

И.В. Ванцева (Пермский государственный технический университет)

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ ПОРОД

Рассматривается схема определения продуктивности пород терригенной толщи девона Пермского Прикамья, Удмуртии и Кировской области. Приводится вариант определения коэффициента эмиграции нефти.

Продуктивность пород и толщ оценивается количеством жидких и газообразных углеводородов (УВ), уже выделенных в ходе геологической истории изучаемого объекта. Количество УВ, выделившихся из нефтематеринской породы, учитывается с помощью коэффициента эмиграции нефти $K_{эм}^H$.

Определение коэффициента эмиграции битумоидов, содержащихся в нефтегазоматеринских породах, на основании уравнений материального баланса было впервые предложено С.Г. Неручевым [1]:

$$\begin{aligned} K_{эм}^H &= (\beta_{хл. исх} - \beta_{хл. ост}) / (\beta_{хл.эм} - \beta_{хл.ост}), \\ K_{эм}^H &= (C_{исх} - C_{ост}) / (C_{эм} - C_{ост}), \\ K_{эм}^H &= (O+S+N)_{исх} - (O+S+N)_{ост} / (O+S+N)_{эм} - (O+S+N)_{ост}, \end{aligned}$$

где $\beta_{хл. исх}$, $\beta_{хл. ост}$, $\beta_{хл.эм}$ - количество исходного, остаточного и эмиграционного битумоидов;

$(O+S+N)$ - количество гетероатомов в битумоиде;

C - количество углерода в битумоиде.

Смысл этих уравнений заключается в том, что количество любого компонента в исходном битумоиде органического вещества (ОВ) до эмиграции нефти равно суммарному количеству этого компонента в остаточном и эмигрировавшем битумоидах. В уравнениях использовалась разница в содержании и составе исходных, то есть не затронутых эмиграцией, и остаточных, то есть отдавших часть микронефти, битумоидов или углеводородов. Коэффициент эмиграции, или коэффициент «нефтеотдачи» [1] можно определять на основании данных о содержании битумоидов в органическом веществе, или УВ в органическом веществе, или битумоидов в породе.

Теоретически задача определения коэффициента эмиграции решается просто. Практическое ее решение вызывает определенные сложности. Они обусловлены необходимостью установления состава исходного, остаточного и эмигрировавшего битумоида, а также количества битумоида в породе до и после эмиграции нефти. Решение задачи затруднено из-за недостаточности фактических данных.

А.Э. Конторович /2/ при этих же исходных данных рекомендует вычислять $K_{эм}^H$ на одном катагенетическом уровне по формуле

$$K_{эм}^H = (\beta_{исх} - \beta_{ост}) / \beta_{ср},$$

где $\beta_{ср}$ - средняя величина битумоидного коэффициента, принимаемая для конкретной изучаемой толщи;

$\beta_{исх}$ принимается по значениям, восстановленным при снятом влиянии процессов эмиграции, то есть отражает максимальную генерацию к данному этапу.

Методика определения $K_{эм}^H$ была рассмотрена на примере терригенной толщи девона Пермского Прикамья, Удмуртии и Кировской области.

В настоящее время терригенный девон изучен относительно полно, хотя имеются зоны, особенно на востоке территории, которые не вскрыты бурением и, соответственно, не изучены.

Для определения $K_{эм}^H$ построен график изменения битумоидного коэффициента с глубиной (рисунок).

Всего при построении графика использовано более 250 определений ОБ по люминисцентно-битуминологическим анализам, которые охватывают весь комплекс от эйфельских до кыновских отложений.

Построение зависимости битумоидного коэффициента от глубины с целью определения коэффициента эмиграции можно производить лишь для толщ с единым фациальным типом и близкими концентрациями ОБ. На графике показана область действительных значений $\beta_{хл}$ и область значений со снятым влиянием первичной миграции. То есть построение линии реконструкции значений $\beta_{хл}$ со снятым влиянием первичной миграции основано на том, что на глубине, где эмиграция начинает преобладать над новообразованием, скорость новообразования падает.

Конторовичем А.Э. /2/ предложены критерии выделения зон нефтегазообразования. Границу зоны распространения нефтематеринских отложений и зоны начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования предполагается проводить на глубине, на которой начинает увеличиваться дисперсия значений $(\beta_{хл}^{max} - \beta_{хл}^{min})$.

Рассчитанные коэффициенты эмиграции показали, что в подавляющей массе пород они колеблются от 0,1 до 0,4 и только в небольшом слое, непосредственно примыкающем к коллектору, значения их возрастали до 0,5 - 0,7 от исходного битумоида или до 0,9 - 3,0 от количества битумоида, находящегося в глинистых породах, непосредственно примыкающих к проницаемому пласту.

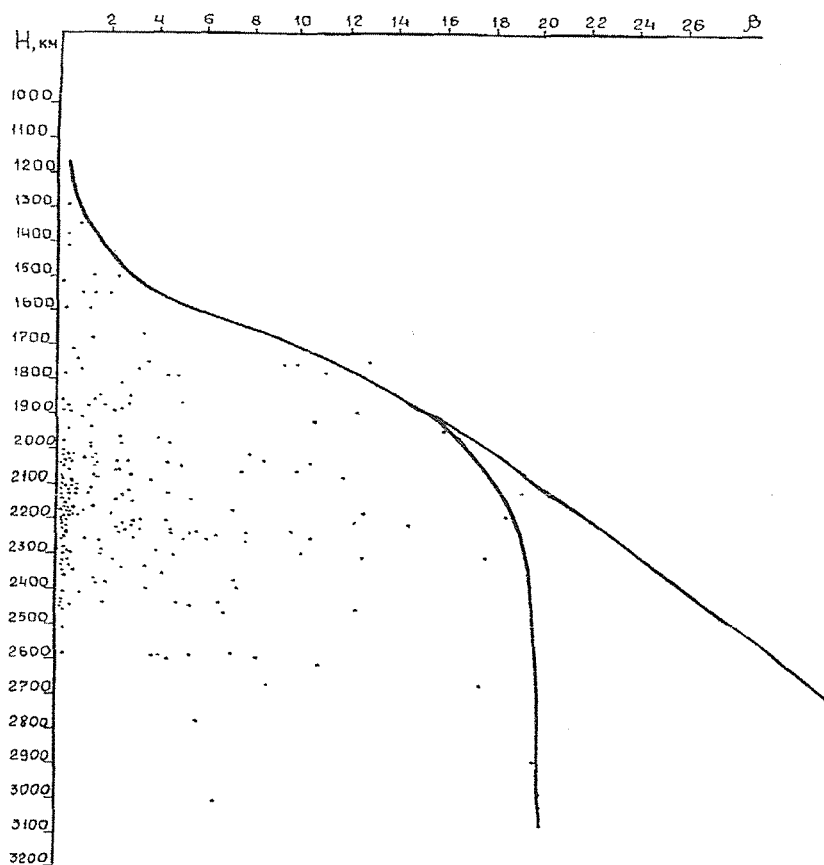


Рис. Схема изменения битуминозности органического вещества при погружении осадочной толщи терригенного девона

Слабой стороной расчета коэффициента эмиграции УВ на одном катагенетическом уровне развития пород является отсутствие баланса общего выхода жидких УВ или микронфти в процессе последовательного катагенетического превращения нефтегазоматеринского ОВ. Только такие сопоставления позволяют более достоверно определить граничные значения возможных коэффициентов.

Для подсчета общего количества битумоидов и жидких УВ, генерированных рассеянным органическим веществом за весь период катагенеза, необходимо все данные, получаемые для каждой стадии катагенеза, пересчитать на исходную к началу катагенеза массу ОВ, используя при этом поправочный коэффициент для коэффициента эмиграции:

$$K_{\text{попр}} = K_{\text{эм}}^n / (1 - K_{\text{эм}}^n).$$

Смысл его заключается в следующем: очевидно, что количество битумоида в исходном ОВ материнских пород до эмиграции микронефти должно быть равно количеству битумоида в остаточном ОВ после эмиграции нефти и количеству битумоида в эмигрировавшем продукте. Если принять плотность генерированных битумоидов до эмиграции за единицу, а плотность эмигрировавших битумоидов оценить через $K_{\text{эм}}^n$, то плотность остаточных битумоидов выразится через $(1 - K_{\text{эм}}^n)$:

$$q_{\text{бит}} = 1 - K_{\text{эм}}^n, \quad q_{\text{бит. эм}} = K_{\text{эм}}^n.$$

Получаем поправочный коэффициент

$$K_{\text{попр}} = q_{\text{бит. эм}} / q_{\text{бит}} = K_{\text{эм}}^n / (1 - K_{\text{эм}}^n).$$

То есть поправочный коэффициент показывает долю эмигрировавших битумоидов к реконструированному исходному количеству битумоидов в рассеянном органическом веществе.

Отсюда можно вычислить плотность генерации УВ:

$$q_{\text{УВ ген}} = q_{\text{УВ}} K_{\text{попр}}.$$

Определение масштабов генерации жидких УВ производится по данным об их количестве в ОВ однотипных пород для последовательно возрастающих стадий катагенеза. Для газообразных УВ, которые образовались в процессе катагенеза и эмигрировали из нефтегазоматеринских пород по количеству сингенетических, то есть образовавшихся одновременно с образованием породы газов, масштабы генерации рассчитать нельзя. Единственным способом, который позволяет судить о масштабах генерации и эмиграции углеводородных газов, является учет изменений состава газогенерирующего ОВ в процессе его катагенетического преобразования. Углеводородные газы - продукты этого процесса и практически полностью удаляются из пород, продуцирующих их [3]. В качестве сингенетических газов остается менее 10% от генерированного их количества. Для нефтегазоматеринских пород доля метана в составе ОВ колеблется от 0,01 - 0,1% и возрастает до одного-двух порядков только в газонасыщенных коллекторах. Таким образом, величина коэффициента эмиграции газа ($K_{\text{эм}}^g$), характеризующая выход газа, определяет масштабы генерации газа из ОВ.

В итоге можно определить общее количество генерированных жидких и газообразных УВ на оценочном участке S:

$$Q_{\text{УВ ген}} = q_{\text{УВ ген}} S,$$

$$Q_{\text{УВ газооб. ген}} = q_{\text{УВ газооб. ген}} S.$$

Удельная продуктивность нефтегазоматеринских толщ каждого типа оценивается выходом УВ. Расчет удельной плотности эмиграции битумоидов, жидких и газообразных УВ на оценочных участках производится по формулам:

$$q_{\text{УВ эм}} = q_{\text{УВ ген}} K_{\text{эм}}^{\text{н}},$$

$$q_{\text{газа эм}} = q_{\text{УВ газооб. ген}} K_{\text{эм}}^{\text{г}}.$$

При определении коэффициента эмиграции для газа принято считать равным количество генерированных и эмигрированных газовых УВ, то есть $K_{\text{эм}}^{\text{г}} = 1$. Неручев С.Г. коэффициент эмиграции для газа принимает несколько ниже - 0,9 - 0,95 /1/.

Общее количество эмигрировавших жидких и газообразных УВ определяется путем умножения удельной плотности на площадь оценочного участка:

$$Q_{\text{УВ эм}} = q_{\text{УВ эм}} S,$$

$$Q_{\text{газа эм}} = q_{\text{газа эм}} S.$$

Таким образом, можно оценить продуктивность любой толщи, охарактеризованной в достаточной степени ОВ.

Библиографический список

1. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1962.
2. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности// Тр. СНИИГИМС. Сер. «Нефтяная геология». Вып. 229. М.: Недра, 1976.
3. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы оценки генерации углеводородов в нефтепродуцирующих породах. М.: Недра, 1983.

Получено 28.01.99

УДК 550.8: 553.98

М. В. Проворов

(Пермский государственный технический университет),

В. М. Проворов, Л. А. Вилесова (КамНИИКИГС)

НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ВИЗЕЙСКО-БАШКИРСКОГО КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА НА ТЕРРИТОРИИ КОМИ-ПЕРМЯЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

Коми-Пермьяцкого автономный округ до сих пор остается слабо изученным в отношении перспектив его нефтеносности. Взгляды геологов на степень перспективности этой территории довольно различны. В статье кратко рассмотрены строение и нефте-