условиях тафрогенных структур резервуаром - коллектором. Предложенный механизм нефтенакпления находится в соответствии с теоретическими представлениями В.И.Попкова с соавторами [26] и А.Н.Дмитриевского с соавторами [16].

Следовательно, при поисках скоплений углеводородов на границе осадочного чехла, содержащего нефтегазогенерирующие толщ, и фундамента необходимо, в первую очередь, ориентироваться на кислые экстрезивные купола тафрогенных структур. Учитывая широкое распространение пород туринской серии в Западной Сибири, можно говорить о вероятном формировании в них гидротермально-метасоматических резервуаров, что значительно расширяет возможности поисковых работ.

Выводы

Проведенные исследования позволяют утверждать следующее.

1. Поскольку неотъемлемой частью геологических процессов, происходящих в тафрогенных структурах, является гидротермальная активность, именно она является основным



фактором, ответственным за возникновение вторичных коллекторов в породах фундамента.

2. Потенциальными коллекторами, образовавшимися при постмагматических изменениях пород туринской серии, в первую очередь, являются зоны сернокислотного выщелачивания и низкотемпературной пропилизации, сосредоточенные в центральных частях кислых экструзивных куполов.

3. Гипергенные преобразования, выразившиеся в глеевом эпигенезе, не нарушают коллекторских свойств продуктов сернокислотного выщелачивания.

4. Зональный характер переработанных пород обуславливает пространственное сонахождение коллектора (каолинит-кварцевые метасоматиты + цеолитсодержащие пропилизиты) и флюидоупора (смектитовые глины + смектити-

зированные вулканиты). Эти обстоятельства в сочетании с экранирующей ролью перекрывающего осадочного чехла создают уникальный природный резервуар, локализованный в кристаллическом фундаменте.

5. Комплексный подход с применением геофизических методов исследования (аэромагнитная и гравиметрическая съемка) позволяет выделять поля развития кислых экструзивных куполов в тафрогенных структурах.

6. Нефтенасыщение вторичных коллекторов могло осуществляться из прислоненных к блокам фундамента осадочных пород чехла (латеральная миграция углеводородов). Нисходящая вертикальная миграция углеводородов могла быть вызвана перепадом давлений, связанным с остыванием тафрогенных гидротермальных систем.

Библиографический список

1. Зубков М.Ю., Шелепов В.В., Печёркин М.Ф., Васильев О.Е. Перспективы промышленной нефтегазоносности кровельной части доюрского комплекса Шаимского района // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. Вторая научно-практическая конференция. Ханты-Мансийск, 1999. С.173-185.
2. Соболевская В.Н. Тектоника и общие закономерности становления и развития эпипалеозойских платформ. М.: Наука, 1973. 257 с.
3. Хаин В.Е. Общая геотектоника. М.: Недра, 1973. 511 с.
4. Яцканич Е.А. Схема распространения доюрских вещественных комплексов центральной части Западно-Сибирской плиты // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. Вторая научно-практическая конференция. Ханты-Мансийск, 1999. С.116-122.
5. Бочкарёв В.С., Горетая В.В., Нестеров И.И. Нефтегазоносность доюрских кор выветривания Западно-Сибирского бассейна - новое перспективное направление геологоразведки // Поиски нефти и газа М.: ВНИГНИ, 1989. С. 56-63.
6. Журавлёв Е.Г., Лапинская Т.А. Кора выветривания фундамента и ее влияние на формирование нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири // Труды МИНХ и ГП. 1976. Вып. 112. 172 с.
7. Бочкарёв В.С. Вулканогенные образования триаса Западной Сибири // Триас Западной Сибири (материалы к стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты). Новосибирск: СНИИГТ и МС, 2001. С.70-79.
8. Клубов А.А. Геология и нефтегазоносность Тургайского прогиба // Труды ВНИГРИ. 1973. Вып. 320. 153 с.
9. Коробов А.Д. Минералообразующие процессы в гидротермальных системах тафрогенных областей (на примере Кушмурунского грабена Тургайского прогиба) // Триас Западной Сибири (материалы к стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты). Новосибирск: СНИИГТ и МС, 2001. С. 180-184.
10. Коробов А.Д. Особенности проявления гипергенных процессов в гидротермально измененных породах Кушмурунского грабена (Тургайский прогиб) // Кора выветривания. М.: Наука, 1986. Вып. 19. С.77-85.
11. Коробов А.Д. Нижнемезозойские гидротермалиты Кушмурунского грабена. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1988. 166 с.
12. Коробов А.Д. Особенности гидротермальной аргиллизации триасовых эффузивов Кушмурунского грабена

Тургайского прогиба // Бюллетень МОИП. Отдел геологич. 1990. Т.65, вып.2. С. 78-86.

13. Ероцев-Шак В.А., Букин А.С., Черкашин В.И. Каолиниты современных гидротермалитов и гидротермальных озер и их структурные особенности // Литология и полезные ископаемые. 1991. № 3. С.89-106.
14. Структура гидротермальной системы. М.: Наука, 1993. 299 с.
15. Костов И. Науки о Земле. Т. 40. Минералогия. М.: Мир, 1971. 584 с.
16. Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А. и др. Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа в породах фундамента // Известия АН СССР. Сер.геол. 1992. № 5. С.119-128.
17. Поспелов В.В., Шнип О.А. Цеолиты нефтьсодержащих пород шельфа Южного Вьетнама // Геология нефти и газа. 1995. № 7. С. 38-43.
18. Асланикаивили Н.А. Цеолиты в породах - коллекторах Самгори-Патардзеульского месторождения нефти // Сообщения Академии наук Грузинской ССР. 1980. Т.97, № 3. С. 649-652.
19. Верник Л.И., Гринберг М.Э., Кузнецов О.Л. Литолого-петрографические особенности коллекторов осадочно-вулканогенной толщи среднего эоцена Притбилиского района // Геология нефти и газа. 1985. № 8. С.44-48.
20. Перельман А.И. Геохимия эпигенетических процессов (зона гипергенеза). М.: Недра, 1968. 332 с.
21. Коробов А.Д. Гидротермальный литогенез в областях наземного вулканизма. Автореф. ... докт. геол.-мин.наук. М.: ГИН РАН, 1995. 44 с.
22. Комплексирование методов разведочной геофизики. Справочник геофизика. М.: Недра, 1984. 384 с.
23. Лукьянова В.Т. Эпигенетические изменения гидротермального типа в триас-юрской угленосной толще Карашилкинской впадины // Литология и полезные ископаемые. 1982. № 5. С. 43-56.
24. Лукьянова В.Т., Голубева Н.П., Халезов А.Б. Каолинит и диксит в мезозойских впадинах Урало-Тургайской области // Литология и полезные ископаемые. 1982. № 3. С. 66-79.
25. Дьяков Б.Ф. «Микронепфть» - еще не нефть // Геология нефти и газа. 1988. № 1. С.33-39.
26. Попков В.И., Рабинович А.А., Туров Н.И. Модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве // Геология нефти и газа. 1986. № 8. С.27-31.