Доклады Академии наук СССР
1972. Том 204, № 5

УДК 549.742.111 *ГЕОХИМИЯ*

С. П. МАКСИМОВ, Н. А. МИНСКИЙ

О НЕКОТОРЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРИЧИНАХ, ВЛИЯЮЩИХ НА ГЛУБИНУ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

(Представлено академиком Н. В. Беловым 21 XII 1971)

Из приведенных в табл. 1 и 2 материалов, которые обобщают данные по 3967 месторождениям Советского Союза (по состоянию на 1 I 1969 г.), вытекает, что основные запасы нефти сосредоточены на глубине 1—2 км (59,75%); в том же интервале глубин нефтяные залежи наиболее многочисленны (50,1%). Отмеченная закономерность прослеживается по наиболее крупным нефтяным и газовым месторождениям и в других странах мира ([6, 13]), с той разницей, что для газа отмечают вторую аномалию в интервале 1,8—3 км ([13]). Однако глубинная газовая аномалия характеризует не столько количество углеводородного вещества, сколько его фазовое состояние, так как количество углеводородного вещества оценивается не

Таблица 1

Глубина, м	Залежи нефти		Области оптимальных свойств коллекторов (ОК) (средняя часть)	
	абс. ч.	%	абс. ч.	%
0—500	157	5,3	3	5,9
501—1000	543	18,3	4	7,8
1001—1500	775	26,2	7	13,7
1501—2000	709	23,9	16	31,4
2001—2500	395	13,3	10	19,6
2501—3000	196	6,6	5	9,8
3001—3500	129	4,3	3	5,9
3501—4000	40	1,3	2	3,9
4001—4500	15	0,5	1	2,0
4501—5000	8	0,3	—	
Всего	2967	100,0	51	100

в обстановке пласта и не в тоннах, как нефть, а в кубических метрах при 20° и 1 ат. В интервале глубин 1,8—3 км широкое распространение получает газоконденсатный тип углеводородных залежей ([15]).

Можно полагать, что процессы близповерхностного разрушения нефтяных залежей не являются полностью ответственными за сокращение количества залежей на глубине менее 1 км, так как картина концентрации рудного вещества на определенной (хотя и на несколько меньшей) глубине известна и для рудных месторождений ([4]). Рудные же тела в отличие от нефтяных залежей, не могут разрушаться путем вертикальной миграции. Для формирования известной части рудных тел, как и для нефтяных залежей, требуется пористая и проницаемая среда (с той разницей, что формирование рудных тел происходит при более высокой температуре).

Незначительное количество залежей нефти, открытых на глубине свыше 3 км, по всей вероятности, связано только в какой-то части с недостаточно полной разведанностью разреза отложений; установленные до глубины 3 км количества (и запасы) нефти, по-видимому, близки к потенциальным возможностям этой части разреза. Сделанный вывод подтвержден исследованиями, обобщающими информацию по другим источникам ([2, 3, 6, 7]).

Одной из вероятных причин концентрации залежей нефти на глубине 1—2 км является то, что в названном интервале глубин в погружающихся породах возникает вторичная пористость, связанная в основном с растворением кальцита и переходом монтмориллонита в гидрослюду (подзона $Б^1_2$ ([8, 10])). Вторичная пористость, возникающая при растворении доломита, гипса, ангидрита и сидерита, имеет при этом меньшее распространение.

Таблица 2

Глубина, м	Запасы нефти, %
0—1000	5,63
1001—2000	59,75
2001—3000	30,14
3001—4000	3,68
4001—5000	0,80

В верхней части подзоны $Б^1_2$ расположена область оптимальных свойств коллекторов (ОК). Область ОК расположена между вершиной аномалии максимальной пористости (МП) и подзоной $А_2$. Подзона $А_2$, в которой кальцит и монтмориллонит устойчивы, вне зависимости от гранулометрического состава пород является региональным экраном для мигрирующих в подзоне $Б_2^1$ флюидов. В пространстве, при наклонном залегании пластов, ОК представляет собой линейный пояс, что целесообразно учитывать при прогнозировании ресурсов нефти и других полезных ископаемых, накапливающихся в пористой среде ([11]). Материалы о глубине расположения области ОК, представленные в табл. 1, обобщают данные по палеозойским, мезозойским и третичным отложениям в 28 районах мира ([11]).

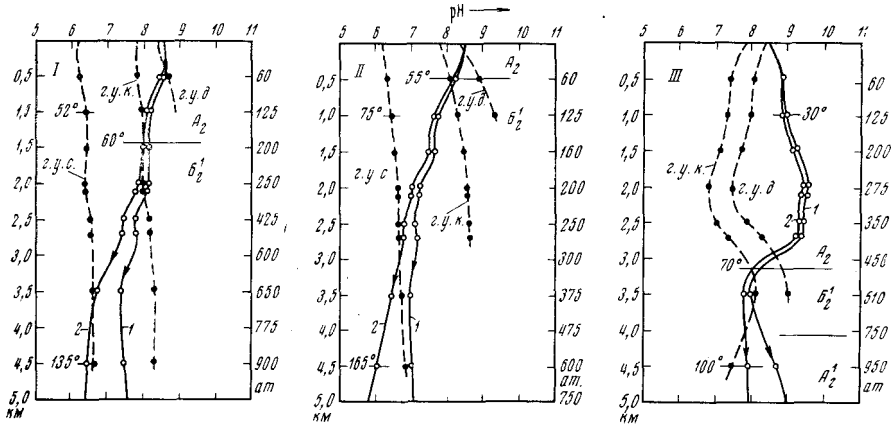

Рис. 1. Изменение pH воды в погружающихся породах. *I*, *II*, *III* — варианты со средней, сильной и слабой напряженностью теплового поля и с соответствующими изменениями давления с глубиной ([12]). *1* — $pH = f(P_{общ}/T, S_{H_2O})$, *2* — $pH = f(P_{общ}, S_{CO_2}/T, S_{H_2O}, P_{CO_2})$; г.у.к., г.у.д., г.у.с.— границы устойчивости кальцита (и монтмориллонита), доломита (и сульфатов), сидерита с равновесными значениями $pH = f(T/P_{общ})$

Глубина ОК уменьшается по мере возрастания напряженности теплового поля и по мере снижения начальных значений pH седиментационной воды. Была предпринята попытка приблизительно оценить изменение величины pH воды и равновесных значений pH реакции растворения кальцита, а также доломита, гипса, ангидрита и сидерита по модели изменения ионных произведений названных веществ в зависимости от T, $P_{общ}$,

P_{CO_2}, эффекта высаливания CO_2 (S_{CO_2}) и минерализации воды (S_{H_2O}) ([12]). Модель описывается закономерностями изменения удельного объема воды и электролитов и находится в согласии с экспериментальным определением их коэффициентов сжимаемости ([14, 18–20, 22]), а также, в области низких температур (до 150°),— с моделью, построенной Н. И. Хитаровым и Б. Н. Рыженко ([17]).

Теория поляризации Н. В. Белова ([1]) раскрывает причину понизирующего действия S_{H_2O}. Такое действие вызвано донорно-акцепторным эффектом электролита. Донорно-акцепторному эффекту способствует внедрение в тетраэдры воды ионов металлов I группы периодической системы элементов и металлов II группы в пустоты каркаса воды ([16]). Допускалось, что для кальцита и монтмориллонита равновесное значение pH (20°; 1 ат.) или граница их устойчивости (г.у.к.) равна 7,8; для доломита, гипса и ангидрита аналогичная величина (г.у.д.) составляет 8,5; для сидерита (г.у.с.) 6,2 ([5, 21]).

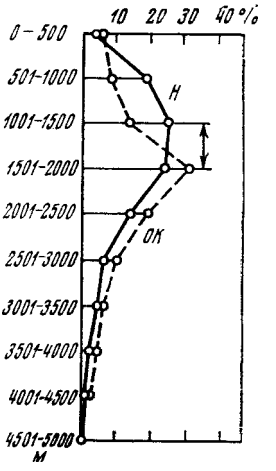

Рис. 2. Зависимость количества залежей нефти (*H*) и областей оптимальных свойств коллекторов (*ОК*) от глубины

Результаты расчетов, представленные в виде диаграммы на рис. 1, показывают, что для случая, когда седиментационная вода имела pH (20°; 1 ат.) 8,5, а напряженность теплового поля была слабой, породы достигали г.у.к. на глубине 3 км; на глубине более 4 км породы вновь достигали г.у.к. (подзона $А_2^1$). В варианте с умеренной напряженностью теплового поля породы достигают г.у.к. на глубине 1,4 км; в варианте с напряженным тепловым полем — на глубине 0,5 км. Соответственно на большей и меньшей глубине породы достигают г.у.д. и г.у.с.

Из табл. 1 вытекает, что наибольшее количество нефтяных залежей (26,2%) расположено на 0,5 км выше уровня, на котором наиболее распространена область ОК (31,4%). Рассматриваемое несоответствие отмечено на рис. 2 стрелкой. Из числа наиболее вероятных причин выявленного несоответствия отметим следующие: 1) формирование нефтяных залежей происходило при температуре, более высокой ([9]) (рис. 1; вариант, средний между *I* и *II*), чем большинство вошедших в статистический подсчет областей ОК (вариант *I*); 2) нефтяные залежи концентрируются не в средней части ОК, а в ее кровле, ближе к контакту с нефтегазоводоупорной подзоной $А_2$; 3) формирование заполненных нефтью резервуарных пород происходило в осадках, в которых седиментационная вода характеризовалась средним значением pH (20°; 1 ат.) 8.3, а не 8,5, как это отвечает усредненной характеристике пород, где определялся глубинный уровень ОК; 4) часть нефтяных залежей, возникших в подзоне $Б_2^1$, со временем под влиянием тектонических причин переместилась в подзону $А_2$ и оказалась на меньшей глубине.

Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт
Москва

Поступило
21 XII 1971

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

[1] Н. В. Белов, Сборн. Львовск. минералогич. общ., 7 (1958). [2] Т. А. Ботнева, Е. С. Ларская, Геология нефти и газа, № 8 (1965) [3] Н. Б. Вассоевич и др., Вестн. Московск. унив., 6 (1969). [4] Ф. И. Вольфсон, Л. И. Лукин, Сборн. Очерки по геологии и геохимии рудных месторождений, «Наука», 1970. [5] Р. М. Гаррелс, Ч. Л. Крайст, Растворы, минералы, равновесия. 1968. [6] Н. Т. Линд-

рон и др., Геологические закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа за рубежом, 1970. [7] С. П. Максимов и др., Сборн. Генезис нефти и газа, 1967. [8] Н. А. Минский, М. К. Калинко, ДАН, **173**, № 5 (1967). [9] Н. А. Минский, Ю. И. Корчагина, Геология нефти и газа, № 9 (1970). [10] Н. А. Минский, Международн. геохимич. конгресс, 1971. [11] Н. А. Минский, IV Всесоюзн. совещ. по коллекторам нефти и газа, 1971. [12] Н. А. Минский. Сборн. геохимический, Тр. Всесоюзн. н.-и. геол.-разв. нефт. инст., **98**, 4 (1971). [13] Д. В. Потеряева, Геология нефти и газа, № 8 (1971). [14] Б. Н. Рыженко, В. А. Чернушевич, Международн. геохимич. конгресс, 1971. [15] В. А. Соколов, О. А. Черемисинов, Геология нефти и газа, № 9 (1971). [16] В. М. Фокеев, Изв. высш. учебн. завед., Геология и разведка, **9** (1969). [17] Н. И. Хитаров, Б. Н. Рыженко, Геохимия. № 12 (1963). [18] E. Eyring, R. Marchi, J. Chem. Educ., **40**, 11 (1963). [19] H. C. Helgeson, Complexing and Hidrothermal Ore Deposition, N. Y., 1964. [20] Le Peintre et al., Comissariat a'l'energie Atomique de France, **1961**, p. 1951. [21] G. Millot, Geologie des argiles, 1968. [22] B. Owen, S. Brinkley, Chem. Rev., 29 (1941).