

МОДЕЛИРОВАНИЕ В ГЕОЛОГИИ

УДК 553.982.23

ПАЛЕОТЕРМИЧЕСКИЕ НЕСООТВЕТСТВИЯ В РИФТОГЕННЫХ БАСЕЙНАХ — ОСНОВА ПРОГНОЗНЫХ ОЦЕНОК УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

© А.Д. Коробов, Л.А. Коробова

Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского,
г. Саратов

DOI:10.24412/1997-8316-2022-107-4-17

Аннотация. В статье доказывается, что структурная перестройка рифтогенных бассейнов сопровождается тектоно-гидротермальной активизацией. Она контролирует подвижность газовой-жидких углеводородов при их первичной и латеральной миграции в процессе образования залежей. Показатель интенсивности тектоно-гидротермальной активизации равен отношению максимальных палеотемператур гомогенизации газовой-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 1,4-2,3.

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

E-mail: Korobad@yandex.ru

PALEOTHERMAL MISMATCH IN RIFTOGENIC BASINS – THE BASIS FOR HYDROCARBON PREDICTION ESTIMATION

© A. Korobov, L. Korobova

Saratov state university, Saratov

Abstract. The paper is meant to prove that structural reconstruction of riftogenic basins is accompanied with intensification of tectonic-hydrothermal activity. This is in control over 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. When determined in the same interval of a geologic section, this parameter reflects the level of paleothermal incongruity in the natural system. It may be used to make predictive estimates of the areas for hydrocarbon materials. In promising riftogenic areas, with the source rocks in the temperature zone of 80-160°C due to conductive heating, the values of this parameter vary in the range of 1.4-2.3.

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

ВВЕДЕНИЕ

В течение девятнадцатого и двадцатого столетий наблюдалось бурное развитие различных аспектов нефтегазовой геологии. К концу двадцатого века накопились серьезные противоречия, выявившие неадекватность существующих моделей формирования нефтяных месторождений. В настоящее время большинство учёных 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 осложнённого тектоническим (тектонсейсмическим) воздействием, а также интенсивностью прогрева. Всё это предопределяет полноту процесса реализации материнскими породами своего генерационного потенциала и интенсивность эмиграции микронефти, что, в совокупности, и составляет основу оценки перспектив территорий на углеводородное (УВ) сырьё.

Общеизвестна большая роль палеогеотермических критериев прогнозирования нефтегазоносности. Современная палеогеотермия располагает разнообразными методами определения палеотемператур: термометрия по отражательной способности витринита (ОСВ) и по газовой-жидким включениям в гидротермальных минералах (гомогенизация, декрепитация). Первая широко применяется при изучении закономерностей нефтегазонакопления. 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 соотношений этих показателей. Одни исследователи считают, что расчётные температуры углефикации являются занижен-

ными [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 нефтидогенез, протекают в системе «порода-флюид». 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 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 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 палеотемпе-

ратуры 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.

Гречишников Н. П. [5] считает, что формирование крупных скоплений нефти сопряжено с активной эмиграцией 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 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 сейсмотектонической обстановке – обстановке разноинтенсивного пульсирующего стресса. Такие условия мы связываем с наложенной тектоно-гидротермальной акти-

визацией, 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 эти условия изменял 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 (1976) и Г.М. Гигашили (1979).

ОСОБЕННОСТИ МИГРАЦИИ НЕФТИ В РАЗЛИЧНЫХ 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 и значительное количество воды, провоцирующее всплывание.

В этой связи надо отметить, что главная зона нефтеобразования отличительна рядом изменений, претерпеваемых глинистыми породами, являющимися наиболее распространённым типом нефтематеринских толщ [9]. Здесь начинается и усиливается переход смешанослойных глинистых минера-

лов (иллит-сметитов), а также собственно смектитов в гидрослюду с освобождением петрогенной воды. Пауэрс М. [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 вряд ли могла способствовать активной мобилизации УВ.

Но Б.А. Соколов и А.Н. Гусева (1993) 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 °С (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 по мнению

других [6, 14, 15, 16], – с отсутствием 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, микронезть 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°C и 50-110°C соответственно (табл.1).

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 нефтегазозносных бассейнов фаз сейсмоструктурного воздействия. Оно сопровождается не только вспышками гидротермальной дея-

тельности, 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, способствуют 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. Копылова Г.Н. [15] установила зависимость значений кратности роста дебита скважин от магнитуды землетрясения. Так, для землетрясений 5 баллов характерно увеличение дебита в два раза, для землетрясений 7 баллов – в три. 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 сейсмоструктурные процессы в сотни и тысячи раз ускоряют первичную и латеральную миграцию, а также аккумуля-

Таблица 1.
Уровень палеотермического несоответствия в осадочных нефтегазоносных толщах и продуктивность скважин

Регион	Площадь, скважина, структура, месторождение (м-е)	Возраст отложений	Минералы с ГЖВ	Температура гомогенизации ГЖВ, °С (в скобках количество определений) [3,13]	Расчётная температура метаморфизма угля или РОВ, °С	Уровень палеотермического несоответствия (УПТН)	Продуктивность скважин
Западная Сибирь	Калчанская 1-Р, Парабельский метавал	J ₃	кальцит, доломит	140(3), 170(3)	50-80*	2,1	продуктивная
	Верхнеколикъеганская 52, Верхнеколикъеганское купольное поднятие, Верхнеколикъеганское м-е	J ₃	-	185(2)	50-80	2,3	продуктивная
	Фестивальная 255, Фестивальный вал, Фестивальное м-е	J ₃	-	152(3)	50-110 (50-80-110)	1,4-1,9	продуктивная
Восточное Предкавказье	Сикторская 7, Александровский метавал, Коликъеганский вал, Северо-Сикторское м-е	J ₃	-	140(3), 170(3)	50-80	2,1	продуктивная
	Кочубевская 1	J ₂	нет	нет	190	-	непродуктивная

*Верхняя температурная граница главной зоны нефтеобразования

цию 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 [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 сеймотектоническими явлениями.

По мнению Г.И. Амурского, А.В. Бочкарёва и А.Н. Соловьева [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 этих процессах, мы такую активизацию называем тектоно-гидротермальный [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 налицо участие дополнительной сейсмической и тектонической энергии Земли не только в нефтидогенезе, но, 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 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 [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 тектоническая активизация выше.

Хедеманн Х.А. [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 минерагенезом 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 °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 нефтидов. Установлено, что на промышленных УВ-месторождениях материнские толщи прогреты по витринитовой шкале до 80-160 °С, а температуры гомогенизации ГЖВ в гидротермальных минера-

лах из тех же самых пород заметно превышают их значения (табл. 1). 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 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 нефтидов из зон, соответствующих ГФН, с возникновением крупных залежей. Это возможно лишь в тех нефтегазоносных бассейнах, которые пережили в своей истории фазы сейсмотектонического воздействия. Об интенсивности последнего можно судить по величине палеотермического несоответствия, т.е. отношения 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 Западной Сибири, где материнские породы достигли температурной зоны 80-160 °С за счёт кондуктивного прогрева, его значения колеблются в пределах 1,4-2,3 (табл.1).

Типичный пример наблюдается в рифтогенном седиментационном бассейне (Западная Сибирь) на Северо-Сикторском месторождении нефти (табл.1). В разрезе скважины Сикторская-7 верхнеюрские отложения характеризуются, с одной стороны, палеотемпературами 50-80°С по витринитовой шкале, что отвечает верхней

температурной границе ГФН (80°C). С другой, – отличаются максимальной палеотемпературой гомогенизации ГЖВ 170°C . В таких случаях уровень палеотермического несоответствия (УПТН) рассчитывается следующим образом: $170/80=2,1$. На месторождении из верхнеюрских отложений наблюдаются нефтепритоки с дебитом $48\text{м}^3/\text{сут}$. (Клещев, Шеин, 2010).

Подобная ситуация отмечается в Западной Сибири (ХМАО) на Фестивальном месторождении нефти (табл.1) на глубинах 2928-3028м (Клещев, Шеин, 2010). В разрезе скважины Фестивальная-255 верхнеюрские отложения отличаются разбросом палеотемператур в интервале $50-110^{\circ}\text{C}$ по витринитовой шкале, часть которого ($80-110^{\circ}\text{C}$) соответствует ГФН. На этом же участке разреза установлены температуры гомогенизации ГЖВ 152°C . 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 Кочубеевской скв.1 подошва среднеюрских отложений на глубине 4700м характеризуется, с одной стороны, палеотемпературой 190°C по витринитовой шкале, что несколько превышает уровень ГФН. С другой, – современной температурой 187°C , 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 [5, 13], а УПТН рассчитать не представляется возможным. Вышеприведенные материалы легли в основу запатентованного Способа поиска залежей углеводородов (Коробов, Коробова, Патент РФ на изобретение №2763231, 2021г.).

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 тектоно-магматической активизацией и обусловлен циркуляцией горячих растворов, продуцируемых магматическими очагами [5, 13, 22, 23 и др].

Понятие тектоно-магматическая активизация предложено металлогенистами [28, 29], в частности для дейтероорогенных областей. Она свойственна тектонически подвижным структурам, которые характеризуются контрастностью движений и сопровождаются 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 тектоно-магматических процессов. В качестве примера они рассматривают Талинское нефтяное месторождение, локализованное на площади Краснотенского 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, 33, 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.

Нестеров И.И. 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 присутствует пирокластический материал основного состава [32]. В частности, обнаружены люминесцирующие вулканические стёкла в нефтематеринской баженовской свите [35]. Однако этот факт 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 (1989)

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 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 2 кг/см^2 [40] и практически исключает движение растворов. В гидротермальных же системах картина радикально меняется.

По данным И.А. Бриллинга [39], проницаемость монтмориллонитового (смектитового) образца при увеличении температуры от 20 до $80 \text{ }^\circ\text{C}$ возрастает более чем на два порядка. При росте температуры от 20 до $90 \text{ }^\circ\text{C}$ 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 этого относительный объём выделяе-

мой 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 [40, 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 (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 ЮК₁₀₋₁₁ 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 Таллинском 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 разноокатанные и выщелоченные обломки

этого минерала. Процесс их образования происходил в несколько этапов. Это подтверждается различными по температуре генерациями, установленными методом гомогенизации ГЖВ, регенерирующего кварц [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 появлении её 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, вызывающие эмиграцию 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 тектоно-магматической активизации, как считают упомянутые авторы. С этих позиций становится понятным, почему без «геотермических аномалий» (т.е. без проявления тектоно-гидротермальной активизации) в температурной зоне 80-160 °С, 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 теплоперенос в режиме разноинтенсивного пульсирующего стресса. В таких случаях обработка материнских толщ нагретыми водами

вызывает быстрое созревание ОВ и столь же стремительную эмиграцию микронепфти. Доказательством больших скоростей нефтеобразования может служить обнаружение так называемых гидротермальных нефтей (Симонеит Б.Р.Т., 1986). Если считать гидротермальную нефть аналогом лабораторного пиролитического процесса, то время, необходимое для её возникновения, по Б.А. Соколову и А.Н. Гусевой (1993), следует оценивать несколькими годами. С другой стороны, экспериментальные исследования с участием ГЖВ [46] показали, что взаимодействие горячих растворов (240-550 °С) 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 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 (тектоно-гидротермальной) активизации, причём 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 проведённых исследований получены следующие основные результаты.

- Геодинамическая обстановка, способствующая возникновению УВ залежей, должна отличаться 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, порождённым кратковременной сейсмоструктурной активностью, т.е. тектоно-гидротермальной деятельностью.
- Структурная перестройка рифтогенных бассейнов сопровождается тектоно-гидротермальной активизацией. Эпигенетические процессы, ей сопутствующие, контролируются в первую очередь конвективным тепломассопереносом.
- Газово-жидкие включения новообразованных минералов, как и сами минералы или фрагменты их регенерации, служат индикаторами тектоно-гидротермальных явлений. Подвижность газо-жидких УВ при первичной и латеральной миграции определяется, прежде всего, интенсивностью наложенного тектоно-гидротермального воздействия.
- 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.
- Уровень палеотермического несоответствия можно использовать при прогнозных оценках территории на УВ сырьё. Для перспективных рифтогенных площадей, где материнские породы достигли температурной зоны 80°-160°С за счёт кондуктивного прогрева, его значения варьируют (приблизительно) в пределах 1,4-2,3. Эти закономерности легли в основу запатентованного Способа поиска залежей углеводородов.
- Известный тезис Н.Б. Вассоевича «Нефть – детище литогенеза» [8, с.152] можно уточнить следующей формулировкой: нефть – детище литогенеза, сопряжённого с тектоно-гидротермальной активизацией.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Шапенко В.В., Щепеткин Ю.В. Палеотемпературы нефтегазоносных толщ юго-востока Западно-Сибирской плиты // Докл. АН СССР. –1978. – Т.242.– №2.– С. 402-404.
2. Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П. Палеотемпературы преобразования нефтегазоносных отложений.– М.: Наука. –1980.–270с.
3. Канана Я.Ф., Матвеев А.К. К вопросу определения палеотемператур осадочных толщ// Бюллетень МОИП. Отдел. геол. 1986.– Т.61.– №4.– С.110-121.
4. Череменинский Г.А. Прикладная геотермия.– М.: Недра.– 1977.–224 с.
5. Гречишников Н.П. Геотермические процессы нефтегазообразования// Докл. 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 теплоперенос 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 // Изв. АН СССР. Сер. геол.– 1967.– №11.– С. 135-156.
9. 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.
10. Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б.А., Хаин В. Е. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Изд-во МГУ, 2000. – 384с.
11. Powers M. C. Fluid - release mechanismus in compacting marine mudrocks and their importance in oil explorations //Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists.– 1967.– V.51.– N7.– P.1240-1254.
12. Дюнин В. И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. – М.: 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.– М.: РГУ Нефти и Газа им. И.М. Губкина. – 2001.– 264с.
15. Копылова Г.Н. Эффекты сейсмичности в режиме подземных вод (на примере Камчатского региона): автореф. дис. ...д-ра геол.-минерал.наук.–М.–2010.–36с.
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.– М.: ГЕОС.– 2005. – С. 13-18.
18. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царёв В.П. и др. Сейсмоструктурные процессы – фактор вызывающий преобразование органического вещества (ОВ) осадочных пород // Докл. АН СССР.– 1983.– Т.271.– №6.– С.1460-1464.
19. Амурский Г.И., Бочкарев А.В., Соловьёв Н.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. Сер. геол. – 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 Всерос. научн. конф. – Ростов н/Д: Изд-во 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.– b.11.–1963.– P.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. Т.8. – М.:Наука.–1967.– С.95-138.
29. Горжевский Д.И., Козеренко В.П., Фогельман Н.А. О металлогеническом районировании зон активизации // Закономерности размещения полезных ископаемых. Т.8. – М.: Наука.– 1967.– С. 139-158.
30. Абдуллин Р. А. Природа высокой проницаемости пород-коллекторов шеркалинского горизонта Красноленинского района Западной Сибири // Докл. 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 // Докл. АН России.– 2003.– Т.392.– №5.– С.666-670.
35. Shaldybin M.V., Wilson M.J., Wilson L., ets. The nature, origin and significance of luminescent layers in the
36. Bazhenov Shale Formation of West Siberia, Russia // Marine and Petroleum Geology. – 2019. – Vol. 100. – P. 358-375.
37. 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.
38. Буров Ю.П., Красильщиков А.А, Фирсов Л.В., Клубов Б.А. Возраст долеритов Свальбарда (по радиологическим данным) // Геология Свальбарда. – Л.: Изд-во НИИГА, 1976. – С. 117-126.
39. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и её следствия // Геология нефти и газа. – 1998. – №6. – С. 2-12.
40. 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.
41. Грим Р. Э. Минералогия и практическое использования глин. – М.: Мир, 1967. – 603 с.
42. 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.
43. Грамберг И.С., Горяинов И.Н., Смекалов А.С. и др. Опыт исследования напряженно-деформированного состояния Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Докл. АН России.– 1995. –Т. 345. – № 2. – С. 227-230.
44. Зубков М. Ю., Дворак С. В., Романов Е. А. и др. Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь) // Литология и полезные ископаемые.– 1991. – №3. – С. 122-132.
45. Лукин А.Е., Гарипов О.М. Литогенез и нефтеносность юрских терригенных отложений Среднеширотного Приобья // Литология и полезные ископаемые. – 1994. – №5. – С.65-85.
46. 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.
47. Балицкий В.С., Балицкая Л.В., Сеткова Т.В. и др. 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.