

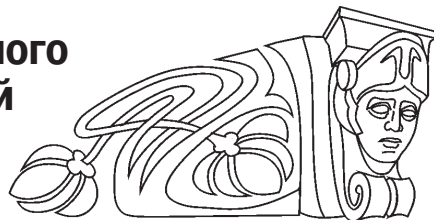


Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2021. Т. 21, вып. 4. С. 264–273
Izvestiya of Saratov University. Earth Sciences, 2021, vol. 21, iss. 4, pp. 264–273
<https://geo.sgu.ru>

<https://doi.org/10.18500/1819-7663-2021-21-4-264-273>

Научная статья
УДК 553.982.23

Нефть – детище литогенеза, осложнённого тектоно-гидротермальной активизацией (на примере Западной Сибири)



А. Д. Коробов✉, Л. А. Коробова

Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, Россия, 410012, г. Саратов, ул. Астраханская, д. 83

Коробов Александр Дмитриевич, доктор геолого-минералогических наук, korobad@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9497-5030>
Коробова Людмила Александровна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, korob@info.sgu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5900-7010>

Аннотация. В статье доказывается, что структурная перестройка рифтогенных бассейнов сопровождается тектоно-гидротермальной активизацией. Она контролирует подвижность газо-жидких углеводородов при их первичной и латеральной миграции в процессе образования залежей. Показатель интенсивности тектоно-гидротермальной активизации равен отношению максимальных палеотемператур гомогенизации газо-жидких включений к палеотемпературам, рассчитанным по отражательной способности витринита. Этот показатель, выявленный для одних и тех же интервалов геологического разреза, отражает уровень палеотермического несоответствия природной системы. Его можно использовать при прогнозных оценках территорий на углеводородное сырьё. Для перспективных рифтогенных площадей, где материнские породы достигали температурной зоны 80–160°C за счёт кондуктивного прогрева, значения этого показателя варьируют в пределах 1,5–2,5.

Ключевые слова: углеводороды, рифтогенный бассейн, тектоно-гидротермальная активизация, витринитовая шкала, температуры гомогенизации, газо-жидкие включения, палеотермическое несоответствие

Для цитирования: Коробов А. Д., Коробова Л. А. Нефть – детище литогенеза, осложнённого тектоно-гидротермальной активизацией (на примере Западной Сибири) // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2021. Т. 21, вып. 4. С. 264–273. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2021-21-4-264-273>

Статья опубликована на условиях лицензии Creative Commons Attribution 4.0 International (CC-BY 4.0)

Article

Oil as the result of lithogenesis complicated by intensification of tectonic-hydrothermal activity (on the example of Western Siberia)

A. D. Korobov✉, L. A. Korobova

Saratov State University, 83 Astrakhanskaya St., Saratov 410012, Russia

Aleksandr D. Korobov, korobad@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9497-5030>

Lydmila A. Korobova, korob@info.sgu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5900-7010>

Abstract. The paper is meant to prove that structural reconstruction of riftogenic basins is accompanied by the intensification of tectonic-hydrothermal activity. It controls the mobility of gaseous-liquid hydrocarbons during their primary and lateral migration in the process of deposit formation. The intensity index of tectonic-hydrothermal activation is equal to the ratio of maximum paleotemperatures of gaseous-liquid inclusions to the paleotemperatures calculated from vitrinite reflectance values. This parameter determined in the same intervals of a geologic section reflects the level of paleothermal incongruity in the natural system. It can be used to make predictive estimates of the areas for hydrocarbon materials. The values of this parameter vary in the range of 1.5–2.5 in promising riftogenic areas with the source rocks in the temperature zone of 80–160°C due to conducive heating.

Keywords: hydrocarbons, riftogenic basin, tectonic-hydrothermal activation, vitrinite reflectance scale, homogenization temperatures, gaseous-liquid inclusions, paleothermal incongruity

For citation: Korobov A. D., Korobova L. A. Oil as the result of lithogenesis complicated by intensification of tectonic-hydrothermal activity (on the example of Western Siberia). *Izvestiya of Saratov University. Earth Sciences*, 2021, vol. 21, iss. 4, pp. 264–273 (in Russian). <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2021-21-4-264-273>

This is an open access article distributed under the terms of Creative Commons Attribution 4.0 International License (CC-BY 4.0)



Введение

Превращение осадочного бассейна в нефтегазоносный в значительной степени определяется динамикой погружения, нередко осложнённого тектоническим (тектоносейсмическим) воздействием, а также интенсивностью прогрева. Всё это предопределяет полноту процесса реализации материнскими породами своего генерационного потенциала и интенсивность эвакуации микро-нефти, что в совокупности составляет основу оценки перспектив территорий на углеводородное (УВ) сырьё.

Общеизвестна большая роль палеогеотермических критериев прогнозирования нефтегазоносности. Современная палеогеотермия располагает такими методами определения палеотемператур, как термометрия по отражательной способности витринита (ОСВ) и по газовой-жидким включениям в гидротермальных минералах (гомогенизация, декрепитация). Первая широко применяется при изучении закономерностей нефтегазоаккумуляции. В последние годы предпринимались неоднократные попытки совместного использования в нефтегазовой геологии палеотермометрии как по газовой-жидким включениям (ГЖВ) в аутигенных минералах, так и по марочным характеристикам угольных включений и ОСВ. При этом обнаружилась неоднозначность соотношения этих показателей. Одни исследователи считают, что расчётные температуры углефикации являются заниженными [1, 2]. Другие доказывают, что палеотемпературные показатели по ГЖВ можно использовать лишь в тех случаях, когда они подтверждаются углепетрографическими данными и не противоречат расчётным палеотемпературам по ОСВ [3].

Такие различные мнения вполне объяснимы, поскольку все постдиагенетические процессы, с которыми связан нафтидогенез, протекают в системе «порода – флюид». Эта система характеризуется двумя геотермическими показателями – температурами как самих пород, так и циркулирующих в них горячих растворов- флюидов. Данные температуры могут быть не только близки друг другу или даже совпадать по своим значениям, но и существенно различаться. Геотермические исследования разнообразных геодинамических (геотектонических) областей свидетельствуют о существовании кондуктивного и конвективного геотермических режимов [4].

В случае кондуктивного режима, присущего типичным платформенным условиям, не осложнённым фазами резкого тектонического воздействия, температуры подземных вод и вмещающих их пород практически одинаковы. В рифтогенных же седиментационных бассейнах, для которых типичны периодически возникающие этапы структурной перестройки, эти температурные соотношения могут приобретать сложный (весьма контрастный) характер. Обусловлен он внедрени-

ем термальных флюидов (результат конвективного теплопереноса) в отложения с более низкими «фоновыми» температурами, обусловленными кондуктивным переносом тепла. Следовательно, в жизни осадочных бассейнов необходимо различать показатели кондуктивного и конвективного геотермических режимов, а также случаи их разнообразного сочетания.

Кондуктивный режим можно оценивать по шкале катагенеза и по углепетрографическим показателям (в том числе, ОСВ), фиксирующим максимальные палеотемпературы прогрева слабопроницаемых вмещающих толщ.

Конвективный теплоперенос, напротив, протекает в хорошо проницаемой геологической среде. Он обусловлен активным движением гидротермальных растворов (флюидов) по вновь созданным или прежде существовавшим разломам, тектоническим нарушениям, оперяющей трещиноватости, сообщающимся кавернам и порам. Его деятельность доказывается развитием ГЖВ и характеризуется геохимическими особенностями тех аутигенных минералов, образование которых связано с этими нагретыми водами. Важными показателями конвективного процесса являются температуры гомогенизации и декрепитации ГЖВ в минералах, выпавших из горячих растворов, а также сами индикаторные минералы- термометры.

Н. П. Гречишников [5] считает, что формирование крупных скоплений нефти сопряжено с активной эвакуацией УВ из материнских толщ. Сама же эвакуация является функцией интенсивности продуцирования углеводородов, которая контролируется прогревом. По мнению этого ученого, оптимальный прогрев пород для возникновения промышленных залежей обеспечивается определённым балансом кондуктивного тепло- и конвективного теплопереноса. Но только ли одним прогревом оцениваются масштабы первичной и латеральной миграции нефти? Ведь известно, что конвективный теплоперенос напрямую сопряжён с тектонической деятельностью. В этой связи необходимо обратить внимание на другие природные факторы, которые могут резко увеличить массообмен в геологической среде. Достаточно вспомнить, что конвективный теплоперенос в Западной Сибири осуществляется за счёт циркуляции горячих растворов в сеймотектонической обстановке – обстановке разноинтенсивного пульсирующего стресса. Такие условия мы связываем с наложенной тектоно-гидротермальной активизацией, столь характерной и важной для формирования месторождений УВ рифтогенных бассейнов седиментации [6, 7]. Следовательно, помимо благоприятных температурных условий ещё как минимум одним необходимым фактором активной эмиграции жидкой нефти из материнских пород является тектоническая деятельность. Рассмотрению её роли в вопросах формирования промышленных



скоплений УВ и посвящена настоящая статья. Для этого оценим способность миграции нефти в одном случае в обстановке длительного монотонного прогибания седиментационного бассейна с кондуктивным переносом тепла, а в другом – в режиме, который данные условия изменялись фазами резкого тектонического воздействия. Напомним, первый случай характеризует условия синеклиз, не осложнённых рифтами, которые наиболее благоприятны для осадочно-миграционного образования нефти [8]. Он отвечает депрессионному геодинамическому режиму. Во втором случае речь идёт о геодинамической обстановке рифтогенных седиментационных бассейнов.

Важно подчеркнуть, что осадочно-миграционная теория образования нефти [8] сформировалась в то время, когда исследования термометрии, основанные на методе гомогенизации ГЖВ в минералах, ещё не использовались для решения вопросов нефтидогенеза. Первые работы, посвященные этой проблеме, были выполнены позже А. С. Махначом, В. В. Пановым, а также В. В. Шапенко, Ю. В. Щепеткинским и Г. М. Гигашвили.

Особенности миграции нефти в разных тектонических условиях

Синеклизы, не осложнённые рифтами (депрессионный геодинамический режим)

Для стабильно погружавшегося бассейна седиментации складывались застойные гидрогеологические условия элизионного режима. В таких случаях при медленном прогибании обеспечивается постепенность прогрева осадочных толщ, вследствие чего палеотемпературы пород и подземных вод (осадков и поровых растворов) на протяжении всей истории развития структур данного типа были практически одинаковыми. Принято считать, что для активизации процессов нефтидогенеза в рассматриваемых бассейнах материнским породам требуется опуститься на глубину 2–3 км, чтобы попасть в наиболее благоприятные термобарические условия – в главную зону нефтеобразования (ГЗН) [9]. Там господствуют значительные геостатические давления, которые отжимают капельно-жидкую протонефть из нефтепроизводящих толщ в пласты-коллекторы.

В ГЗН для осуществления первичной миграции огромную роль играет гравитационное всплывание капель микронефти в нефтеводяных смесях [8]. Однако для того чтобы нефть как самостоятельная фаза пришла в движение в геостатических условиях кондуктивного переноса тепла, важно накопление какого-то минимального её объёма, который бы обладал достаточной энергией, дабы проложить себе дорогу в водозаполненной пористой среде. Исходя из соображений бассейнового моделирования формирования УВ необходима аккумуляция определенной критической массы нефти, чтобы

она в виде мелких капель могла начать движение, преодолев капиллярное давление и прорвав поверхностную плёнку воды. Только при достижении такой массы нефти сила всплывания обеспечивает начало её движения [10]. Но для этого должно собраться также значительное количество воды, провоцирующее всплывание.

Необходимо отметить, что главная зона нефтеобразования знаменательна рядом изменений, претерпеваемых глинистыми породами, являющимися наиболее распространённым типом нефтематеринских толщ [9]. Здесь начинается и усиливается переход смешанослойных глинистых минералов (иллит-сметитов), а также собственно смектитов в гидрослюду с освобождением петрогенной воды. М. Пауэрс (Powers) [11] связывает с этим явлением эмиграцию из глин микронефти вместе с поровой и петрогенной водой в элизионном процессе. Он растянут на сотни миллионов лет и по существу является стационарным. Под элизионным процессом В. И. Дюнин [12] понимает восходящую миграцию поровых и петрогенных вод, доля которых в общем водном балансе артезианских (нефтегазоносных) структур чрезвычайно мала и посему вряд ли могла способствовать активной мобилизации УВ.

Но Б. А. Соколов и А. Н. Гусева утверждают, что возникновение залежей нефти и газа осуществляется на общем фоне очень медленного (многие миллионы лет) погружения и столь же медленного преимущественно кондуктивного прогрева осадочных толщ. Здесь возникает несколько вопросов, на которые осадочно-миграционная теория не даёт ясных ответов.

Во-первых, каким образом низкие концентрации нефти при выделении из раствора образуют такое насыщение порового пространства породы, которое вызывает перемещение нефти за счёт сил всплывания? Во-вторых, как могут сохраниться неокисленными в длительном контакте с водой капельки нефти с их огромной суммарной удельной поверхностью? Ведь даже крупные скопления нефти подвергаются весьма интенсивным изменениям (разрушению) в зоне водонефтяного контакта, который имеет небольшую удельную поверхность. Из сказанного следует, что если ОВ как гумусового, так и сапропелевого типа подверглось прогреву в интервале 80–160°C (главная фаза нефтеобразования – ГФН) при кондуктивном теплопереносе, который определяет особенности литогенеза погружения, то активной эвакуации нефтидов из материнских пород не наблюдается. Связано это, по мнению одних исследователей [5, 13], с невозможностью интенсивного продуцирования нефтидов, а других [6, 14–16] – с отсутствием, кроме того, ещё и факторов, резко увеличивающих массообмен в геологической среде.

Перечисленные обстоятельства, видимо, приводят к тому, что в древних конседиментационных структурах с преимущественно кондуктивным



переносом тепла, достигшего уровня ГФН, микро-нефть или остаётся в материнских породах, или не сохраняется при первичной миграции. В итоге месторождения не образуются, но нефтепроявления иногда возникают.

Рифтогенные седиментационные бассейны

Для осадочных бассейнов с погребенным континентальным рифтом (Западно-Сибирская плита) характерны этапы структурной перестройки с широким развитием гидротермального процесса и эпигенетического минерогенеза с формированием ГЖВ. При этом, в отличие от предыдущего случая, палеотемпературы пород и подземных вод перестают быть одинаковыми или почти одинаковыми. Теперь на первый план выступает контрастно выраженное несоответствие между температурами по ОСВ и ГЖВ. Так, температуры гомогенизации ГЖВ из отложений, вмещающих промышленные скопления нефти, иногда оказываются значительно выше прогнозных максимальных температур осадочного нефтеобразования по витринитовой термометрии [13]. Для месторождений Западной Сибири они, в частности, варьируют в пределах 140°–185°С и 50°–110°С соответственно (таблица).

Стремительное увеличение температуры подземных вод в периоды структурной перестройки сопряжено с резким усилением темпов внедрения в структуру высокоэнталпийных глубинных флюидов по реанимированным и (или) по вновь созданным проницаемым зонам. Это свидетельствует о наличии в истории развития нефтегазоносных бассейнов фаз сеймотектонического воздействия. Оно сопровождается не только вспышками гидротермальной деятельности, но и эффективной первичной и латеральной миграцией УВ. Рассмотрим причины ускоренной миграции

углеводородов в тектонически напряженных обстановках.

Важность сейсмического воздействия на коллектор в процессе вторичной миграции флюида подчеркивают в своей работе А. А. Карцев и его коллеги [14]. Они считают, что пульсирующее геодинамическое давление, то усиливая, то ослабляя действия архимедовой силы, способствует слиянию отдельных капель и пузырьков углеводородной фазы в крупные скопления нефти. При этом повышается общая нефтегазонасыщенность пород, увеличивается фазовая проницаемость для УВ и снижается противодействие со стороны капиллярных сил.

Экспериментально установлено влияние знакопеременных геодинамических напряжений в скелете тонкодисперсных горных пород на преодоление капиллярных сил и резкую активизацию связанной воды, содержащей органические компоненты [17]. Выявлено, что после крупных землетрясений в течение двух и более месяцев наблюдается увеличение дебита нефти в скважинах. В дальнейшем дебиты восстанавливаются до первоначальных значений. Г. Н. Копылова [15] установила зависимость значений кратности роста дебита скважин от магнитуды землетрясения. Так, для землетрясений в 5 баллов характерно увеличение дебита в 2 раза, для землетрясений в 7 баллов – в 3.

Механизм формирования такого эффекта связан с преимущественным увеличением проницаемости флюидовмещающих пород при прохождении сейсмических волн и подстройкой порового давления к изменившимся фильтрационным свойствам флюидовмещающих пород [15].

Сказанное прекрасно иллюстрирует закономерность, выявленную А. А. Трофимуким с коллегами [18]. Они, в частности, доказали, что

Температуры гомогенизации ГЖВ и метаморфизма углей (рассеянного ОВ) в осадочных толщах Западно-Сибирской плиты [3] и уровень палеотермического несоответствия

Площадь, скважина, структура, месторождение (м-е)	Возраст отложений	Минералы с ГЖВ	Температура гомогенизации ГЖВ, °С (в скобках количество определений)	Расчётная температура метаморфизма угля или РОВ, °С	Уровень палеотермического несоответствия
Калчанская 1-Р, Парабельский мегавал	J ₃	Кальцит, доломит	140(3), 170(3)	50–80*	2,1
Верхнеколикъеганская 52, Верхнеколикъеганское купольное поднятие, Верхнеколикъеганское м-е	J ₃	—”—	185(2)	50–80	2,3
Фестивальная 255, Фестивальный вал, Фестивальное м-е	J ₃	“—”	152(3)	50–110 (50–80–110)	1,4–1,9
Сикторская 7, Александровский мегавал, Коликъеганский вал, Северо-Сикторское м-е	J ₃	—”—	140(3), 170(3)	50–80	2,1

*Верхняя температурная граница главной зоны нефтеобразования.



сейсмоструктурные процессы в сотни и тысячи раз ускоряют первичную и латеральную миграцию, а также аккумуляцию УВ в мобильных областях земной коры по сравнению с пассивными, т. е. стабильно и монотонно погружающимися бассейнами осадконакопления. Кроме активной миграции, сейсмоструктурные процессы провоцируют условия, при которых темпы образования УВ даже при пониженных температурах существенно превышают скорости их естественной диссипации в подземной гидросфере [18, 19]. Из этого следует принципиальный вывод, что нефтидогенез и возникновение залежей обусловлены трансформацией ОВ в подвижные УВ, происходящей в материнских породах, механически активизированных природными сейсмоструктурными явлениями.

По мнению Г. И. Амурского, А. В. Бочкарёва и А. Н. Соловьёва [19] подобные обстановки сопряжены с этапами тектонической активизации, когда нефтегазоносные бассейны или их фрагменты оказывались в ареалах зон мощного горизонтального стресса. На последнее обстоятельство необходимо обратить особое внимание, поскольку структурная перестройка Западно-Сибирской плиты (рифтогенного бассейна) сопровождается пульсирующим стрессом и, как следствие, лавинообразным появлением большой массы горячих растворов в глубоко захороненных осадочных толщах. Нагретые воды (гидротермы) участвуют в стремительном преобразовании не только рассеянного ОВ, но и вмещающих пород, ускоряя нефтидогенез, а также создавая нетрадиционные коллекторы и вторичные экраны. Они же обеспечивают быструю эвакуацию нефти в ловушки. Нами эти вопросы подробно освещены в ряде статей [6, 16, 20] и здесь рассматриваться не будут.

Придавая горячим растворам исключительное значение в данных процессах, мы такую активизацию называем тектоно-гидротермальной [6, 21]. Она типична для осадочных бассейнов с погребенным континентальным рифтом, в которых магматическая деятельность полностью угасла и в дальнейшем проявляться уже не может. Тектоническая обстановка там в периоды структурной перестройки характеризуется контрастностью движений, и прежде всего разноинтенсивным пульсирующим стрессом в сочетании с мощным проявлением гидротермального процесса. В этом состоит принципиальное отличие рассматриваемого случая от тектонической обстановки синеклиз, не осложненных рифтами. Там даже при оптимальных температурах созревания ОВ не хватает энергии для активной эвакуации из материнских толщ образовавшихся УВ. Иначе обстоят дела в рифтогенных бассейнах, где участие дополнительной сейсмической и тектонической энергии Земли не только в нефтидогенезе, но и, главное, в мобилизации углеводородов и формировании залежей.

Обсуждение результатов

Установлено, что если кондуктивный режим (или его составляющая) присущ любому седиментационному бассейну, где он контролирует литогенез погружения, то конвективный сопряжен только с фазами тектонической активизации. При этом необходимо помнить, что он не является продолжением кондуктивного режима. Конвективный теплоперенос может протекать на любом этапе осадочного цикла, но лишь с началом тектонической активизации. Накладываясь на кондуктивный перенос тепла, он характеризуется разным по интенсивности сейсмическим воздействием, повышенными температурами, относительной кратковременностью и периодической возобновляемостью. Конвективный теплоперенос реализуется в новой особой автономной системе, которая отличается дополнительными энергетическими источниками.

Из вышеизложенного можно заключить, что конвективный теплоперенос является функцией тектонической активизации. Но какой? Здесь мнения геологов расходятся. Одни считают, что тектономагматической [5, 13, 22, 23 и др.], другие – тектоно-гидротермальной [6, 21, 24, 25]. К обсуждению этой проблемы мы еще вернемся, а пока отметим, что при проявлении тектонической активизации интенсивность прогрева горных пород за счет конвективного теплопереноса намного выше по сравнению с прогревом, обусловленным кондуктивным переносом тепла. Поэтому температуры самих пород по витринитовой шкале отличаются от температур циркулировавших в них растворов, о которых судят по палеотермометрии ГЖВ. И эта разница, определяемая скоростью прогрева, тем существеннее, чем выше тектоническая активизация.

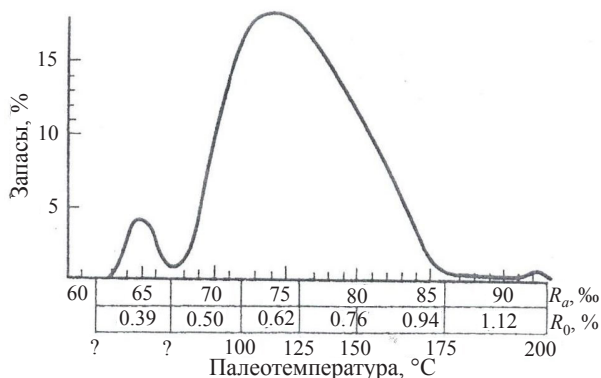
Х. А. Хедеманн (Hedemann) [26] установил, что в обстановке стремительного нагрева толщ процессы метаморфизма угля происходят медленнее, чем рост температур, поскольку скорость деструкции каустобиолитов в силу своей инертности отстаёт от скорости нарастающего прогрева. Поэтому, находясь в зоне быстро увеличивающегося конвективного теплопереноса нефтегазоносных районов, углистые частицы, распределенные в основной массе материнских толщ, оказываются «недометаморфизованными», а рассеянное ОВ, по Н. П. Гречишникову и Ю. В. Степанову [13], – «недогретым» относительно участков гидротермальной проработки пород из тех же интервалов разреза, которые характеризуются эпигенетическим минералогенезом с ГЖВ. В силу названных обстоятельств В. В. Станов [27] утверждает, что одна и та же степень метаморфизма угля может приходиться на разные температуры с разбросом в 100–200°C в зависимости от скорости нагрева.

Такое положение дел определенным образом характеризует соотношение температур материн-



ских толщ и циркулирующих в них флюидов для районов крупных скоплений нафтидов. Установлено, что на промышленных УВ месторождениях материнские толщи прогреты по витринитовой шкале до 80–160°C (главная фаза нефтеобразования (ГФН)), а температуры гомогенизации ГЖВ в гидротермальных минералах из тех же самых пород заметно (в полтора-два раза) превышают их значения (см. таблицу). С другой стороны, если прогрев материнских толщ ограничивался преимущественно кондуктивным теплопереносом (отсутствуют гидротермальные минералы и ГЖВ), то, несмотря на достижение ГФН по витринитовой шкале, активной эвакуации УВ не происходит, промышленные месторождения не возникают и в лучшем случае формируются нефтепроявления [5]. Поэтому выявление структур с признаками активизации конвективного теплопереноса на основе вышеуказанного несоответствия палеотермометрии по гомогенизации и по витринитовой термометрии представляет первостепенный интерес при прогнозировании нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов.

Следовательно, только при наложении конвективного теплопереноса на кондуктивный перенос тепла происходит стремительный вынос нафтидов из зон, соответствующих ГФН, с возникновением крупных залежей (рисунок). Это возможно лишь в тех нефтегазоносных бассейнах, которые пережили в своей истории фазы резкого сейсмотектонического воздействия. Об интенсивности последнего можно судить по величине палеотермического несоответствия, т. е. по отношению максимальных палеотемператур гомогенизации ГЖВ к палеотемпературам, рассчитанным по ОСВ. Этот же показатель можно использовать при прогнозных оценках территории на УВ сырьё. Для продуктивных рифтогенных площадей, где материнские породы достигли температурной зоны 80–160°C за счёт кондуктивного прогрева, его значения колеблются в пределах (приблизительно) 1,5–2,5.



Распределение запасов нефти по палеотемпературным зонам витринитовой шкалы [5]

Уже говорилось, что конвективный теплоперенос является функцией тектонической

активизации. Мы считаем, что тектоно-гидротермальной. Но существует и другая точка зрения, согласно которой конвективный теплоперенос вызван тектономагматической активизацией и обусловлен циркуляцией горячих растворов, продуцируемых магматическими очагами [5, 13, 22, 23 и др].

Понятие «тектономагматическая активизация» предложено металлогенистами [28, 29], в частности, для дейтероорогенных областей. Она свойственна тектонически подвижным структурам, характеризующимся контрастностью движений и сопровождающимся интенсивной магматической деятельностью, в результате чего обычно образуются сложные интрузивно-эффузивные комплексы. С последними на постмагматической стадии связано возникновение гидротермально-метасоматических, как правило, рудоносных формаций.

Образование нефтегазовых промышленных скоплений Н. П. Гречишников и Ю. В. Степанов связывают с обязательной активизацией тектономагматических процессов. В качестве примера они, в частности, рассматривают Талинское нефтяное месторождение, локализованное на площади Красноленинского свода Западно-Сибирской плиты. Там по результатам анализа метасоматического перерождения минералов шеркалинской свиты отмечена мощная гидротермальная проработка песчаников с формированием суперколлекторов [30, 31]. По мнению Н. П. Гречишникова и Ю. В. Степанова [13], подобные преобразования могли произойти только под влиянием магматического очага с конвективным теплопереносом на инверсионном этапе развития. Однако далеко не во всех областях, переживших тектоническую перестройку, известны случаи проявления магматизма. В первую очередь это касается рифтогенных бассейнов седиментации, где тектоническая активизация сопровождается лишь широкомасштабными гидротермальными процессами [20, 21].

Так, проведённые в Западной Сибири литогеохимические исследования в комплексе с геологическими, тектоническими и палеогеографическими данными [32–34] показали, что никаких признаков существования современных, молодых или древних магмопроявлений (в том числе вулканических) в составе осадочного чехла не установлено. Следовательно, плитный этап развития не осложнялся магматическими процессами. Лишь в раннем триасе отмечается деятельность базальтового вулканизма, связанного с рифтогенезом, который сформировал промежуточный структурный этаж молодой платформы.

И. И. Нестеров с коллегами [34] считают, что постседиментационные преобразования чехла Западно-Сибирской плиты связаны с региональным фоном изменения пород, а не с воздействием вулканизма. Вместе с тем в верхнеюрско – нижнемеловых отложениях Западной Сибири при-



сутствует пирокластический материал основного состава [32]. В частности, обнаружены люминесцирующие вулканические стёкла в нефтематеринской баженовской свите [35]. Однако это также не может служить доказательством проявления мезозойского вулканизма на территории Западно-Сибирской плиты. Вероятным источником пеплового материала могла быть Арктическая магматическая провинция, располагающаяся в пределах архипелага Шпицберген [36], поскольку абсолютные датировки долеритов Шпицбергена указывают на два пика активности магматизма: в поздней юре и в раннем мелу – альбе [37].

Не все геологи признают большое значение конвективного теплопереноса в формировании УВ месторождений. Так, Б. А. Лебедев и Э. М. Пинский [23] приходят к выводу о совершенно ничтожной роли конвекции в геологической истории нефтегазоносных бассейнов. Разделяя эту точку зрения, В. С. Сурков с коллегами связывают температурные аномалии ранне-среднетриасовой палеорифтовой системы Западной Сибири только с процессами кондуктивного переноса тепла. Аномалии температур, по мнению этих ученых, обусловлены большей плотностью и, следовательно, большей теплопроводностью пород рифтовых зон. Вместе с тем установлено [38], что в рифтогенных геодинамических обстановках прогрев может достигать самых верхних горизонтов осадочного чехла. Происходит это в периоды тектоно-гидротермальной активизации рифтогенных бассейнов, когда исчезают или резко сокращаются естественные преграды на пути движения глубинного горячего флюида [7, 16]. Тут возникает закономерный вопрос: как быть с экраняющей способностью глин, в первую очередь смектитовых?

Чтобы ответить на него, необходимо вспомнить, что водоупорным (флюидоупорным) монтмориллонит является лишь при его обводнении в условиях низких температур, когда давление набухания достигает 2 кг/см^2 [39] и практически исключает движение растворов. В гидротермальных же системах картина радикально меняется.

По данным И. А. Бриллинга [40], проницаемость монтмориллонитового (смектитового) образца при увеличении температуры от 20 до 80°C возрастает более чем на два порядка. При росте температуры от 20 до 90°C коэффициент проницаемости для каолинита увеличивается в 3–5 раз, а для монтмориллонита – на порядок и более. Рост проницаемости глин с увеличением температуры обусловлен разрушением (освобождением) связанной воды. По мере роста температуры всё больший объём жидкости будет переходить в свободное состояние, увеличивая тем самым эффективную пористость породы. Более значительный эффект влияния температуры на изменение проницаемости, отмеченный в смектитовых глинах, объясняется их повышенными гидратирующими свойствами. В результате относительный объём

выделяемой в свободное состояние связанной воды в этих глинах будет значительно выше, чем, например, в каолиновых. Следовательно, в монтмориллонитовых глинах выше диапазон изменения проницаемости под влиянием температуры, чем в каолинитах [39, 41]. Заметное возрастание проницаемости глин в условиях высоких температур позволяет В. М. Гольдбергу и Н. П. Скворцову [41] говорить о значительном увеличении конвективной составляющей вертикального движения глубинных горячих вод.

Особую значимость это приобретает в периоды структурной перестройки. Так, исходя из работ И. С. Грамберга с коллегами [42], Ю. В. Филипповича и В. Г. Криночкина с соавторами, район Красноленинского свода, где расположено Талинское месторождение нефти, в период тектонической активизации являл собой крупную геодинамическую аномалию Западно-Сибирской плиты, сформировавшую трехуровневое чешуйчато-надвиговое сооружение. Там в изолированных (локальных) впадинах триасовые риолиты рогожниковской свиты и перекрывающие пласты ЮК_(10–11) шеркалинской свиты (верхний лейас) в результате тектоно-гидротермальной активизации испытали кислотное выщелачивание с возникновением вторичных кварцитов – нефтенасыщенных новообразованных коллекторов [30, 31, 43, 44]. Главным энергетическим фактором всех преобразований был конвективный теплоперенос, осуществляющийся в обстановке разноинтенсивного пульсирующего стресса чешуйчато-надвигового сооружения.

Процесс, сменивший активное растворение на Талинском месторождении, характеризуется, в частности, регенерацией кластогенного кварца и развитием микродруз этого минерала в пустотах выщелачивания. Своим габитусом кристаллы кварца здесь обязаны многочисленным регенерационным каёмкам, нарощенным на исходные разноокатаные и выщелоченные обломки данного минерала. Процесс их образования происходил в несколько этапов, что подтверждается разными по температуре генерациями, установленными методом гомогенизации ГЖВ, регенерирующего кварца [44]. На заключительных этапах регенерации отмечается захват битумов растущей кристаллической фазой [45]. Поэтому поздний аутигенный кварц нередко содержит в ГЖВ многочисленные пузырьки нефти. Это, во-первых, говорит о её появлении в минералообразующих горячих водах завершающего этапа активизации района Красноленинского свода. Во-вторых, поскольку максимальное развитие данного процесса наблюдается в зонах разрывных нарушений, последние необходимо рассматривать как природные тектонические насосы, эвакуирующие УВ в ловушки.

В этой связи важно подчеркнуть, что температуры гомогенизации в возникших ГЖВ рассматриваются Н. П. Гречишниковым и Ю. В. Степановым [13] как «геотермические аномалии». А поскольку анализируемые явления вызваны



тектоно-гидротермальной активизацией, можно сделать принципиальный вывод о том, что выявленные «геотермические аномалии» являются порождением и визитной карточкой тектоно-гидротермальной, но отнюдь не тектономагматической активизации, как считают Н. П. Гречишников и Ю. В. Степанов. С этих позиций становится понятным, почему без «геотермических аномалий» (т. е. без проявления тектоно-гидротермальной активизации) в температурной зоне 80–160°C, сформировавшейся в нефтегазоматеринских породах под воздействием кондуктивного переноса тепла, промышленных углеводородных скоплений, как правило, не наблюдается.

Уже не раз отмечалось, что тектоно-гидротермальная активизация в условиях рифтогенных седиментационных бассейнов предполагает конвективный тепломассоперенос в режиме разноинтенсивного пульсирующего стресса. В таких случаях обработка материнских толщ нагретыми водами вызывает быстрое созревание ОВ и столь же стремительную эвакуацию микро нефти. Доказательством больших скоростей нефтеобразования может служить обнаружение так называемых гидротермальных нефтей. Если считать гидротермальную нефть аналогом лабораторного пиролитического процесса, то время, необходимое для её возникновения, по Б. А. Соколову и А. Н. Гусевой, следует оценивать несколькими годами. С другой стороны, экспериментальные исследования с участием ГЖВ [46] показали, что взаимодействие горячих растворов (240–550°C) с вмещающими битуминозными и углеродистыми породами приводит к синтезу подвижных жидких и газообразных УВ, способных мигрировать в земных недрах в виде высокотемпературных гомогенных водно-углеводородных флюидов.

Таким образом, в рамках осадочно-миграционной модели предпочтительные условия образования и накопления нефти должны реализовываться в тектонически спокойных районах, где залежи перекрыты надежными экранами. Однако приведенные в настоящей статье данные не позволяют с этим согласиться. Как правило, локализация месторождений нефти наблюдается в областях тектонической (тектоно-гидротермальной) активизации, причём в тесной связи с разломными и нередко надвиговыми зонами. В первую очередь это касается осадочных бассейнов с погребённым континентальным рифтом, классическим примером которых является Западно-Сибирская плита.

Заключение

В процессе проведённых исследований получены следующие основные результаты.

1. Геодинамическая обстановка, способствующая возникновению УВ залежей, должна отличаться обязательным совместным участием катагенетической (региональной фоновой) и ги-

дротермальной (локальной наложенной) проработками пород. С точки зрения энергетики это прогрев, вызванный монотонным длительным погружением, но усиленный гидротермальным процессом, порождённым кратковременной сейсмотектонической активностью, т. е. тектоно-гидротермальной деятельностью.

2. Структурная перестройка рифтогенных бассейнов сопровождается тектоно-гидротермальной активизацией. Эпигенетические процессы, сопутствующие ей, контролируются в первую очередь конвективным тепломассопереносом.

3. Газово-жидкие включения новообразованных минералов, как и сами минералы или фрагменты их регенерации, служат индикаторами тектоно-гидротермальных явлений.

4. Формирование нефти и газа обеспечивают химические реакции, протекающие при деструкции ОВ осадочных толщ, механически активизированных природными сейсмотектоническими процессами. Подвижность газо-жидких УВ при первичной и латеральной миграции определяется прежде всего интенсивностью наложенного тектоно-гидротермального воздействия.

5. Показатель интенсивности тектоно-гидротермальной активизации равен отношению максимальных палеотемператур гомогенизации ГЖВ к палеотемпературам, рассчитанным по ОСВ. Этот показатель, выявленный для одних и тех же интервалов геологического разреза, отражает уровень палеотермического несоответствия природной системы.

6. Уровень палеотермического несоответствия можно использовать при прогнозных оценках территории на УВ сырьё. Для перспективных рифтогенных площадей, где материнские породы достигли температурной зоны 80°–160°C за счёт кондуктивного прогрева, его значения варьируют (приблизительно) в пределах 1,5–2,5.

7. Известный тезис Н. Б. Вассоевича «Нефть – детище литогенеза» [8, с. 152] можно уточнить следующей формулировкой: нефть – детище литогенеза, сопряжённого с тектоно-гидротермальной активизацией.

Библиографический список

1. Шапенко В. В., Щепеткин Ю. В. Палеотемпературы нефтегазоносных толщ юго-востока Западно-Сибирской плиты // Доклады АН СССР. 1978. Т. 242, № 2. С. 402–404.
2. Аммосов И. И., Горшков В. И., Гречишников Н. П. Палеотемпературы преобразования нефтегазоносных отложений. Москва : Наука, 1980. 270 с.
3. Канана Я. Ф., Матвеев А. К. К вопросу определения палеотемператур осадочных толщ // Бюллетень МОИП. Отделение геологии. 1986. Т. 61, № 4. С. 110–121.
4. Череменин Г. А. Прикладная геотермия. Москва : Недра, 1977. 224.
5. Гречишников Н. П. Геотермические процессы нефтегазообразования // Доклады АН СССР. 1991. Т. 319, № 2. С. 427–430.



6. Коробов А. Д., Коробова Л. А. Пульсирующий стресс как отражение тектоно-гидротермальной активизации и его роль в формировании продуктивных коллекторов чехла (на примере Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 6. С. 4–12.
7. Коробов А. Д., Коробова Л. А. Конвективный тепломасоперенос и формирование нефтегазоносных коллекторов пород переходного комплекса и чехла // Отечественная геология. 2012. № 6. С. 3–12.
8. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Известия АН СССР. Серия геология. 1967. № 11. С. 135–156.
9. Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Чернышев В. В. Главная фаза нефтеобразования // Вестник Московского университета. Серия геол. 1969. № 6. С. 3–27.
10. Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А., Хаин В. Е. Геология и геохимия нефти и газа. Москва : Издательство Московского университета, 2000. 384 с.
11. Powers M. C. Fluid – release mechanism in compacting marine mudrocks and their importance in oil explorations // Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists. 1967. Vol. 51, № 7. P. 1240–1254.
12. Дюнин В. И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. Москва : Научный мир, 2000. 472 с.
13. Гречишников Н. П., Степанов Ю. В. Геодинамика и процессы нефтегазообразования // Известия вузов. Геология и разведка. 1991. № 8. С. 68–78.
14. Карцев А. А., Вагин С. Б., Шугрин В. П., Брагин Ю. И. Нефтегазовая гидрогеология. Москва : РГУ Нефти и Газа имени И. М. Губкина, 2001. 264 с.
15. Копылова Г. Н. Эффекты сейсмичности в режиме подземных вод (на примере Камчатского региона) : автореферат диссертации ... доктора геолого-минералогических наук. Москва, 2010. 36 с.
16. Коробов А. Д., Коробова Л. А. Лавинообразная генерация петрогенной воды в тектонически активизированном рифтогенном седиментационном бассейне – движущая сила гидротермального процесса и миграции углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 12. С. 34–43.
17. Абрамова О. П., Абукова Л. А., Юсупова И. Ф. Геохимия связанных вод в аспекте генезиса нефти и газа // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии. Москва : ГЕОС, 2005. С. 13–18.
18. Трофимук А. А., Черский Н. В., Царёв В. П. Сейсмико-тектонические процессы – фактор вызывающий преобразование органического вещества (ОВ) осадочных пород // Доклады АН СССР. 1983. Т. 271, № 6. С. 1460–1464.
19. Амурский Г. И., Бочкарев А. В., Соловьёв А. Н. Тектонодинамическая модель нефтегазообразования // Советская геология. 1985. № 7. С. 3–13.
20. Коробов А. Д., Коробова Л. А. Нефтегазоперспективный рифтогенно-осадочный формационный комплекс как отражение гидротермальных процессов в породах фундамента и чехла // Геология нефти и газа. 2011. № 3. С. 15–24.
21. Коробов А. Д., Коробова Л. А., Киняева С. И. Природа жильных коллекторов углеводородов фундамента Шаимского района (Западно-Сибирская плита) // Отечественная геология. 2005. № 4. С. 3–9.
22. Лукин А. Е., Луговая И. П., Загнитко О. Н. Природа палеогеотермических критериев нефтегазоносностей // Известия АН СССР. Серия геология. 1989. № 4. С. 113–125.
23. Лебедев Б. А., Пинский Э. М. Механизмы формирования эпигенетических месторождений и их эволюция в истории Земли // Отечественная геология. 2000. № 2. С. 13–17.
24. Зубков М. Ю. Тектоно-гидротермальные процессы в юрских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2017. № 1. С. 64–80.
25. Труфанов В. Н., Сухарев А. И., Гамов М. И., Труфанов А. В. Гидротермальный литогенез и его влияние на распределение залежей углеводородов // Осадочные формации юга России и связанные с ними полезные ископаемые : материалы Всероссийской научной конференции. Ростов-на-Дону : Издательство СКНЦ, ВШ ЮФУ, 2011. С. 21–27.
26. Hedemann H. A. Die Gebirgstemperaturen in der Bohrung Munsterland-1 und die geotermische Tiefenstufe // Fortschr. Geol. Rheinl. und Westf. 1963. Bd. 11. S. 403–418.
27. Станов В. В. Метаморфизм углей и скорость нагрева // Отечественная геология. 1985. № 7. С. 13–21.
28. Щеглов А. Д. Основные черты металлогении зон автономной активизации // Закономерности размещения полезных ископаемых : в 8 томах. Москва : Наука, 1967. Т. 8. С. 95–138.
29. Горжевский Д. И., Козеренко В. П., Фогельман Н. А. О металлогеническом районировании зон активизации // Закономерности размещения полезных ископаемых : в 8 томах. Москва : Наука, 1967. Т. 8. С. 139–158.
30. Абдуллин Р. А. Природа высокой проницаемости пород-коллекторов шеркалинского горизонта Красноленинского района Западной Сибири // Доклады АН СССР. 1991. Т. 316, № 2. С. 422–424.
31. Коробов А. Д., Коробова Л. А. Нефтегазоносные фации вторичных кварцитов и пропилитов Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. 2013. № 1. С. 23–32.
32. Ван А. В., Казанский Ю. П. Вулканокластический материал в осадках и осадочных породах. Новосибирск : Наука, 1998. 128 с.
33. Ушатинский И. Н., Рыльков А. В. Литогеохимия и перспективы нефтегазоносности триас-юрских отложений северных районов Западной Сибири // Отечественная геология. 2002. № 1. С. 8–13.
34. Нестеров И. И., Ушатинский И. Н., Рыльков А. В. О роли вулканокластического материала в породах осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Доклады АН России. 2003. Т. 392, № 5. С. 666–670.
35. Shal'dybin M. V., Wilson M. J., Wilson L., etc. The nature, origin and significance of luminescent layers in the Bazhenov Shale Formation of West Siberia, Russia // Marine and Petroleum Geology. 2019. Vol. 100. P. 358–375.
36. Ernst R. E., Youbi N. How Large Igneous Provinces affect global climate, sometimes cause mass extinctions, and represent natural markers in the geological record // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. 2017. Vol. 478. P. 30–52.



37. Буров Ю. П., Красильщиков А. А., Фирсов Л. В., Клубов Б. А. Возраст долеритов Свальбарда (по радиологическим данным) // Геология Свальбарда. Ленинград : Издательство НИИГА, 1976. С. 117–126.
38. Гаврилов В. П. Геодинамическая модель нефтегазобразования в литосфере и её следствия // Геология нефти и газа. 1998. № 6. С. 2–12.
39. Грим Р. Э. Минералогия и практическое использование глин. Москва : Мир, 1967. 603 с.
40. Бриллинг И. А. Влияние температуры и давления на фильтрационные свойства глин // Связанная вода в дисперсных системах. Москва : Издательство Московского университета, 1977. Вып. 4. С. 130–135.
41. Гольдберг В. М., Скворцов Н. П. Влияние температуры и минерализации подземных вод на проницаемость глинистых водоупоров // Гидрогеология. Инженерная геология и строительные материалы. Москва : Наука, 1980. С. 73–77.
42. Грамберг И. С., Горяинов И. Н., Смекалов А. С. Опыт исследования напряженно-деформированного состояния Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Доклады АН России. 1995. Т. 345, № 2. С. 227–230.
43. Зубков М. Ю., Дворак С. В., Романов Е. А. Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь) // Литология и полезные ископаемые. 1991. № 3. С. 122–132.
44. Лукин А. Е., Гарипов О. М. Литогенез и нефтеносность юрских терригенных отложений Среднеширотного Приобья // Литология и полезные ископаемые. 1994. № 5. С. 65–85.
45. Казанский Ю. П., Казарбин В. В., Солотчина Э. П. и др. Литология коллекторов Талинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 1993. Т. 34, № 5. С. 22–31.
46. Балицкий В. С., Балицкая Л. В., Сеткова Т. В. Возможно ли восполнение нефти в отработанных месторождениях за счёт взаимодействия гидротермальных растворов с вмещающими битуминозными и углеродистыми породами? (Эксперимент с участием флюидных включений) // Георесурсы. 2020. Спецвыпуск. С. 36–39.

Поступила в редакцию 31.03.2021, после рецензирования 17.05.2021, принята к публикации 20.09.2021
Received 31.03.2021, revised 17.05.2021, accepted 20.09.2021