

УДК 553.982.23

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-49-59

## Литогенез, сопряженный с тектоногидротермальной активизацией — основа формирования промышленных скоплений углеводородов

© 2022 г. | А.Д. Коробов, Л.А. Коробова

Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, Саратов, Россия; korobad@yandex.ru; korob@info.sgu.ru

Поступила 31.05.2021 г.

Доработана 25.06.2021 г.

Принята к печати 20.09.2021 г.

**Ключевые слова:** углеводороды; рифтогенный бассейн; тектоногидротермальная активизация; витринитовая шкала; температуры гомогенизации; газовой-жидкие включения; уровень палеотермического несоответствия.

**Аннотация:** Геодинамическая обстановка, способствующая возникновению углеводородных залежей, отличается обязательным совместным участием катагенетической (региональной фоновой) и гидротермальной (локальной наложенной) проработками пород. С точки зрения энергетики это прогрев, вызванный монотонным длительным погружением, но усиленный гидротермальным процессом, порожденным кратковременной сеймотектонической активностью, т. е. тектоногидротермальной деятельностью. Проблема заключается в том, что геологи часто игнорируют сеймотектонический фактор, который с участием горячих вод резко увеличивает массообмен в геологической среде. Это вызывает стремительную эмиграцию микро нефти из материнских толщ и при благоприятных условиях образование залежей углеводородов. В статье доказывается, что структурная перестройка рифтогенных бассейнов сопровождается тектоногидротермальной активизацией. Эпигенетические процессы, ей сопутствующие, контролируются в первую очередь конвективным теплопереносом. Газово-жидкие включения новообразованных минералов, как и сами минералы, служат индикаторами тектоногидротермальных явлений. Подвижность газовой-жидких углеводородов при первичной и латеральной миграции определяется, прежде всего, интенсивностью наложенного тектоногидротермального воздействия. Показатель интенсивности последнего равен отношению максимальных палеотемператур гомогенизации к палеотемпературам, рассчитанным по отражательной способности витринита. Этот показатель, выявленный для одних и тех же интервалов геологического разреза, характеризует уровень палеотермического несоответствия природной системы. Он может использоваться при прогнозных оценках территории на углеводородное сырье. Для перспективных рифтогенных площадей, где материнские породы достигли температурной зоны 80–160 °С за счет кондуктивного прогрева, значения уровня палеотермического несоответствия варьируют в пределах 1,4–2,3.

Для цитирования: Коробов А.Д., Коробова Л.А. Литогенез, сопряженный с тектоногидротермальной активизацией — основа формирования промышленных скоплений углеводородов // Геология нефти и газа. — 2022. — № 1. — С. 49–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-49-59.

## Lithogenesis associated with tectonic and hydrothermal activation: basis for formation of commercial hydrocarbon accumulations

© 2022 | A.D. Korobov, L.A. Korobova

Saratov National Research State University named after N.G. Chernyshevsky, Saratov, Russia; korobad@yandex.ru; korob@info.sgu.ru

Received 31.05.2021

Revised 25.06.2021

Accepted for publication 20.09.2021

**Key words:** hydrocarbon; riftogenic basin; tectonic and hydrothermal activation; vitrinite scale; homogenization temperature; gas-liquid inclusions; level of paleothermal mismatch.

**Abstract:** Geodynamic conditions favourable for hydrocarbon accumulation are notable for mandatory combination of catagenetic (regional background) and hydrothermal (local superposed) rock reworking. In terms of energy, it is heating up caused by durable continuous subsidence although strengthened by hydrothermal process triggered by short-term seismotectonic event, i.e., tectonic and hydrothermal activity. The problem is that geologists often disregard a seismotectonic factor, which, in the presence of hot waters sharply increases mass transfer in subsurface. This causes a swift expulsion (migration?) of micro-oil from source rocks, and in favourable conditions — formation of hydrocarbon accumulations. The authors prove that tectonic and hydrothermal activation accompanies structural changes in riftogenic basins. Epigenetic processes accompanying these changes primarily occur under control of heat and mass convective transfer. Gas-liquid inclusions of newly formed minerals, along with the minerals themselves, are indicative of tectonic and hydrothermal phenomena. The mobility of gas-liquid hydrocarbons during expulsion and lateral migration depends, first of all, on the intensity of superposed tectonic and hydrothermal impact. The intensity index of this impact is equal to the ratio of maximum paleotemperature of homogenization to paleotemperature calculated from vitrinite reflectance. This index estimated for

the same intervals of geological section characterises the level of paleothermal mismatch of the natural system. The index can be used in prediction of hydrocarbon occurrence in certain territory. In the promising riftogenic areas where source rocks have reached the temperature zone 80–160 °C owing to conductive heating, values of paleothermal mismatch range (approximately) from 1.4 to 2.3.

For citation: Korobov A.D., Korobova L.A. Lithogenesis associated with tectonic and hydrothermal activation: basis for formation of commercial hydrocarbon accumulations. *Geologiya nefti i gaza*. 2022;(1):49–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-49-59. In Russ.

## Введение

В течение XIX и XX вв. наблюдалось бурное развитие различных аспектов нефтегазовой геологии. К концу XX в. накопились серьезные противоречия, выявившие неадекватность существующих моделей формирования нефтяных месторождений. В настоящее время большинство ученых придерживается органической (осадочно-миграционной) теории происхождения нефти, но заметные противоречия продолжают сохраняться. Остановимся на рассмотрении некоторых из них.

Превращение осадочного бассейна в нефтегазоносный в значительной степени определяется динамикой погружения, нередко осложненного тектоническим (тектоносейсмическим) воздействием, а также интенсивностью прогрева. Все это предопределяет полноту процесса реализации материнскими породами своего генерационного потенциала и интенсивность миграции микронепти, что в совокупности и составляет основу оценки перспектив территорий на УВ-сырье.

Большая роль палеогеотермических критериев прогнозирования нефтегазоносности общеизвестна. Современная палеогеотермия располагает разнообразными методами определения палеотемператур: термометрия по отражательной способности витринита (ОСВ) и по газовой-жидким включениям (ГЖВ) в гидротермальных минералах (гомогенизация, декрепитация). Первая широко применяется при изучении закономерностей нефтегазоаккумуляции. В последние годы в нефтегазовой геологии предпринимались неоднократные попытки совместного использования палеотермометрии как по ГЖВ в аутигенных минералах, так и по марочным характеристикам угольных включений и ОСВ. При этом обнаружилась неоднозначность соотношений этих показателей. Одни исследователи считают, что расчетные температуры углефикации являются заниженными (Шапенко В.В., Щепеткин Ю.В., 1978; [1]). Другие доказывают, что палеотемпературные показатели по ГЖВ можно использовать лишь в тех случаях, когда они подтверждаются углепетрографическими данными и не противоречат расчетным палеотемпературам по ОСВ [2].

Такие различные мнения вполне объяснимы, поскольку все постдиагенетические процессы, с которыми связан нафтидогенез, протекают в системе порода – флюид. Эти системы характеризуются двумя геотермическими показателями – температурами как самих пород, так и циркулирующих в них горячих растворов – флюидов. Эти температуры могут быть близки друг другу или даже совпадать по своим значениям, но могут и существенно разли-

ваться. Геотермические исследования разнообразных геодинамических (геотектонических) областей свидетельствуют о существовании кондуктивного и конвективного геотермических режимов (Череменский Г.А., 1977).

В случае кондуктивного режима, присущего типичным платформенным условиям, не осложненным фазами резкого тектонического воздействия, температуры подземных вод и вмещающих их пород практически одинаковы. В рифтогенных же седиментационных бассейнах, для которых типичны периодически возникающие структурные перестройки, эти температурные соотношения могут приобретать сложный (весьма контрастный) характер. Обусловлен он внедрением термальных флюидов (результат конвективного теплопереноса) в отложения с гораздо более низкими «фоновыми» температурами, вызванными 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 [3] считает, что формирование крупных скоплений нефти сопряжено с активной миграцией УВ из материнских толщ. Сама же миграция является функцией интенсивности продуцирования УВ, которая контролируется прогревом. По мнению этого ученого, оптимальный прогрев пород для возникновения промышленных залежей обеспечивается определенным балансом кондуктивного тепло- и конвективного теплопереноса. Но только ли одним прогревом оцениваются масштабы первичной и латеральной ми-

грации нефти? Ведь известно, что конвективный теплоперенос напрямую сопряжен 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 счет циркуляции горячих растворов в сейсмоструктурной обстановке – обстановке разноинтенсивного пульсирующего стресса. Такие условия авторы статьи связывают с наложенной тектоногидротермальной активизацией, столь характерной и важной для формирования месторождений УВ в рифтогенных бассейнах седиментации [4, 5]. Следовательно, помимо благоприятных температурных условий, еще как минимум одним необходимым фактором активной эмиграции жидкой нефти из материнских пород является тектоническая деятельность. Рассмотрению ее 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, при котором эти условия изменялись за счет фаз резкого тектонического воздействия. Напомним, первый случай характеризует условия для формирования синеклиз, не осложненных рифтами, которые наиболее благоприятны для осадочно-миграционного образования нефти [6]. Он отвечает депрессионно-геодинамическому режиму. Во втором случае речь идет о геодинамической обстановке рифтогенных седиментационных бассейнов.

Важно подчеркнуть, что осадочно-миграционная теория образования нефти [6] сформировалась в то время, когда исследования термометрии, основанные на методе гомогенизации ГЖВ в минералах, еще не использовались для решения вопросов нефтидогенеза. Первые работы, посвященные этой проблеме, были выполнены позже А.С. Махначом, В.В. Пановым (1976) и Г.М. Гигашвили (1979).

### **Особенности миграции нефти в различных тектонических условиях**

#### ***Синеклизы, не осложненные 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) [7]. 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 нефтеводных смесях [6]. Однако для того, чтобы нефть как самостоятельная фаза пришла в движение в геостатических условиях кондуктивного переноса тепла, важно накопление какого-то минимального ее объема, который бы обладал достаточной энергией, чтобы 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 пленку воды. Только при достижении такой массы нефти сила всплывания обеспечивает начало ее движения [8]. Но для этого должно накопиться также и значительное количество воды, провоцирующей всплывание.

В этой связи надо отметить, что ГЗН знаменательна рядом изменений, претерпеваемых глинистыми породами, являющимися наиболее распространенным типом нефтематеринских толщ [7]. Здесь начинается и усиливается переход смешанослойных глинистых минералов (иллит-сметтитов), а также, собственно, смектитов в гидрослюда с освобождением петрогенной воды. М. Пауэрс (Powers M.C., 1967) связывает с этим явлением эмиграцию из глин микронефти вместе с поровой и петрогенной водой в элизионном процессе. Он растянут на сотни миллионов лет и является стационарным. Под элизионным процессом В.И. Дюнин (2000) понимает восходящую миграцию поровых и петрогенных вод, доля которых в общем водном балансе артезианских (нефтегазоносных) структур чрезвычайно мала, а следовательно, вряд ли могла способствовать активной мобилизации УВ.

Но Б.А. Соколов и А.Н. Гусева (1993) утверждали, 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 дает ясных ответов.

Во-первых, каким образом низкие концентрации нефти при выделении из раствора образуют такое насыщение порового пространства породы, которое вызывает перемещение нефти за счет сил всплывания? Во-вторых, как могут сохраниться неокисленными при 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,

**Таблица.** Уровень палеотермического несоответствия в осадочных нефтегазоносных толщах и продуктивность скважин  
**Table.** Level of paleothermal mismatch in sedimentary oil and gas bearing sequences and well productivity

Регион	Площадь, скважина, структура, месторождение	Возраст отложений	Минералы с ГЖВ	Температура гомогенизации ГЖВ, °С (число определений) [2, 9]	Расчетная температура метаморфизма угля или РОВ, °С [2, 9]	Уровень палеотермического несоответствия (УПТН)	Продуктивность скважин
Западная Сибирь	Калчанская-1-Р, Парабельский мегавал	J <sub>3</sub>	Кальцит, доломит	140 (3), 170 (3)	50–80*	2,1	Продуктивная
	Верхне-коликъеганская-52, Верхнеколикъеганское купольное поднятие, Верхнеколикъеганское	J <sub>3</sub>	Кальцит, доломит	185 (2)	50–80	2,3	Продуктивная
	Фестивальная-255, Фестивальный вал, Фестивальное	J <sub>3</sub>	Кальцит, доломит	152 (3)	50–110 (50–80–110)	1,4–1,9	Продуктивная
	Сикторская-7, Александровский мегавал, Коликъеганский вал, Северо-Сикторское	J <sub>3</sub>	Кальцит, доломит	140 (3), 170 (3)	50–80	2,1	Продуктивная
Восточное Предкавказье	Кочубеевская-1	J <sub>2</sub>	Нет	Нет	190	–	Непродуктивная

\*Верхняя температурная граница ГЗН.

который имеет небольшую удельную поверхность. Из этого следует, что если ОВ как гумусового, так и сапропелевого типа подверглось прогреву в интервале температур 80–160 °С (главная фаза нефтеобразования (ГФН)) при кондуктивном теплопереносе, который определяет особенности литогенеза погружения, то активной эвакуации нафтидов из материнских пород не наблюдается. Связано это, по мнению одних исследователей [3, 9], с невозможностью интенсивного продуцирования нафтидов, а других [4, 10, 11] — с отсутствием кроме этого еще и факторов, резко увеличивающих массообмен в геологической среде<sup>1</sup>.

Перечисленные обстоятельства, видимо, приводят к тому, что в древних конседиментационных структурах с преимущественно кондуктивным переносом тепла, достигшего уровня ГФН, микро-нефть или остается 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 минералогенеза 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 [9]. Для месторождений Западной Сибири они, в частности, варьируют в пределах 140–185 и 50–110 °С соответственно (таблица).

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

Важность сейсмического воздействия на коллектор в процессе вторичной миграции флюида подчеркивают в своей работе А.А. Карцев и его коллеги [10]. Они считают, что пульсирующее геодинамическое давление, то усиливая, то ослабляя

<sup>1</sup>Копылова Г.Н. Эффекты сейсмичности в режиме подземных вод (на примере Камчатского региона) : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2010. – 36 с.

действия архимедовой силы, способствует слиянию отдельных капель и пузырьков УВ-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 (Абрамова О.П., Абукова Л.А., Юсупова И.Ф., 2005). Выявлено, что после крупных землетрясений в течение двух месяцев и более наблюдается увеличение дебита нефти в скважинах. В дальнейшем дебиты восстанавливаются до первоначальных значений. Г.Н. Копылова<sup>1</sup> установила зависимость значений кратности роста дебита скважин от магнитуды землетрясения. Так, для землетрясений интенсивностью 5 баллов характерно увеличение дебита в 2 раза, для землетрясения силой 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<sup>1</sup>.

Сказанное прекрасно иллюстрирует закономерность, выявленную А.А. Трофимуким с коллегами [12]. Они, в частности, доказали, что сеймотектонические 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 сеймотектонические процессы провоцируют условия, при которых темпы образования УВ даже при пониженных температурах существенно превышают скорости их естественной диссипации в подземной гидросфере [12, 13]. Из этого следует принципиальный вывод, что нефтидогенез и возникновение залежей обусловлены трансформацией ОБ в подвижные УВ, происходящей в материнских породах, механически активизированных природными сеймотектоническими явлениями.

По мнению Г.И. Амурского, А.В. Бочкарева и А.Н. Соловьева [13], 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 глубоководных осадочных толщах. Нагретые воды (гидротермы) участвуют в стремительном преобразовании не только рассеянного ОБ, но и вмещаю-

щих пород, ускоряя нефтидогенез, а также создавая нетрадиционные коллекторы и вторичные экраны. Они же обеспечивают быструю эвакуацию нефти в ловушки [4, 11, 14].

Придавая горячим растворам исключительное значение в этих процессах, авторы статьи такую активизацию называют тектоногидротермальной [4, 15]. 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, где даже при оптимальных температурах созревания ОБ не хватает энергии для активной миграции образовавшихся УВ из материнских толщ. Иначе обстоят дела в рифтогенных бассейнах, где налицо участие дополнительной сейсмической и тектонической энергии Земли не только в нефтидогенезе, но и, главное, в мобилизации УВ 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 тепломассоперенос может протекать на любом этапе осадочного цикла, но лишь с началом тектонической активизации. Накладываясь на кондуктивный перенос тепла, он характеризуется различным по интенсивности сейсмическим воздействием, повышенными температурами, относительной кратковременностью и периодической возобновляемостью. Конвективный тепломассоперенос реализуется в новой особой автономной системе, которая отличается дополнительными энергетическими источниками.

Из вышеизложенного можно заключить, что конвективный тепломассоперенос является функцией тектонической активизации. Но какой? Здесь мнения геологов расходятся. Одни считают, что тектономагматической ([3, 9, 16, 17] и др.), другие — тектоногидротермальной (Труфанов В.Н. и др., 2011; [4, 15, 18]). При проявлении тектонической активизации интенсивность прогрева горных пород за счет конвективного тепломассопереноса 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 [19] установил, что в обстановке стремительного нагрева толщ процессы метаморфизма угля происходят медленнее, чем рост температур, поскольку скорость деструкции каустобиолитов, в силу своей инертности, отстает 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 [9], «недогретым» относительно участков гидротермальной проработки пород из тех же интервалов разреза, которые характеризуются эпигенетическим минерагенезом с ГЖВ. В силу названных обстоятельств В.В. Станов [20] утверждает, что одна и та же степень метаморфизма угля может приходиться на разные температуры с разбросом в 100–200 °С в зависимости от скорости нагрева.

Такое положение дел определенным образом характеризует соотношение температур материнских толщ и циркулирующих в них флюидов для районов крупных скоплений нефтяных. Установлено, что на промышленных УВ-месторождениях материнские толщи прогреты до 80–160 °С по витринитовой шкале (ГФН), а температуры гомогенизации ГЖВ в гидротермальных минералах из тех же самых пород заметно превышают их значения (см. таблицу). Кроме того, если прогрев материнских толщ ограничивался преимущественно кондуктивным теплопереносом (отсутствуют гидротермальные минералы и ГЖВ), то, несмотря на достижение ГФН, определенное по витринитовой шкале, активной миграции УВ не происходит, промышленные месторождения не возникают и в лучшем случае формируются нефтепроявления [3]. Поэтому выявление структур с признаками резкой 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 нефтяных из зон, соответствующих ГФН, с образованием крупных залежей. Это возможно лишь в тех нефтегазоносных бассейнах, где проявлялись фазы сеймотектонического воздействия. Об интенсивности последнего можно судить по значению палеотермического несоответствия, т. е. отношению максимальных палеотемператур гомогенизации ГЖВ к палеотемпературам, рассчитанным по ОСВ. Этот же показатель можно использовать при прогнозных оценках территории на УВ-сырье. Для продуктивных рифтогенных площадей Западной Сибири, где материнские породы достигли темпе-

ратурной зоны 80–160 °С за счет кондуктивного прогрева, его значения колеблются в пределах 1,4–2,3 (см. таблицу).

Типичный пример наблюдается в рифтогенном седиментационном бассейне (Западная Сибирь) на Северо-Сикторском месторождении нефти (см. таблицу). В разрезе скв. Сикторская-7 верхнеюрские отложения характеризуются, с одной стороны, палеотемпературами 50–80 °С, определенными по витринитовой шкале, что отвечает верхней температурной границе ГФН (80 °С), с другой — отличаются максимальной палеотемпературой гомогенизации ГЖВ 170 °С. В таких случаях УПТН рассчитывается следующим образом:  $170/80 = 2,1$ . На месторождении из верхнеюрских отложений наблюдаются нефтепритоки с дебитом 48 м<sup>3</sup>/сут (Клещев К.А., Шеин В.С., 2010).

Подобная ситуация отмечается в Западной Сибири (ХМАО) на Фестивальном месторождении нефти (см. таблицу) на глубинах 2928–3028 м (Клещев К.А., Шеин В.С., 2010). В разрезе скв. Фестивальная-255 верхнеюрские отложения отличаются разбросом палеотемператур в интервале 50–110 °С, определенных по витринитовой шкале, часть которого (80–110 °С) соответствует ГФН. На этом же участке разреза установлена температура гомогенизации ГЖВ 152 °С. Следовательно, уровень палеотермического несоответствия в породах нефтяного месторождения варьирует в пределах:

$$\text{УПТН}_{\min} = 152/110 = 1,4;$$

$$\text{УПТН}_{\max} = 152/80 = 1,9.$$

Совершенно иная картина наблюдается в платформенной части Восточного Предкавказья. В разрезе скв. Кочубеевская-1 подошва среднеюрских отложений на глубине 4700 м характеризуется, с одной стороны, палеотемпературой 190 °С по витринитовой шкале, что несколько превышает уровень ГФН, с другой — современной температурой 187 °С, замеренной непосредственно в стволе скважины. Важно подчеркнуть, что в этих породах отсутствуют ГЖВ (продукт конвективного теплопереноса). Поэтому, несмотря на высокие палео- и современные температуры, в разрезе скважины не только не обнаружены промышленные скопления УВ, но и сама скважина оказалась бесприточной [3, 9], а УПТН рассчитать не представляется возможным.

Как отмечалось, конвективный теплоперенос является функцией тектонической активизации. Авторы статьи считают, что тектоногидротермальной. Но существует и другая точка зрения, согласно которой конвективный теплоперенос вызван тектономагматической активизацией и обусловлен циркуляцией горячих растворов, продуцируемых магматическими очагами ([3, 9, 16, 17] и др.).

Понятие «тектономагматическая активизация» предложено металлогенистами (Горжевский Д.И., Козеренко В.П., Фогельман Н.А., 1967; [21]), в частности, для дейтероогенных областей. Она свой-

ственной тектонически подвижным структурам, характеризующимся контрастностью движений и сопровождающимся интенсивной магматической деятельностью, в результате чего обычно образуются сложные интрузивно-эффузивные комплексы. С последними на постагматической 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 (Абдуллин Р.А., 1991; [22]). По мнению Н.П. Гречишникова и Ю.В. Степанова [9], 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 ширококомасштабными гидротермальными процессами [14, 15].

Так, проведенные в Западной Сибири литогеохимические исследования в комплексе с геологическими, тектоническими и палеогеографическими данными (Ван А.В., Казанский Ю.П., 1998; Ушатинский И.Н., Рыльков А.В., 2002; Нестеров И.И., Ушатинский И.Н., Рыльков А.В., 2003) 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 и коллеги (2003) связывали постседиментационные преобразования чехла Западно-Сибирской плиты с региональным фоном изменения пород, а не с воздействием вулканизма. Вместе с тем, в верхнеюрско-нижнемеловых отложениях Западной Сибири присутствует пирокластический материал основного состава (Ван А.В., Казанский Ю.П., 1998). В частности, обнаружены люминесцирующие вулканические стекла в нефтематеринской баженовской свите [23]. 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 [24], поскольку абсолютные датировки долеритов Шпицбергена указывают на два пика активности магматизма: в поздней юре и в раннем мелу – альбе [25].

Не все геологи признают большое значение конвективного теплопереноса в формировании УВ-месторождений. Так, Б.А. Лебедев и Э.М. Пинский [17] приходят к выводу о совершенно ничтожной роли конвекции в геологической истории нефтегазоносных бассейнов. Разделяя эту точку зрения, В.С. Сурков с коллегами (1989) связывают температурные аномалии ранне-среднетриасовой палеорифтовой системы Западной Сибири только с процессами кондуктивного теплопереноса. Аномалии температур, по мнению этих ученых, обусловлены большей плотностью и, следовательно, большей теплопроводностью пород рифтовых зон. Вместе с тем установлено [26], что в рифтогенных геодинамических обстановках прогрев может достигать самых верхних горизонтов осадочного чехла. Происходит это в периоды тектоногидротермальной активизации рифтогенных бассейнов, когда исчезают или резко сокращаются естественные преграды на пути движения горячего глубинного флюида [5, 11]. Тут возникает закономерный вопрос: как быть с экранирующей 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 0,2 МПа (Грим Р.Э., 1967) и практически исключает движение растворов. В гидротермальных же системах картина радикально меняется.

По данным И.А. Бриллинга [27], проницаемость монтмориллонитового (смектитового) образца при повышении температуры от 20 до 80°C возрастает более чем на 2 порядка. При росте температуры от 20 до 90°C коэффициент проницаемости каолинита увеличивается в 3–5 раз, а монтмориллонита — на порядок и более. Рост проницаемости глин с повышением температуры обусловлен разрушением (освобождением) связанной воды. По мере роста температуры все больший объем 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 этого относительный объем выделяемой в свободное состояние связанной воды в этих глинах будет значительно выше, чем, например, в каолинитовых. Следовательно, в монтмориллонитовых глинах выше диапазон изменения проницаемости под влиянием температуры, чем в каолинитах (Грим Р.Э., 1967; [28]). Заметное возрастание проницаемости глин в условиях высоких температур позволяет В.М. Гольдбергу и Н.П. Скворцову [28] говорить о значительном увеличении конвек-

тивной составляющей вертикального движения глубинных горячих вод.

Особую значимость это приобретает в периоды структурной перестройки. Так, исходя из работ И.С. Грамберга с коллегами (1995), Ю.В. Филипповича (2001) и В.Г. Криночкина с соавторами (2010), 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<sub>10-11</sub> шеркалинской свиты (верхний лейас) в результате тектоногидротермальной активизации испытали кислотное выщелачивание с возникновением вторичных кварцитов — нефтенасыщенных новообразованных коллекторов (Абдуллин Р.А., 1991; Зубков М.Ю. и др., 1991; Лукин А.Е., Гарипов О.М., 1994; [22]). Главным энергетическим фактором всех преобразований был конвективный тепломассоперенос, осуществляющийся в обстановке разноинтенсивного пульсирующего стресса чешуйчато-надвигового сооружения.

Процесс, сменивший активное растворение на Таллинском месторождении, характеризуется, в частности, регенерацией кластогенного кварца и развитием микродруз этого минерала в пустотах выщелачивания. Своим габитусом кристаллы кварца здесь обязаны многочисленным регенерационным каемкам, нарощенным на исходные разноокатанные и выщелоченные обломки этого минерала. Процесс их образования проходил в несколько этапов. Это подтверждается различными по температуре генерациями регенерирующего кварца, установленными методом гомогенизации ГЖВ (Лукин А.Е., Гарипов О.М., 1994). На заключительных этапах регенерации отмечается захват битумов растущей кристаллической фазой (Казанский Ю.П. и др., 1993). Поэтому поздний аутигенный кварц нередко содержит в ГЖВ многочисленные пузырьки нефти. Это, во-первых, свидетельствует о появлении ее 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, перемещающие УВ в ловушки.

В этой связи важно подчеркнуть, что температуры гомогенизации в возникших ГЖВ рассматриваются Н.П. Гречишниковым и Ю.В. Степановым [9] как «геотермические аномалии». А поскольку анализируемые явления вызваны тектоногидротермальной активизацией, можно сделать принципиальный вывод о том, что выявленные «геотермические аномалии» являются порождением и визитной карточкой тектоногидротермальной, 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 тектоногидротермальной активизации) в температурной зоне 80–160°C, сформировавшейся в нефтегазоматеринских породах под воздействием кондуктивного тепломассопереноса, промышленных УВ-скоплений, как правило, не наблюдается.

Уже не раз отмечалось, что тектоногидротермальная 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 эмиграцию микронепти. Доказательством больших скоростей нефтеобразования может служить обнаружение так называемых гидротермальных нефтей (Симонейт Б.Р.Т., 1986). Если считать гидротермальную нефть аналогом лабораторного пиролитического процесса, то время, необходимое для ее возникновения, по Б.А. Соколову и А.Н. Гусевой (1993), следует оценивать несколькими годами. Кроме того, экспериментальные исследования с участием ГЖВ [29] 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 водных УВ-флюидов.

Таким образом, в рамках осадочно-миграционной модели предпочтительные условия образования и накопления нефти должны реализоваться 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 (тектоногидротермальной) активизации, причем в тесной связи с разломными и нередко надвиговыми зонами. В первую очередь это касается осадочных бассейнов с погребенным континентальным рифтом, классическим примером которых является Западно-Сибирская плита.

## Заключение

В процессе проведенных исследований получены следующие основные результаты.

1. Геодинамическая обстановка, способствующая возникновению УВ-залежей, должна отличаться обязательным совместным участием катагенетической (региональной фоновой) и гидротермальной (локальной наложенной) проработкой пород. С точки зрения энергетики — это прогрев, вызванный монотонным длительным погружением, но усиленный гидротермальным процессом, порожденным кратковременной сейсмотектонической активностью, т. е. тектоногидротермальной деятельностью.



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

3. Газово-жидкие включения новообразованных минералов, как и сами минералы или фрагменты их регенерации, служат индикаторами тектоногидротермальных явлений. Подвижность газово-жидких УВ при первичной и латеральной миграции определяется прежде всего интенсивностью наложенного тектоногидротермального воздействия.

4. Показатель интенсивности тектоногидротермальной 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.

5. Уровень палеотермического несоответствия можно использовать при прогнозных оценках территории на УВ-сырье. Для перспективных рифтогенных площадей, где материнские породы достигли температурной зоны 80–160 °С за счет кондуктивного прогрева, его значения варьируют пределах 1,4–2,3.

6. Известный тезис Н.Б. Вассоевича «нефть — детище литогенеза» [6, с. 152] можно уточнить следующей формулировкой: нефть — детище литогенеза, сопряженного с тектоногидротермальной активизацией.

### Литература

1. Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П. Палеотемпературы преобразования нефтегазоносных отложений. — М. : Наука, 1980. — 270 с.
2. Канана Я.Ф., Матвеев А.К. К вопросу определения палеотемператур осадочных толщ // Бюллетень МОИП. Отдел. геол. — 1986. — Т. 61. — № 4. — С. 110–121.
3. Гречишников Н.П. Геотермические процессы нефтегазообразования // Докл. АН СССР. — 1991. — Т. 319. — № 2. — С. 427–430.
4. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Пульсирующий стресс как отражение тектоногидротермальной 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.
5. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Конвективный тепломассоперенос и формирование нефтегазоносных коллекторов пород переходного комплекса и чехла // Отечественная геология. — 2012. — № 6. — С. 3–12.
6. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Известия АН СССР. Сер. геол. — 1967. — № 11. — С. 135–156.
7. Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В. Главная фаза нефтеобразования // Вестник Моск. ун-та. Сер. геол. — 1969. — № 6. — С. 3–27.
8. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. — М. : Издательство Московского университета, 2000. — 384 с.
9. Гречишников Н.П., Степанов Ю.В. Геодинамика и процессы нефтегазообразования // Известия вузов. Геология и разведка. — 1991. — № 8. — С. 68–78.
10. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П., Брагин Ю.И. Нефтегазовая гидрогеология. — М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. — 2001. — 264 с.
11. 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.
12. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П. и др. Сейсмостектонические процессы — фактор, вызывающий преобразование органического вещества (ОВ) осадочных пород // Докл. АН СССР. — 1983. — Т. 271. — № 6. — С. 1460–1464.
13. Амурский Г.И., Бочкарев А.В., Соловьев Н.Н. Тектонодинамическая модель нефтегазообразования // Советская геология. — 1985. — № 7. — С. 3–13.
14. 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.
15. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Киняева С.И. Природа жилых коллекторов углеводородов фундамента Шаимского района (Западно-Сибирская плита) // Отечественная геология. — 2005. — № 4. — С. 3–9.
16. Лукин А.Е., Луговая И.П., Загнитко О.Н. Природа палеогеотермических критериев нефтегазоносностей // Известия АН СССР. Сер. геол. — 1989. — № 4. — С. 113–125.
17. Лебедев Б.А., Пинский Э.М. Механизмы формирования эпигенетических месторождений и их эволюция в истории Земли // Отечественная геология. — 2000. — № 2. — С. 13–17.
18. Зубков М.Ю. Тектоногидротермальные процессы в юрских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2017. — № 1. — С. 64–80.
19. Hedemann H.A. Die Gebirgstemperaturen in der Bohrung Munsterland-1 und die geotermische Tiefenstufe // Fortschr. Geol. Rheinl. und Westf. — 1963. — № 11. — С. 403–418.
20. Станов В.В. Метаморфизм углей и скорость нагрева // Отечественная геология. — 1985. — № 7. — С. 13–21.
21. Щеглов А.Д. Основные черты металлогении зон автономной активизации // Закономерности размещения полезных ископаемых. — М. : Наука, 1967. — Т. 8. — С. 95–138.
22. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Нефтегазоносные фации вторичных кварцитов и пропицитов Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. — 2013. — № 1. — С. 23–32.

23. Shal'dybin M.V., Wilson M.J., Wilson L. et al. The nature, origin and significance of luminescent layers in the Bazhenov Shale Formation of West Siberia, Russia // *Marine and Petroleum Geology*. – 2019. – Т. 100. – С. 358–375. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2018.11.022.
24. 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. – Т. 478. – С. 30–52. DOI: 10.1016/j.palaeo.2017.03.014.
25. Буров Ю.П., Красильщиков А.А., Фирсов Л.В., Клубов Б.А. Возраст долеритов Свальбарда (по радиологическим данным) // *Геология Свальбарда*. – Л: НИИГА, 1976. – С. 117–126.
26. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // *Геология нефти и газа*. – 1998. – № 6. – С. 2–12.
27. Бриллинг И.А. Влияние температуры и давления на фильтрационные свойства глин // *Связанная вода в дисперсных системах*. – М.: Изд-во МГУ, 1977. – Вып. 4. – С. 130–135.
28. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Влияние температуры и минерализации подземных вод на проницаемость глинистых водоупоров // *Гидрогеология. Инженерная геология и строительные материалы*. – М.: Наука, 1980. – С. 73–77.
29. Балицкий В.С., Балицкая Л.В., Сеткова Т.В. и др. Возможно ли восполнение нефти в отработанных месторождениях за счет взаимодействия гидротермальных растворов с вмещающими битуминозными и углеродистыми породами? (эксперимент с участием флюидных включений) // *Георесурсы*. – 2020. – Спецвыпуск. – С. 36–39. DOI: 10.18599/grs.2020.Sl.36–39.

## References

1. Ammosov I.I., Gorshkov V.I., Grechishnikov N.P. Paleotemperature preobrazovaniya neftegazonosnykh otlozhenii [Paleotemperatures of oil and gas bearing deposits transformation]. Moscow: Nauka; 1980. 270 p. In Russ.
2. Kanana Ya.F., Matveev A.K. K voprosu opredeleniya paleotemperatur osadochnykh tolshch [More on paleotemperature determination in sedimentary sequences]. *Byulleten' MOIP. Otdel. geol.* 1986;61(4):110–121. In Russ.
3. Grechishnikov N.P. Geotermicheskie protsessy neftegazoobrazovaniya [Geothermal processes of oil and gas generation]. *Dokl. AN SSSR.* 1991;319(2):427–430. In Russ.
4. Korobov A.D., Korobova L.A. Pul'siruyushchii stress kak otrazhenie tektono-gidrotermal'noi aktivizatsii i ego rol' v formirovani i produktivnykh kollektorov chekhla (na primere Zapadnoi Sibiri) [Pulsating stress as a response to tectonic and hydrothermal activation and its role in productive reservoirs formation in sedimentary cover (by the example of Western Siberia)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2011;(6):4–12. In Russ.
5. Korobov A.D., Korobova L.A. Konvektivnyi teplomassoperenos i formirovanie neftegazonosnykh kollektorov porod perekhodnogo kompleksa i chekhla [Heat and mass convective transfer, and formation of oil and gas bearing reservoirs within transitional sequence and sedimentary cover]. *Otechestvennaya geologiya.* 2012;(6):3–12. In Russ.
6. Vassoevich N.B. Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefti [Sedimentary-migrational theory of oil origin]. *Izvestiya AN SSSR, Ser. geol.* 1967;(11):135–156. In Russ.
7. Vassoevich N.B., Korchagina Yu.I., Lopatin N.V., Chernyshev V.V. Glavnaya faza nefteobrazovaniya [Main oil generation phase]. *Vestnik Mosk. un-ta., ser. geol.* 1969;(6):3–27. In Russ.
8. Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. Geologiya i geokhimiya nefti i gaza [Oil and gas geology and geochemistry]. Moscow: MGU; 2000. 384 p. In Russ.
9. Grechishnikov N.P., Stepanov Yu.V. Geodinamika i protsessy neftegazoobrazovaniya [Geodynamics and petroleum generation processes]. *Izvestiya vuzov. Geologiya i razvedka.* 1991;(8):68–78. In Russ.
10. Kartsev A.A., Vagin S.B., Shugrin V.P., Bragin Yu.I. Neftegazovaya gidrogeologiya [Petroleum hydrogeology]. Moscow: RGU Nefti i Gaza im. I.M. Gubkina. 2001. 264 p. In Russ.
11. Korobov A.D., Korobova L.A. Lavinoobraznaya generatsiya petrogennoi vody v tektonicheski aktivizirovannom riftogenom sedimentatsionnom basseine — dvizhushchaya sila gidrotermal'nogo protsesssa i migratsii uglevodorodov [Avalanching generation of petrogenic water in tectonically activated sedimentary riftogenic basin as a factor of hydrothermal process and hydrocarbon migration]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2015;(12):34–43. In Russ.
12. Trofimuk A.A., Cherskii N.V., Tsarev V.P. et al. Seismotektonicheskie protsessy — faktor vyzyvayushchii preobrazovanie organicheskogo veshchestva (OV) osadochnykh porod [Seismotectonic processes: factor that causes transformation of the Organic Matter (OM) in sedimentary rocks]. *Dokl. AN SSSR.* 1983;271(6):1460–1464. In Russ.
13. Amurskii G.I., Bochkarev A.V., Solov'ev N.N. Tektonodinamicheskaya model' neftegazoobrazovaniya [Tectonodynamic model of oil and gas generation]. *Sovetskaya geologiya.* 1985;(7):3–13.
14. Korobov A.D., Korobova L.A. Neftegazoperspektivnyi riftogenno-osadochnyi formatsionnyi kompleks kak otrazhenie gidrotermal'nykh protsessov v porodakh fundamenta i chekhla [Oil and gas prospective rift-sedimentary formation complex as reflection of hydrothermal processes in basement of cover rocks]. *Geologiya nefti i gaza.* 2011;(3):15–24. In Russ.
15. Korobov A.D., Korobova L.A., Kinyaeva S.I. Priroda zhil'nykh kollektorov uglevodorodov fundamenta Shaimskogo raiona (Zapadno-Sibirskaya plita) [The nature of vein hydrocarbon reservoirs in the Basement of Shaimsky region (West Siberian Plate)]. *Otechestvennaya geologiya.* 2005;(4):3–9. In Russ.
16. Lukin A.E., Lugovaya I.P., Zagnitko O.N. Priroda paleogeotermicheskikh kriteriev neftegazonosnosti [Nature of paleogeothermal criteria of oil and gas occurrence]. *Izvestiya AN SSSR, Ser. geol.* 1989;(4):113–125. In Russ.
17. Lebedev B.A., Pinskiy Eh.M., Mekhanizmy formirovaniya ehpieneticheskikh mestorozhdenii i ikh ehvolutsiya v istorii Zemli [Mechanisms of epigenetic fields formation and evolution in the Earth history]. *Otechestvennaya geologiya.* 2000;(2):13–17. In Russ.
18. Zubkov M.Yu. Tektono-gidrotermal'nye protsessy v yurskikh otlozheniyakh Zapadnoi Sibiri [Tectonic-hydrothermal processes in the West Siberian Jurassic deposits]. *Geologiya nefti i gaza.* 2017;(1):64–80. In Russ.
19. Hedemann H.A. Die Gebirgstemperaturen in der Bohrung Munsterland-1 und die geotermische Tiefenstufe. *Fortschr. Geol. Rheinl. und Westf.* 1963;11:(403–418). In Ger.

20. Stanov V.V. Metamorfizm uglei i skorost' nagreva [Coal metamorphism and rate of heating]. *Otechestvennaya geologiya*. 1985;(7):13–21. In Russ.
21. Shcheglov A.D. Osnovnye cherty metallogenii zon avtonomnoi aktivizatsii [Zones of autonomous activation: main features of metallogeny]. *Zakonomernosti razmeshcheniya poleznykh iskopaemykh*. Moscow: Nauka; 1967. V. 8. pp. 95–138. In Russ.
22. Korobov A.D., Korobova L.A. Neftegazonosnye fatsii vtorichnykh kvartsitov i propilitov Zapadno-Sibirskoi plity [Oil and gas bearing facies of secondary quartzites and propylites of West Siberian plate]. *Geologiya nefti i gaza*. 2013;(1):23–32. In Russ.
23. Shaldybin M.V., Wilson M.J., Wilson L., et al. The nature, origin and significance of luminescent layers in the Bazhenov Shale Formation of West Siberia, Russia. *Marine and Petroleum Geology*. 2019;100:358–375. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2018.11.022.
24. 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;478:30–52. DOI: 10.1016/j.palaeo.2017.03.014.
25. Burov Yu.P., Krasil'shchikov A.A., Firsov L.V., Klubov B.A. Vozrast doleritov Sval'barda (po radiologicheskim dannym) [Age of Svalbard dolerites (according to radiological data)]. Leningrad: Geologiya Sval'barda, NIIGA; 1976. pp. 117–126. In Russ.
26. Gavrilov V.P. Geodinamicheskaya model' neftegazooobrazovaniya v litosfere i ee sledstviya [Geodynamic model of oil and gas generation in lithosphere and its implications]. *Geologiya nefti i gaza*. 1998;(6):2–12. In Russ.
27. Brilling I.A. Vliyanie temperatury i davleniya na fil'tratsionnye svoystva glin [Lithological properties of clay: effect of temperature and pressure]. In: *Svyazannaya voda v dispersnykh sistemakh*. Moscow: MGU; 1977. V. 4. pp. 130–135. In Russ.
28. Gol'dberg V.M., Skvortsov N.P. Vliyanie temperatury i mineralizatsii podzemnykh vod na pronitsaemost' glinistykh vodouporov [Subsurface water temperature and salinity: influence on permeability of argillaceous confining beds]. *Gidrogeologiya. Inzhenernaya geologiya i stroitel'nye materialy*. Moscow: Nauka; 1980. pp. 73–77. In Russ.
29. Balitskii V.S., Balitskaya L.V., Setkova T.V. et al. Vozmozhno li vospolnenie nefti v otrabotannykh mestorozhdeniyakh za schet vzaimodeystviya gidrotermal'nykh rastvorov s vmeshchayushchimi bituminoznymi i uglerodistymi porodami? (Ehksperiment s uchastiem flyuidnykh vkluychenii) [Is it possible to replenish oil in abandoned fields due to the interaction of hydrothermal solutions with enclosing bituminous and carbonous rocks? (experiment with the participation of fluid inclusions)]. *Georesursy*. 2020;(S):36–39. In Russ.

#### Информация об авторах

##### Коробов Александр Дмитриевич

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,  
заведующий кафедрой

Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского,  
410012 Саратов, ул. Астраханская, 83

e-mail: korobad@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-9497-5030

##### Коробова Людмила Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,  
доцент

Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского,  
410012 Саратов, ул. Астраханская, 83

e-mail: korob@info.sgu.ru

ORCID ID: 0000-0001-5900-7010

#### Information about authors

##### Aleksandr D. Korobov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Professor, Head of a Department

Saratov National Research State University  
named after N.G. Chernyshevsky,  
83, ul. Astrakhanskaya, Saratov, 410012, Russia

e-mail: korobad@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-9497-5030

##### Lyudmila A. Korobova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Associate Professor

Saratov National Research State University  
named after N.G. Chernyshevsky,  
83, ul. Astrakhanskaya, Saratov, 410012, Russia

e-mail: korob@info.sgu.ru

ORCID ID: 0000-0001-5900-7010