

ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ БЛОКОВ ЗЕМНОЙ КОРЫ С ПОЗИЦИЙ ГЕОСИНЕРГЕТИКИ

Резников Анатолий Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Южный федеральный университет, 344000, Российская Федерация, г. Ростов-на-Дону, ул. Зорге, 40, e-mail: reznikoff@mail.ru

Сианисян Эдуард Саркисович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Южный федеральный университет, 344000, Российская Федерация, г. Ростов-на-Дону, ул. Зорге, 40, e-mail: edward@sfedu.ru

Антонцова Виктория Валерьевна, аспирант, Южный федеральный университет, 344000, Российская Федерация, г. Ростов-на-Дону, ул. Зорге, 40, e-mail: krasno-perishko@mail.ru

Работами ряда исследователей доказана заметная роль фактора динамокатагенетической напряженности осадочных отложений в процессах нефтегазообразования и миграции углеводородов. На основании обобщения большого материала А.Н. Резниковым предложен условный показатель динамокатагенеза, учитывающий показания отражательной способности витринита и значения экспоненциальной геохронотермы, которые показывают, соответственно, интегральные изменения органических веществ пород и историю их термического развития. Максимальные палеотемпературы по ряду объектов оценивались термобарогеохимическим методом, чтобы исключить взаимообусловленность показаний отражательной способности витринита и максимальных палеотемператур. Для выделения геодинамических типов осадочных бассейнов были обработаны материалы по 4050 интервалам 340 блоков земной коры. Эти блоки приурочены к различным геоструктурным элементам. Разработана геодинамическая классификация блоков земной коры и выделены 6 генетических типов бассейнов. Представлена характеристика каждого из этих типов, а также параметры зоны нефтеобразования в них. Проведенное исследование подтверждает современные представления о ведущей роли динамокатагенеза в нефтегазообразовании и нефтегазонакоплении. Дана прогнозная оценка фазового состояния углеводородов различных блоков земной коры. Геосинергетический метод позволяет производить оценку геологических ресурсов нефти и газа в любых осадочно-породных бассейнах на глубинах до 9 км.

Ключевые слова: отражающая способность витринита, катагенез, динамокатагенез, нефтегазоносный бассейн, главная зона нефтеобразования, экспоненциальная геохронотерма, генерация нефти, нефтематеринские породы, кероген, коэффициент корреляции

GEODYNAMICAL CLASSIFICATION OF CRUSTAL BLOCKS FROM THE PERSPECTIVES OF GEOSYNERGETICS

Reznikov Anatoliy N., D.Sc. in Geology and Minerology, Professor, South Federal University, 40 Zorge st., Rostov-on-Don, 344000, Russian Federation, e-mail: reznikoff@mail.ru

Sianisyan Eduard S., D.Sc. in Geology and Minerology, Professor, South Federal University, 40 Zorge st., Rostov-on-Don, 344000, Russian Federation, e-mail: edward@sfedu.ru

Antontsova Victoriya V., post-graduate student, South Federal University, 40 Zorge st., Rostov-on-Don, 344000, Russian Federation, e-mail: krasno-perishko@mail.ru

Role of factor of dynamocatagenetic intensity of sedimentary deposits in processes of oil and gas generation and migration has been proved in the works of some researchers. On the base of synthetics of data bulk conditional index of gynamocatagenesis has been offered

by A.N. Reznikov. This index takes into account the reflectance of vitrinite and amounts of exponential geochronotherma that shows cumulative change of organic matter and history of their thermal evolution. The maximum paleotemperatures for a number of objects was estimated by thermobarogeochemical method to eliminate interdependence of the readings R_o and maximum paleotemperatures. Materials of 4050 intervals at 340 crustal blocks were processed to highlight the geodynamic types of sedimentary basins. These blocks are dedicated to different geostructural elements. Geodynamic classification of the earth crust blocks was developed, and 6 genetic types of pools are allocated. A description of each of these types are presented, the parameters of the formation zone are installed in them. This study confirms the modern concepts about the leading role of dynamometers in the oil and gas formation and oil and gas accumulation. Estimation of phase state of hydrocarbons of various blocks is presented in the work. Geosinergetics method enables the assessment of the geological oil and gas resources of in all sedimentary basins at depths up to 9 km.

Keywords: reflectance of vitrinite, catagenesis, dynamocatagenesis, oil-and-gas bearing basin, oil window, exponential geochronotherma, hydrocarbon accumulation, oil generation, oil source bed, kerogen, correlation parameter

Работами ряда исследователей доказана заметная роль фактора динамокатагенетической напряженности осадочных отложений в процессах нефтегазообразования и миграции углеводородов. Многие ученые указывают на несоответствие результатов геолого-геохимических процессов нефтегазообразования, углефикации, нефтегазонакопления и результатов лабораторного и натурного моделирования [1, 2, 9, 12–14]. Специально поставленные и проведенные лабораторные исследования и наблюдения выявили достаточно мощный инициирующий фактор образования углеводородов из органических веществ (ОВ), сопоставимый с тепловой энергией – тектонодинамический (сейсмотектонический).

Первая попытка количественной оценки динамокатагенетического фактора была предпринята А.Н. Резниковым (1988) [10]. На основании обобщения большого материала [4, 7, 15, 16] им был предложен условный показатель динамокатагенеза (УПДК, D Дк), учитывающий показания отражательной способности витринита (ОСВ, R_o , %) и значения экспоненциальной геохронотермы (ЭГХТ, ε_t), которые показывают, соответственно, интегральные изменения ОВ пород и историю их термического развития.

Условный показатель динамокатагенеза (УПДК) выражается параболической зависимостью:

$$D = 1,4 \left(\frac{0,9R_o}{\varepsilon_t} \right)^{1,5} \quad (1)$$

и является важнейшим критерием степени катагенеза отложений, зависящим от совокупного влияния геотермических, геодинамических и геобарических условий.

Максимальные палеотемпературы, необходимые для расчета, по ряду объектов оценивались термобарогеохимическим методом [14] с целью исключить взаимообусловленность показаний ОСВ и максимальных палеотемператур [13].

Для выделения в пределах земного шара геодинамических типов осадочно-породных бассейнов (ОПБ) на основе УПДК были обработаны материалы по 4050 интервалам 340 блоков земной коры, приуроченных к различным геоструктурным элементам: впадинам (поднятиям), грабенам, горстам, флексурам, зонам сбросов и надвигов.

По каждому блоку изучалась зависимость значения D от максимальной глубины ($H_{\max}$, км) залегания интервала. Рассчитывались коэффициенты корреляции и уравнения регрессий. Объекты группировались в типы по значениям градиента УПДК на глубинах 3–5–7 км (табл. 1).

При описании геодинамических типов блоков земной коры использован принцип, базирующийся на концепции тектоники плит [3, 5, 6, 8].

Таблица 1

Геодинамическая классификация блоков земной коры

Тип	Степень геодинамической возбужденности	Возраст горизонтов осадочного чехла	Глубина залегания горизонтов	Число изученных блоков	Число изученных интервалов разреза	Среднее уравнение регрессии	Коэффициент корреляции	Значение УПДК(D) на глубинах, км		
								3	5	7
I _д	Очень слабая	Q–O ₁	0,4–6,7	45	670	$D = 0,03H + 0,23 \pm 0,09D$	0,8	0,32	0,38	0,44
II _д	Слабая	N ₂ –Rf	0,4–8,4	56	980	$D = 0,06H + 0,18 \pm 0,11D$	0,82	0,36	0,48	0,6
III _д	Умеренная	N ₂ –V	0,4–9,4	66	836	$D = 0,12H + 0,07 \pm 0,14D$	0,84	0,43	0,67	0,88
IV _д	Повышенная	N ₂ –V	0,2–10,0	69	680	$D = 0,19H_{\max} - 0,08 \pm 0,17D$	0,86	0,49	0,87	1,25
V _д	Сильная	N ₂ –Rf	0,2–8,8	74	684	$D = 0,35H_{\max} - 0,24 \pm 0,12D$	0,88	0,81	1,51	2,21
VI _д	Очень сильная	N ₂ –D ₂	0,2–3,8	33	120	$D = 0,7H_{\max} - 0,19 \pm 0,24D$	0,88	1,91	3,34	–
VII _д	Максимальная	N ₂ –C ₃	0,1–4,0	14	67	$D = 1,8H_{\max} - 0,09 \pm 0,2D$	0,9	5,31	8,96	–

Геосинергетическая характеристика зоны нефтеобразования. Так как тип керогена в заметной мере определяет величины параметров зоны нефтеобразования (ЗНО), целесообразно рассматривать их вариации в рамках двух групп нефтематеринских пород: I–II типов и III типа.

Параметры кровли ЗНО первой группы связаны с геодинамическим типом ОПБ. Особенно это касается глубин залегания (L_k , км). Для I_д типа характерна наибольшая погруженность кровли зоны. Например, на площади Хиберния (ОПБ Жанна д'Арк) $L_k = 4,1$ км, а на площади Булла – море Бакинского архипелага даже 5,4 км.

В ОПБ IV_д типа (Сан-Хоакин, Среднеамазонский) глубины кровли зоны снижаются до 1,5–2,0 км. Пластовая температура изменяется менее четко. В отношении ОСВ никакой закономерности не наблюдается, можно говорить лишь об общем диапазоне колебаний (0,4–0,65 %). Весьма показательна малая изменчивость УПДК: 0,28–0,34. Можно полагать, что деструкция керогена типов I–II начинается при $D_k = 0,30$.

Параметры кровли ЗНО второй группы для ОПБ II_д–V_д типов варьируют в следующих пределах: 1,2–3,3 км, пластовая температура 46–108 °С, ОСВ 0,36–0,75 %, УПДК 0,27–0,40, т.е. коэффициенты неравенства составляют 2,75; 2,36; 2,14; 1,48. Обращает внимание, что максимальное значение УПДК (0,40) отличает кероген глинистых сланцев верхнемеловой формации Логбаба бассейна Дуала. Этот кероген состоит из твердых парафинов и полициклических аренов [17], т.е. начало его деструкции требует аномально высоких энергетических затрат. Если исключить это значение, то и для керогена типа III можно принять $D_k = 0,30$.

Параметры интервала пика генерации нефти в нефтематеринских породах первой группы отражают те же закономерности связей с геодинамиче-

ским типом ОПБ: значения l_m наиболее велики для I_d типа (4,9–7,5 км) и снижаются до 1,9–2,7 км для IY_d типа, общий диапазон вариаций температур 80–147 °C, ОСВ 0,57–0,90 %, УПДК 0,33–0,45, т.е. коэффициенты неравенства составляют 3,95; 1,84; 1,58; 1,36. Можно отметить тенденцию последовательного роста величины D_m от 0,35 (I_d тип) до 0,42 (IY_d тип).

Для нефтематеринских пород второй группы величины изменяются следующим образом: $L_m = 1,9–5,2$ км; $t_m = 90–151$ °C, $R_m^o = 0,6–1,1$ %, $D_m = 0,37–0,58$, а коэффициенты неравенства составляют 2,74; 1,68; 1,83; 1,57. Сохраняется тенденция роста величины D_m от 0,37–0,40 (II_d тип) до 0,46–0,58 (Y_d тип).

В полном соответствии с типом керогена распределяются значения водородного индекса максимума генерации нефти: тип I – 1000 кг УВ/т $C_{орг}$, тип II – 280–600, тип III – 100–280 (табл. 2).

Подошва ЗНО в породах с керогеном типов I–II характеризуется более последовательным изменением параметров в зависимости от геодинамического типа ОПБ. I_d тип (прогнозно) имеет следующие значения: $L_n = 10–11$ км, $t_n = 180–250$ °C, $R_n^o = 1,2–1,6$ %, $D_n = 0,54–0,55$. II_d тип – соответственно 5,0–7,0 км; 145–190 °C; 1,35–1,6 %; 0,50–0,61. III_d тип – 4,0–5,5 км; 140–164 °C; 1,4–1,5 %; 0,56–0,64. IY_d тип – 3,0–4,4 км; 128–175 °C; 1,5–1,6 %; 0,68–0,70. Следовательно, с ростом градиента УПДК от 0,010 до 0,214 1/км глубина подошвы ЗНО уменьшается в 2,5–3,0 раза, пластовая температура в 1,4–1,5 раза, величина ОСВ слабо возрастает. УПДК – довольно сильно (в 1,2–1,3 раза) увеличивается, т.е. завершение процессов генерации и эмиграции нефти в условиях повышенной геодинамической возбужденности происходит на значительно меньших глубинах и при более низких температурах.

Данный вывод справедлив и в отношении параметров подошвы ЗНО в нефтематеринских породах с керогеном типа III. II_d тип имеет следующие значения: $L_n = 5,0–6,5$ км; $t_n = 146–180$ °C; $R_n^o = 1,2–1,5$ %; $D_n = 0,55$. III_d тип, соответственно, – 4,6–6,1 км; 152–170 °C; 1,5–1,7 %; 0,65–0,68. Y_d тип – 2,4–2,9 км; 106–155 °C; 1,2–1,6 %; 0,74–0,78.

По-видимому, вблизи подошвы ЗНО не могут формироваться чисто нефтяные скопления [11], здесь преобладают газоконденсатнонефтяные залежи. Об этом свидетельствуют результаты динамокатагенетического изучения 100 промышленных скоплений УВ земного шара, приуроченных к глубинам 4,0–8,8 км.

Оказалось, что нефтяная фаза исчезает при $D \geq 0,7$, а конденсатная – при $D \geq 0,9$. Можно прогнозировать следующие глубины кровли нижней газовой зоны (НГЗ): I_d тип – 22 ± 2 км, II_d тип – 12 ± 1 км, III_d тип – $7,2 \pm 1,0$ км, IY_d тип – $5,2 \pm 0,9$ км, Y_d тип – $3,3 \pm 0,4$ км. Следовательно, толщины глубинной газоконденсатной зоны могут варьировать от 10 ± 2 (I_d тип) до $0,6 \pm 0,3$ км (Y_d). На севере Западно-Сибирского мегабассейна подошва ЗНО предполагается на глубине $5,5 \pm 0,9$ км, а кровля нижней газовой зоны – $7,0 \pm 1,1$ км. В пределах Центрально-Прикаспийской депрессии, которая относится к I_d типу, подошва ЗНО прогнозируется на глубинах 12–15 км, а кровля нижней газовой зоны – вплоть до подошвы осадочного чехла (22–23 км). На территории Астраханского свода подошва ЗНО предполагается на глубине $8,2 \pm 1,1$ км, а кровля НГЗ – $11,2 \pm 1,6$ км. В недрах Печоро-Колвинского авлакогена $L_n = 5,2 \pm 0,8$ км, $L_{НГЗ} = 8,7 \pm 1,4$ км, а в пределах Баренцевоморского НГБ: $L_n = 8,7 \pm 1,0$ км, $L_{НГЗ} = 12,0 \pm 1,0$ км. Таковы прогнозные глубины подошвы зоны нефтеобразования и кровли нижней газовой зоны в пределах основных нефтегазодобывающих регионов Российской Федерации при наличии I–II типов керогена.

Таблица 2

Параметры зоны нефтеобразования в осадочно-породных бассейнах различных геодинамических типов

(по данным Т.П. Емец, 1990; С.Г. Неручева и др., 1984; Е. Броссе и др., 1989; Дж. Эспиталяе, 1985; Т. Гендзиса и Ф. Гударзи, 1991; Д.Р. Айслера и Л.Р. Сноудона, 1990; К.С. Джексона и др., 1984; Л.М. Прагга и др., 1988; Р. Сассена и К. Мура, 1988; Д.Х. Велье, 1987)

ОПЕ, площадь	Вет. ОПЕ	Воскр. не факт. равн. клин. пород	Градиент $\nabla \Pi$, $\frac{\text{м}}{\text{км}}$	Вит. коррозия	Число изученных нефтеполюсов	Зона нефтеобразования (ЗНО)											
						Кровля						Максимум генерации нефти					
						$I_{\text{м}}$, км	$t_{\text{м}}$, °C	$R_{\text{м}}$, %	$D_{\text{м}}$, усл. ед.	$H_{\text{м}}$, усл. ед.	$I_{\text{м}}$, км	$t_{\text{м}}$, °C	$R_{\text{м}}$, %	$D_{\text{м}}$, усл. ед.	$H_{\text{м}}$, усл. ед.	$I_{\text{м}}$, км	$t_{\text{м}}$, °C
Жанко-Арак, Хибинск	$I_{\text{м}}$	$I_{\text{м}}$	0,01	I-II	14	4,1	120	0,65	0,31	70	4,9	147	0,65	0,35	440	~10	~250
Басфорт-Малекит, Арух	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,05	II-III	12	1,5	46	0,35	0,27	80	3,5	101	0,6	0,36	410	~7,0	~190
Басфорт-Малекит, Амаунак	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,058	III	12	1,5	46	0,35	0,27	90	3,5	101	0,6	0,37	220	~6,5	~180
Свердруп, Гекла	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,067	I-II	32	1,6*	52	0,5	0,32	90	2,8*	81	0,7	0,38	650	5,6*	150
Делата Нигера, Кауторк Чуконел	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,07	III	8	2	58	0,4	0,20	10	3,5	102	0,7	0,4	100	5	146
Юнгта	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,075	I	17	2	88	0,4	0,28	90	3,7	100	0,57	0,4	1000	6,1	139
Галф Кост	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,055	II	15	3	101	0,5	0,28	90	3,8	120	0,65	0,33	480	6,1	174
Пирейский	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,077	II	17	2,9	85	0,6	0,31	70	3,7	109	0,9	0,37	490	5	145
Западно-Сибирский	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,099	I-II	18	1,9	82	0,62	0,34	90	2,4	92	0,8	0,4	520	~3,2	~138
Западно-Сибирский	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,139	III	18	2	2,5	95	0,82	0,41	2,8	95	0,82	0,41	280	4,6	152
Восточный	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,114	III	15	3,3	108	0,5	0,29	25	5,2	151	1,1	0,54	115	6,1	170
Пирейский	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,116	II	19	1,4	66	0,42	0,3	90	2,1	99	0,65	0,34	600	~3,0	~137
Ньюарк-Хартфорд	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,088	II	11	1,5*	57	0,4	0,3	90	2,5*	80	0,7	0,38	550	5,5*	164
Алабарго	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,1	III	10	1,7	63	0,65	0,28	90	2,7	92	0,8	0,38	180	5,3	158
Сам-Хоггин	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,214	II	57	2	80	0,4	0,29	40	2,7	108	0,75	0,39	280	4,4	175
Среднеазиатский	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,201	II	9	1,5*	65	0,5	0,29	90	1,9*	82	0,8	0,45	550	3,0*	128
Восточно-Славянский	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,267	III	9	1,6	90	0,4	0,28	90	2,3	125	0,75	0,53	140	2,9	155
Дуана	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,203	III	12	1,5	96	0,75	0,4	90	2,2	128	0,97	0,46	110	2,6	147
Кару	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,372	III	8	1,2	66	0,65	0,32	90	1,9	90	0,8	0,58	270	2,4	106
Аладес	$\Pi_{\text{м}}$	$\Pi_{\text{м}}$	0,524	III-II	20	1,6*	69	0,75	0,31	20	2,5*	99	0,95	0,55	190	2,9*	124

Примечание: * – палеоглубины

Геосинергетический метод оценки ресурсов нефти и газа. В связи с доминирующим влиянием фактора динамокатагенеза на генерацию и эмиграцию нефти можно предположить, что эмиграция УВ нефтяного ряда с ростом УПДК увеличивается по закону арифметической прогрессии от 0 в кровле ЗНО и до $\Delta \Pi_{эм}$ в любом нижележащем интервале зоны нефтеобразования. Тогда сумма эмиграционных потерь ($S_{эм}$) составит:

$$S_{эм} = \frac{n \times \Pi_{эм}}{2}, \quad (2)$$

где

$$n = \frac{D_i - D_k}{0,02}, \quad (3)$$

По данным таблицы 3 рассчитано уравнение множественной корреляции:

$$\Pi_{эм}^{III} = 60,8D + 6,13C_{орг} + 0,46\varepsilon_t - 27,9 \pm 0,45\Pi_{эм}, \quad (4)$$

($r_s = 0,90$)

Таблица 3

Определение эмиграционного потенциала нефтематеринских пород с керогеном типа III

(по данным Т.П. Емец, 1990; С.Г. Неручева и др., 1982; Дж. Эждейв, 1986; Дж. Франку, Дж. Милличка, 1988; Д. Айслер и Л. Сноудон, 1990; К. Джексон и др., 1984; Т. Креузер и др., 1988; Х. Лэдвейн, 1988; Л. Прайс и др., 1981; Б. Тиссо и др., 1987)

ОПБ, площадь, скважина	Тип ОПБ	Геологический возраст нефтематеринских пород	Глубина залегания, м	ЭГХТ (ε_t)	УПДК (D)	$C_{орг}$, %	Коэффициент эмиграции, $K_{эм}$	Водородный индекс, кг ув/т $C_{орг}$			Эмиграционный потенциал $\Pi_{эм}$, кг УВ/т пород
								Остаточный Π_I	Исходный Π_0	$\Delta \Pi_{эм}$	
Дельта Нигера, Каугорн, Чэмел	II _д	P ₃	3500	1,42	0,39	1,4	0,6	100	250	150	3,7
Борт-Маккензи, Амауалигак	II _д	K ₂	3500	1,54	0,37	1,5	0,52	220	460	240	6,3
Венский	III _д	J ₃	3950	1,66	0,33	1,8	0,3	50	71	21	0,2
Венский	III _д	J ₃	4150	1,69	0,34	1,8	0,33	70	104	34	0,6
Венский	III _д	J ₃	4350	1,72	0,35	1,8	0,35	75	115	40	0,8
Венский	III _д	J ₃	5700	1,92	0,61	1,8	0,66	110	324	214	21,6
Венский	III _д	J ₃	5800	1,94	0,63	1,8	0,7	90	300	210	22,5
Венский	III _д	J ₃	6000	1,97	0,68	1,8	0,85	40	267	227	27,9
Западно-Сибирский	III _д	J ₁₋₂	2500	1,61	0,41	2,1	0,7	280	930	650	19,1
Анадарко, Берта Роджерс	III _д	C _n	2000	1,46	0,31	0,5	0,6	75	188	113	0,3
Анадарко, Берта Роджерс	III _д	C _n	2300	1,57	0,37	0,5	0,65	140	400	260	2
Анадарко, Берта Роджерс	III _д	C _n	4100	1,98	0,4	0,5	0,82	70	390	320	3,4
Анадарко, Берта Роджерс	III _д	C _n	4600	2,12	0,51	0,5	0,88	45	375	330	6,6
Восточно-Словацкий, Ребрин	V _д	N ₁	2300	1,37	0,53	1	0,45	140	255	115	5
Дуала	V _д	K ₂	2200	1,77	0,46	1,4	0,7	110	370	260	3,8
Карру, Руфиджи и Макуми	V _д	P ₁	1900	1,65	0,58	2	0,5	270	540	270	24,6
Аматис	V _д	O	2300*	1,85	0,55	0,5	0,6	190	475	285	6

Примечание: * – палеоглубина.

Частные коэффициенты корреляции второго порядка указывают на преобладающее влияние динамокатагенеза (+0,81) и рассеянного ОВ (+0,65). Роль ЭГХТ очень мала (+0,02).

Рассмотрены данные эталонных регионов для оценки величин коэффициента аккумуляции нефти. Используются средние глубины (палеоглубины) залегания нефтепроизводящих глинистых пород, которые определяют их объемный вес и значения ЭГХТ и УПДК.

В таблице 4 приведены примеры оценки ресурсов нефти, которые характеризуют ОПБ I_д–IV_д типов, причем выбраны наиболее сложные объекты.

Таблица 4

Оценка начальных геологических ресурсов нефти

Район	Тип ОПБ	Нефтепромысловые глинистые породы											Начальные геологические ресурсы нефти в стране (млн. т (Q _г))	
		Возраст, млн. лет (T)	Толщина, м (h _г)	Содержание Сорг, %	Глубина залегания, км	Площадь распространения, тыс. км ² (F _г)	УДК (D)	ЭПХ (g)	Средняя толщина пласта, м (h _{ср})	Модуль сжатия нефти (m _н)	Общее количество запасов нефти, млн. т (Q _г)	Плотность запорной нефти, т/м ³ (ρ _н)		Восстановительный коэффициент (k _в)
Район	I _д	P ₃ , 34,5	20	3	6,5	2	0,39	2,03	20,6	0,295	0,66	0,33	0,045	30±18
	I _д	J ₃ , 140	200	3	6	3	0,38	2,38	22,3	0,15	1,82	1,72	0,22	400±240
	II _д	P ₃ , 33	100	3,5	2,5	3,5	0,29	1,57	2,9	0,304	7,1	0,2	0,01	71±43
	II _д	J ₃ , 160	50	2,3	5,2	3,5	0,44	2,24	14	0,145	0,89	0,25	0,015	13±8
	II _д	P ₃ , 35	400	2	3,2	23,4	0,4	1,49	9,4	0,29	61,1	2,61	0,154	940±564
	II _д	K ₃ , 80	100	1,9	4	20,8	0,42	1,84	19,8	0,19	14,8	0,71	0,12	1800±1080
	II _д	K ₃ , 96	150	2	3	38,6	0,36	1,65	9,3	0,18	22,6	0,59	0,133	3000±1800
	II _д	J ₃ , 140	70	2,2	4	26,6	0,39	1,96	17,4	0,15	11,6	0,44	0,17	1975±1185
	II _д	C ₃ , 330	300	0,9	6	4,1	0,65	2,39	56,5	0,11	20,33	4,96	0,1	2033±1220
	III _д	J ₃ , 137	27	8,5	2,8	1290	0,47	1,63	46,9	0,141	575,82	0,45	0,12	69100±4159
	III _д	M ₃ , 135	200	2	4	650	0,55	2,09	42,2	0,15	208,2	3,2	0,21	44000±26400
	IV _д	P ₃ , 34	300	1	2,5	4	0,39	1,37	2,6	0,299	2,05	0,51	0,01	21±12
	IV _д	P ₃ , 45	1500	3	4,3	0,11	0,63	1,84	55,2	0,256	5,67	51,51	0,289	1640±984
	IV _д	C ₃ -V, 600	100	0,6	2,8	80	0,38	2	11	0,091	19,22	0,24	0,007	134±81
	IV _д	K ₃ , 126	40	2	5,6	1,3	0,52	2,12	37,9	0,19	0,8	0,61	0,08	64±38
	IV _д	J ₃ , 136	20	1,7	4,0	4,7	0,64	1,65	50,8	0,154	1,84	0,39	0,09	165±99
IV _д	J ₃ , 190	20	1,7	4,2	4,7	0,65	1,73	53,1	0,155	1,69	0,36	0,24	406±244	
IV _д	T ₃ , 220	40	0,9	4,4	4,7	0,66	1,81	18,6	0,128	1,13	0,24	0,16	180±108	
IV _д	C ₃ , 355	40	1,8	5,5	4,7	0,7	2,23	26,7	0,108	1,41	0,3	0,06	85±51	

Таким образом, проведенное исследование на большом фактическом материале подтверждает современные представления о ведущей роли динамокатагенеза в нефтегазообразовании и нефтегазонакоплении. Геосинергетический метод позволяет на новой основе производить оценку геологических ресурсов нефти и газа в любых осадочно-породных бассейнах на глубинах до 9 км.

Список литературы

- 1.Амурский Г. И. Основные проблемы тектонодинамики и онтогенеза нефти и газа / Г. И. Амурский, Н. Н. Соловьев // Геология нефти и газа. – 1987. – № 4. – С. 34–39.
- 2.Влияние тектоносейсмических процессов на образование и накопление углеводородов / Н. В. Черский, В. П. Царев, Т. И. Сороко и другие. – Новосибирск : Наука, 1985. – 224 с.
- 3.Высоцкий В. И. Карта нефтегазоносности мира. Масштаб 1:15.000.000. Объяснительная записка / В. И. Высоцкий, Е. Н. Исаев, К. А. Клещев и другие. – Москва : Всероссийский научно-исследовательский институт геологии зарубежных стран, 1994. – 196 с.
- 4.Геология нефти : справочник : в 2 т. / под ред. В. Г. Васильева. – Москва : Недра, 1968. – Т. 2. Кн. 1. Нефтяные месторождения СССР. – 763 с.
- 5.Милановский Е. Е. Рифтогенез в истории Земли (Рифтогенез на древних платформах) / Е. Е. Милановский. – Москва : Недра, 1983. – 280 с.
- 6.Милановский Е. Е. Рифтогенез в истории Земли (Рифтогенез на древних платформах) / Е. Е. Милановский. – Москва : Недра, 1987. – 297 с.
- 7.Нефти и газы месторождений зарубежных стран : справочник. – Москва : Недра, 1977. – 327 с.
- 8.Пушаровский Ю. М. Геологическое выражение нелинейных геодинамических процессов / Ю. М. Пушаровский // Геотектоника. – 1998. – № 1. – С. 3–14.
- 9.Резников А. Н. Геохимические особенности газов, конденсатов и нефтей зоны катагенеза : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук / А. Н. Резников. – Баку : Азинефтехимик, 1970. – 52 с.
- 10.Резников А. Н. Прогноз фазового состояния углеводородных скоплений на больших глубинах по хронобаротермическим критериям / А. Н. Резников // Советская геология. – 1988. – № 5. – С. 34–43.
- 11.Резников А. Н. Хронобаротермические условия размещения углеводородных скоплений // Советская геология. – 1982. – № 6. – С. 17–30.
- 12.Сейсмотектонические процессы – фактор, вызывающий преобразование органических веществ осадочных пород // А. А. Трофимук, Н. В. Черский, В. П. Царев и другие // Доклады Академии наук СССР. – 1983. – № 3. – С. 1460–1464.
- 13.Сианисян Э. С. Новая методика количественной оценки динамокатагенетической напряженности осадочных бассейнов / Э. С. Сианисян // Отечественная геология. – 1993. – № 11. – С. 3–9.
- 14.Сианисян Э. С. Опыт оценки палеотемператур и динамокатагенетического фактора осадочных отложений на примере сверхглубоких скважин Предкавказья / Э. С. Сианисян, А. Н. Резников // Литология и полезные ископаемые. – 1994. – № 3. – С. 140–143.
- 15.Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран : в 2 кн. – Москва : Недра, 1976. – Кн. 1. – 600 с.
- 16.Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран : в 2 кн. – Москва : Недра, 1976. – Кн. 2. – 584 с.
- 17.Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа : пер. с англ. / Дж. Хант, пер. А. И. Конюхова, Г. В. Семерниковой, В. В. Чернышева. – Москва : Мир, 1982. – 704 с.

References

- 1.Amurskiy G. I., Solovev N. N. Osnovnye problemy tektonodinamiki i ontogeneza nefi i gaza [Principal problems of tectonodynamics and ontogenesis of oil and gas]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of Oil and Gas], 1987, no. 4, pp. 34–39.
- 2.Cherskiy N. V., Tsarev V. P., Soroko T. I., et al. Vliyanie tektonoseysmicheskikh protsessov na obrazovanie i nakoplenie uglevodorodov [Impact of tectonoseismic processes on hydrocarbon generation and accumulation], Novosibirsk, Nauka Publ., 1985. 224 p.
- 3.Vysotskiy V. I., Isaev Ye. N., Kleshchev K. A., et al. *Karta neftegazonosnosti mira. Masshtab 1:15.000.000. Obyasnitelnaya zapiska* [World map of oil-and-gas bearing. Scale 1: 15.000.000. Explanatory letter], Moscow, All-Russian Scientific Research Institute of Geology of Foreign Countries Publ. House, 1994. 196 p.

4. Vasilev V. G. *Geologiya nefi* [Oil geology], Moscow, Nedra Publ., 1968, vol. 2. Read 1. Oil fields of the USSR. 763 p.
5. Milanovskiy Ye. Ye. *Riftogenez v istorii Zemli (Riftogenez na drevnikh platformakh)* [Genesis of rifts in the history of the Earth (Genesis of rifts on paleoplatforms)], Moscow, Nedra Publ., 1983. 280 p.
6. Milanovskiy Ye. Ye. *Riftogenez v istorii Zemli (Riftogenez na drevnih platformah)* [Genesis of rifts in the history of the Earth (Genesis of rifts on paleoplatforms)], Moscow, Nedra Publ., 1987. 297 p.
7. *Nefti i gazy mestorozhdeniy zarubezhnykh stran* [Oil and gas fields of foreign countries], Moscow, Nedra Publ., 1977, 327 p.
8. Pushcharovskiy Yu. M. Geologicheskoe vyrazhenie nelineynykh geodinamicheskikh protsessov [Geological expression of non-linear geodynamical processes]. *Geotektonika* [Geotectonics], 1998, no. 1, pp. 3–14.
9. Reznikov A. N. *Geokhimicheskie osobennosti gazov, kondensatov i neftey zony katageneza* [Geochemical characteristics of gas, condensates and oil zone of catagenesis], Baku, Azineftekhimik Publ., 1970. 52 p.
10. Reznikov A. N. Prognoz fazovogo sostoyaniya uglevodorodnykh skopleniy na bolshikh glubinakh po khronobarotermicheskim kriteriyam [Forecast of phase state of hydrocarbon accumulations on the deep by the chronobarothermal criteria]. *Sovetskaya geologiya* [Soviet Geology], 1988, no. 5, pp. 34–43.
11. Reznikov A. N. Khronobarotermicheskie usloviya razmeshcheniya uglevodorodnykh skopleniy [Chronobarothermal conditions of location of oil and gas accumulation]. *Sovetskaya geologiya* [Soviet Geology], 1982, no. 6, pp. 17–30.
12. Trofimuk A. A., Cherskiy N. V., Tsarev V. P., et al. Seysmotektonicheskie protsessy – faktor, vyzyvayushchiy preobrazovanie organicheskikh veshchestv osadochnykh porod [Seismotectonic processes as factor resulting in transformation of organic matter of sedimentary rocks]. *Doklady Akademii nauk SSSR* [Proceedings of the USSR Academy of Sciences], 1983, no. 3, pp. 1460–1464.
13. Sianisyan Ye. S. Novaya metodika kolichestvennoy otsenki dinamokatageneticheskoy napryazhennosti osadochnykh basseynov [New method of quantitative estimation of dynamocatagenetic intensity of sedimentation basins]. *Otechestvennaya geologiya* [Domestic Geology], 1993, no. 11, pp. 3–9.
14. Sianisyan Ye. S., Reznikov A. N. Opyt otsenki paleotemperatur i dinamokatageneticheskogo faktora osadochnykh otlozheniy na primere sverkhglubokikh skvazhin Predkavkazya [Estimation experience of paleotemperature and dynamocatagenetic factor of sedimentary deposits by the example of superdeep wells of Pre-Caucasian region]. *Litologiya i poleznye iskopaemye* [Lithology and Mineral Resources], 1994, no. 3, pp. 140–143.
15. *Spravochnik po neftyanym i gazovym mestorozhdeniyam zarubezhnykh stran* [Oil and gas fields of foreign countries reference book], Moscow, Nedra Publ., 1976, read 1. 600 p.
16. *Spravochnik po neftyanym i gazovym mestorozhdeniyam zarubezhnykh stran* [Oil and gas fields of foreign countries reference book], Moscow, Nedra Publ., 1976, read 2. 584 p.
17. Khant Dzh. *Geokhimiya i geologiya nefi i gaza* [Geochemistry and geology of oil and gas], Moscow, Mir Publ., 1982. 704 p.

ПАЛЕОЗОЙСКИЕ РИФЫ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Федорова Надежда Федоровна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: nadezhda.fedorova.59@inbox.ru

Быстрова Инна Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Завьялов Алексей Викторович, магистр, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: nadezhda.fedorova.59@inbox.ru

Предметом исследований являются подсолевые отложения осадочного чехла юго-западной части Прикаспийской впадины. Опыт нефтегазопроисковых работ за рубежом и в нашей стране показывает, что значительная часть мировых разведанных