



Б.Р. Кусов

О времени образования залежей нефти и газа

Б.Р. Кусов*

Решение проблемы времени формирования залежей углеводородов (нефти и газа) имеет не только теоретическое, но и весьма важное практическое значение. Углеводороды и продукты их метаморфизма в верхних слоях земной коры (твердые битумы, ископаемые угли, антраксолит, шунгит, графит) являются носителем ценной информации о геохимии гидротермальных процессов, в составе которых они поступали из мантии. Различные металлы и элементы, содержащиеся в углеводородах и продуктах их метаморфизма, отражают геохимические особенности окружающей геологической среды и поэтому являются огромным информационно-поисковым ресурсом касательно рудных полезных ископаемых [7]. Знание времени поступления нефти и газа в ловушки в верхних слоях земной коры может существенно повысить эффективность прогнозно-поисковых работ на эти полезные ископаемые. К решению проблемы может привести изучение особенностей изменения состава и свойств углеводородов в осадочном чехле в течение геологического времени, особенно – стратифицированных залежей углеводородов, то есть таких залежей, время образования которых относительно возраста вмещающих пород устанавливается однозначно. Таковыми, в отличие от залежей нефти и газа, являются залежи ископаемых углей, поскольку они, как было показано [6, 7], образуются не из растительных остатков через торф, а из нефти. Угольные пласты – это древние изливы нефти на дневную поверхность с последующим захоронением их в процессе формирования осадочной толщи. Поэтому обильный фактический материал по угольным месторождениям дает возможность проследить поведение углеводородов во времени в различных геологических условиях. Это даст возможность оценить продолжительность существования УВ в недрах в виде подвижных флюидов (нефти, конденсата, газа).

Чрезвычайно высокая неустойчивость состава углеводородов в залежах проявляется при изучении любого месторождения и выражается в значительной дифференциации их состава даже в пределах одной нефтяной или нефтегазовой залежи. Нередко состав и свойства нефти и газа в верхней и в подошвенной частях залежи разнятся значительно больше, чем шаг значений «генетических» параметров нефти в представлении сторонников органической гипотезы. Различные геохимические ореолы над месторождениями, вызванные потоком углеводородов из них и весьма результативно используемые в практике поисков, также являются одним из аспектов процесса интенсивного изменения состава углеводородов в недрах. Эти изменения идут постоянно и в конечном итоге залежи газообразных и жидких углеводородов, в зависимости от конкретной геологической ситуации, либо разрушаются, оставляя в коллекторе следы в виде твердого битума, антраксолита или графита, либо превращаются в промышленные месторождения других полезных ископаемых. Например, в месторождение графита (Союзное на Амуре) или алмаза (Кумдыкульское в Северном Казахстане). Союзное месторождение графита на Амуре, о котором подробнее было сказано в работе [7], – типичный пример превращения древнего нефтяного месторождения в графитовое.

Теперь рассмотрим конкретные примеры состояния углеводородов в угольных пластах в различных геологических условиях. В Норильском районе на Кайерканском угольном месторождении исследован пласт каменноугольного возраста мощностью 2,5 м вблизи долеритовой дайки. Степень метаморфизма угля вдали от дайки соответствует стадии отощенно-спекающихся, на расстоянии 25 м от дайки – тощей стадии, а на расстоянии 5 см – антрациту [9]. Многочисленные примеры региональной корреляции степени метаморфизма углей по латерали и температу-

* Кусов Б.Р. – ведущий инженер СКО ИГЕМ РАН, к. э-м. н.

ре угленосных отложений приводятся в работе [10]. В одних и тех же угленосных отложениях степень метаморфизма углей тем выше, чем выше температура вмещающих пород. Например, в Тунгусском угленосном бассейне в пермских отложениях с юго-востока на северо-запад по мере увеличения уровня регионального геотермического фона увеличивается и степень метаморфизма углей от бурых до антрацитов. Отклонения от этой закономерности имеют место в случае наличия древних интрузий в угленосных толщах. Такие интрузии в момент внедрения в угленосные отложения приводят к резкому локальному увеличению температуры окружающих пород и, следовательно, степени метаморфизма углей. В результате остывания интрузии температурные аномалии в современном геотермическом поле уже не проявляются, но степень метаморфизма углей, как процесс необратимый, сохраняется. На этих примерах четко проявляется ведущая роль температуры в метаморфизме углеводородов, который выражается в закономерном увеличении доли углерода от 55 – 60 % в бурых углях до 93 – 95 % в антраците и далее до 100 % в графите и алмазе. Такое влияние температуры на состав углеводородов вызвано тем, что энергия связи «углерод – водород» на 20 – 25 % меньше, чем энергия связи «углерод – углерод» [3]. Но это не исключает роль времени в метаморфизме углеводородов. Влияние температуры реализуется во времени, и даже относительно низкие температуры (30–35 °С) в сочетании с процессами диффузии легких фракций из залежей со временем приводят к определенной степени метаморфизма углеводородов. Наиболее молодые отложения, в которых известны пласты ископаемых (бурых) углей (нередко вязких и с флюидальной структурой) – это миоценовые, а наиболее древние – девонские [10]. В более древних отложениях углеводороды превратились в графит. Из этого следует, что если УВ в осадочный чехол попали в интервале времени от девона до неогена, то они превращаются в ископаемые угли различной степени метаморфизма. А если они попали в более раннее время, то превращаются в шунгит и графит. То есть возраст месторождений нефти и газа, которые выявляются и разрабатываются сегодня, не может быть древнее неогена. Здесь необходимо некоторое уточнение. «Стартовые» состояния углеводородов при формировании угольных пластов и залежей нефти и газа неодинаковы. Углеводороды в варианте формирования угольного пласта к моменту захоронения уже в значительной степени лишены легких фракций и представляют собой асфальтоподобные массы. В настоящее время такие асфальтовые озера известны во многих местах

(Ла Брея, Челекен и т. д.). А углеводороды, которые образуют залежь нефти или газа, попадают в коллектор в виде газообразных или жидких фракций. Поэтому даже при синхронном начале метаморфизма его степень в варианте залежей нефти и газа в начальный период будет несколько отставать от степени метаморфизма углей. Но есть основание считать, что это отставание незначительное и со временем исчезает полностью, так как темп изменения состава легких УВ в недрах многократно выше, чем более тяжелых (битумов, бурых вязких углей и т. д.). Такой вывод основан на следующих фактах. В работе [1] приводятся результаты газовой съемки по снежному покрову в нефтегазоносных районах Западной и Восточной Сибири. Исследователи вполне резонно подчеркивают, что снежный покров является более однородной геохимической средой по сравнению с почвой, донными осадками и осадочными породами; что все углеводородные газы в снежном покрове аллохтонные; что в зимнее время все биохимические процессы заторможены и поэтому искажающее влияние их на газовый поток из залежей ничтожно. Добавим к этому, что, поскольку снежный покров обновляется ежегодно и существует всего несколько месяцев, углеводороды в нем всегда «свежие». И этот факт говорит о том, что процесс диффузии углеводородов из залежей идет постоянно. Из углеводородных газов в снежном покрове обнаружены метан, пропан, н-бутан, изо-бутан, этилен, пропилен, бутилен. Среднее содержание метана составляет 101, а гомологов метана – 18 (10^{-4} мл/кг). Установлено, что на разведанных, но еще не разрабатываемых месторождениях нефти, где снег и почва еще не загрязнены нефтью с попутным газом, в снеге почти во всех пробах фиксируются повышенные в 3–20 раз по сравнению с фоном концентрации гомологов метана. Контуры газовых аномалий совпадают с контурами залежей. Характер изменений концентраций газов внутри аномалий и величины самих аномалий говорят о том, что УВ-газы мигрируют в снег путем диффузии, а не эффузии. На 29 контрастных ($K > 3$) аномалиях на неразбуренных площадях Приуральской нефтегазоносной области эффективность поисково-разведочного бурения оказалась в 2,6 раза выше, чем на соседних площадях, не покрытых газовой съемкой, но имеющих структурные ловушки. Факт 20-кратного увеличения газов над месторождениями в снеге, который существует всего несколько месяцев, говорит о весьма высоких темпах разрушения (истощения) залежей жидких и газообразных углеводородов.

В другой работе [5] показано, что абсолютный возраст асфальтита в парагенезисе с загустевшей нефтью из зон трещиноватости в архейском

кристаллическом фундаменте Балтийского щита составляет 30–40 тыс. лет. В той же работе приводятся факты совместного нахождения в пустотном пространстве различных горных пород углеводородов от жидких до твердых битумов. Например, в верхнепротерозойских породах Тимано-Печерской провинции обнаружен последовательный во времени дискретный ряд минерализации: графит – антракосолиты – кериты – асфальтиты – асфальты – нефти, сопровождаемый газопроявлениями. Подобные факты говорят, во-первых, о многократных поступлениях нефти и газа в коллектор, и, во-вторых, о том, что жидкие и газообразные углеводороды более ранних поступлений уже превратились в асфальты, асфальтиты, кериты, антракосолиты и графит. Аналогичные факты известны и в более молодых отложениях, но с той лишь разницей, что в более молодых отложениях степень метаморфизма углеводородов более ранних поступлений имеет более низкую стадию. Это подтверждает вывод о непостоянстве состава углеводородов во времени и непрерывности процесса метаморфизма их в литосфере. Об этом же говорят приведенные в работе [8] факты по 403 определениям величины теплового

потока на нефтяных и газоконденсатных месторождениях различных континентов, в результате которых выявлено, что для нефтяных месторождений среднее значение теплового потока составляет $1,09 \text{ мккк/см}^2 \text{ сек}$, для газоконденсатных – 1,16. То есть процесс метаморфизма углеводородов, сопровождаемый диффузионным оттоком их легких фракций, идет с момента их попадания в осадочный чехол и проявляется температурной и углеводородногазовой аномалиями над месторождениями. По этой же причине пласты ископаемых углей обнаружены только в отложениях от неогена до девона. В более древних отложениях они превратились в шунгиты и графиты. И странно слышать, когда некоторые ученые [4] называют месторождение нефти древнейшим на планете всего лишь потому, что вмещающие породы – протерозойского возраста.

В свете изложенной концепции о молодом (не ранее третичного) возрасте залежей жидких и газообразных углеводородов положительные температурные аномалии и неотектоническая активность становятся важнейшими прогнозно-поисковыми критериями при поисках нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Вышемирский В.С.** Газообразные гомологи метана и олефины у поверхности земли в связи с скоплениями углеводородов. Вышемирский В.С., Пастух П.И., Фомин А.Н., Шуугуров В. Ф. // Геология и геофизика, 1992, № 2, стр. 3–7.
2. **Вышемирский В.С.** Оценка масштабов истощения нефтяных залежей во времени. Вышемирский В.С., Конторович А.Э. // Геология нефти и газа, 1997, № 2, стр. 4–9.
3. **Козырев С.В.** Об энергетической стабильности нанокластеров углерода. Козырев С.В., Лещев Д.В., Шаклеина И.В. // Физика твердого тела, 2001, т. 43, вып. 5, стр. 926–929.
4. **Конторович А.Э.** Выступление на VI съезде геологов России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2009, № 1.
5. **Кочетков О.С.** Проблемы нефтегазоносности байкальского фундамента Тимано-Печерской провинции. Кочетков О.С., Грунис Е.Б., Анищенко Л.А., Анисиевич Л.Н. // Геология нефти и газа, 1999, № 7–8, стр. 25–36.
6. **Кусов Б.Р.** Углеобразование. Новый взгляд на известные факты // Отечественная геология, 2010, № 3, стр. 76–80.
7. **Кусов Б.Р.** Генезис некоторых углеродсодержащих полезных ископаемых (от метана до алмаза). Издание второе, дополненное. – Владикавказ: ИПО СОИГСИ, 2012. С. 195.
8. **Макаренко Ф.А.** Глубинный тепловой поток в локальных нефтегазоносных структурах континентов. Макаренко Ф.А., Сергиенко С.И. // Изв. АН СССР, серия геологическая, 1974, № 1, стр. 70–77.
9. **Меленевский В.Н.** Контактное преобразование угля под воздействием долеритовой дайки (Кайерканское месторождение, Норильский район). Меленевский В.Н., Фомин А.Н., Кобышев А.С., Талибова О.Г. // Геология и геофизика, 2008, т. 49, № 9, стр. 886–893.
10. **Угольная база России. Том VI.** Основные закономерности углеобразования и размещения угленосности на территории России. – М.: ООО «Геоинформмарк», 2004. 779 с.

