

подводных месторождений полезных ископаемых и возобновлении работы Северного морского пути.

Исследования выполнены в рамках проекта № 53 Программы РАН 44П «Арктика».

Литература

1. Аветисов Г.П. Сейсмоактивные зоны Арктики. – СПб.: НИИОкеанология, 1996. – 185 с.
2. Stover C.W. Evaluating the Intensity of United States Earthquakes // Earthquakes, Volcanoes. Reston. – Virginia: USA, 1989. – P. 45–53.
3. Имаев В.С., Имаева Л.П., Козьмин Б.М. Сейсмо-тектоника Якутии. – М.: ГЕОС, 2000. – 227 с.
4. Медведев С.В., Шпонхойер В., Карник. Шкала сейсмической интенсивности MSK-64. – М.: МГК

АН СССР, 1965. – 11 с.

5. Новый каталог сильных землетрясений на территории СССР с древнейших времен до 1975 г. – М.: Наука, 1977. – 536 с.

6. Геологическая карта Горного Таймыра. М. 1: 500 тыс. Объяснительная записка. – Красноярск: ПГО «Красноярскгеология», 1986. – 177 с.

7. Григорьев М.Н., Имаев В.С., Имаева Л.П. и др. Геология, сейсмичность и мерзлотные процессы арктических районов Западной Якутии. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1996. – 84 с.

8. Стovas М.В. Молодое тектоническое поднятие побережья морей Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского // Докл. АН СССР. – 1965. – Т.161, № 1. – С.193–194.

Поступила в редакцию 28.03.2014

УДК 540.4:552.578.2(571.56)

Катагенез рассеянного органического вещества и оценка нефтегенерационного потенциала верхнепермских отложений Вилюйской синеклизы

И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, А.Ф. Сафронов, В.А. Каширцев

Проведено геохимическое изучение сапропелитогумитов верхнепермских отложений Вилюйской синеклизы. Установленная направленность изменений в содержании ХВ в породах и составе битумоидов характеризует процесс созревания ОВ, сопровождающийся генерацией широкой гаммы УВ-сингенетических битумоидов (или микронепти). Показано, что с погружением пород катагенетические изменения РОВ отчётливо проявляются на грациях катагенеза МК₁–МК₂ до МК₃ и характеризуют проявление ГФН, которое соответствует погружению пермских отложений на глубины от 2800 до 3500 м. На основе анализа полученных геохимических данных по распределению РОВ по разрезу пород и особенностей их состава и химической структуры проведена диагностика битуминозных разностей ОВ. Особенности их состава на разных грациях катагенеза использованы в расчетах для оценки масштабов эмиграции нефти из материнских пород. Значение коэффициента эмиграции нефти изменяется от 0,49 на МК₁–МК₂ до 0,79 на МК₂–МК₃, объёмная плотность массы нефти, эмигрировавшей из материнских пород верхнепермских отложений, увеличилась от 23 до 108 10⁴ т/км³ соответственно. При сочетании благоприятных геологических факторов эмигрировавшие УВ могли поступать в породы-коллекторы, образуя залежи углеводородных флюидов.

Ключевые слова: органическое вещество, сапропелитогумиты, нефть, катагенез, коэффициент эмиграции нефти, объёмная плотность массы эмигрировавших углеводородов.

The geochemical investigation of sapropelyto-humites of the Upper Permian deposits had been made for the Viluy syneclise. The changes direction of the bitumoid content in the rocks and composition of bitumoids show the maturation process of organic matter with generation of huge mass of hydrocarbons (bitumoids). Significant catagenesis transformations of organic matter had been detected at МК₁–МК₂ to МК₃ gradation which characterized main stage of oil generation. For the Upper Permian deposits the evidence of main stage of oil generation related to 2800 до 3500 m of depth. Geochemical data on distribution dispersed organic matter and chemical content and structure were used for diagnostic of the genetic types of bitumoids.

ЗУЕВА Ираида Николаевна – к.г.-м.н., в.н.с., ИПНГ СО РАН, i.n.zueva@ipng.ysn.ru; ЧАЛАЯ Ольга Николаевна – к.г.-м.н., зав.лаб. ИПНГ СО РАН, o.n.chalaya@ipng.ysn.ru; САФРОНОВ Александр Федотович – д.г.-м.н., член-корр. РАН, директор ИПНГ СО РАН, a.f.safronov@prez.ysn.ru; КАШИРЦЕВ Владимир Аркадьевич – д.г.-м.н., член-корр. РАН, зам. директора Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, kashircevVA@ipgg.sbras.ru.

Chemical parameters of bitumoid composition for different catagenetic stages of organic matter were used for estimation of mass of migration of hydrocarbons from source rocks. The value of oil migration coefficient changes at 0,49 for MK_1 – MK_2 stage to 0,79 for beginning of MK_3 , volume density of emigrated oil mass increased from 23 to $108 \cdot 10^4 \text{ m}^3/\text{km}^3$, relatively. When combined favorable geological factors emigrated hydrocarbons might produce deposits of hydrocarbon fluids.

Key words: organic matter, sapropelyto-humites, oil, catagenesis, oil migration coefficient, volume density of emigrated oil mass.

При оценке нефтегенерационного потенциала пород наряду с принадлежностью рассеянного органического вещества (РОВ) к определённому фациально-генетическому типу большое значение имеет его термическая зрелость, характеризующая способность РОВ генерировать жидкие и газообразные углеводороды (УВ). Детальные геохимические исследования катагенетических превращений органического вещества (ОВ) были положены в основу представлений о глубинной зональности и стадийности процессов нефте- и газообразования. Была установлена приуроченность генерации жидких УВ и проявления главной фазы нефтеобразования (ГФН) к этапам среднего мезокатагенеза MK_1 – MK_2 , а генерации газовых УВ и проявления главной фазы газообразования, образующих промышленные скопления, к более поздним этапам катагенеза. Дальнейшее развитие геохимических исследований привело к созданию объёмно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа [1–7].

Вместе с тем, с появлением работ по обоснованию генерации жидких углеводородных флюидов углистым ОВ в процессе катагенеза становится целесообразным вернуться к оценке нефтегенерационного потенциала пород верхнепалеозойско-мезозойского комплекса Лено-Вилуйского осадочного бассейна с привлечением геохимических данных по составу РОВ континентальных фаций и анализу их изменений в зоне катагенеза [6, 8–13].

Вопросами катагенетического преобразования ОВ верхнепалеозойских и мезозойских отложений системы краевых депрессий востока Сибирской платформы занимались многие исследователи [14–30].

Пермские отложения широко развиты в пределах системы краевых депрессий Западной Якутии. В Вилуйской синеклизе они вскрыты глубоким бурением, а в зоне сочленения Предверхоанского прогиба со складчатой областью изученные образцы пород отобраны с дневной поверхности. Для верхнепермской части разреза характерен лагунно-континентальный режим осадконакопления с широким развитием озерно-болотных фаций. Высокая биопродуктивность континентальных пермских ландшафтов обу-

словила накопление в этих отложениях больших масс ОВ. Среднее содержание ОВ в верхнепермских отложениях составляет от 0,2 до 3,8% на севере Предверхоанского прогиба, от 3 до 5% на Хапчагайском поднятии. РОВ верхнепалеозойских отложений имеет смешанную генетическую природу с различным соотношением сапропелевой и гумусовой составляющих, изменяющимся как по разрезу, так и по площади. В основном РОВ пермских отложений представлено сапропелитогумитами [31].

Состав и химическая структура хлороформенных битумоидов (ХБ) РОВ верхнепермских отложений с преобладанием гумусовой составляющей (углистые аргиллиты) Вилуйской синеклизы изучены в широком интервале шкалы катагенеза ОВ от MK_1 до AK_3 по керновому материалу скважин Средневилуйской, Среднетюнгской, Матахской, Неджелинской, Быраканской площадей [15, 31]. Степень катагенеза РОВ определена по отражательной способности витринита в соответствии со шкалой катагенеза, предложенной в работе [32].

В целом было проанализировано 99 образцов пород. Комплекс аналитических методов включал определение в породах содержания Снк, горячую экстракцию битумоидов из пород хлороформом, определение группового компонентного состава, изучение химической структуры ХБ и их фракций методом ИК-спектроскопии, определение ароматических УВ методом УФ-спектроскопии, изучение насыщенных УВ методами ГЖХ и хроматомасс-спектрометрии.

Катагенетические превращения рассеянного органического вещества

Анализ полученных результатов показал, что проявления катагенетических изменений в составе сингенетичных битуминозных разностей РОВ наблюдаются к концу стадии MK_1 . С нарастанием катагенеза в составе пород и ОВ увеличивается содержание ХБ (рис. 1). В элементном составе ХБ увеличивается доля углерода, уменьшается количество гетероэлементов, а в групповом компонентном составе возрастает содержание УВ (масел) и падает количество асфальтово-смолистых компонентов. В химиче-

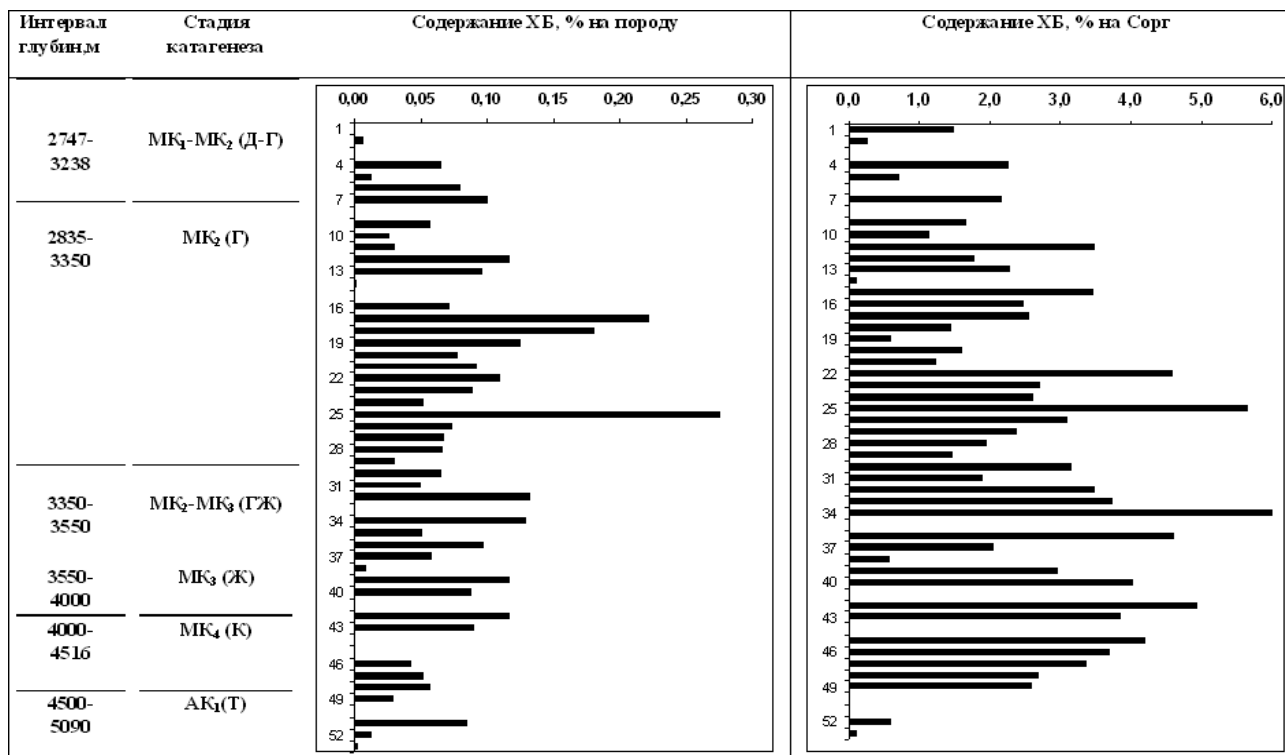


Рис. 1. Изменения геохимических параметров РОВ верхнепермских отложений и его битуминозной части в зоне катагенеза

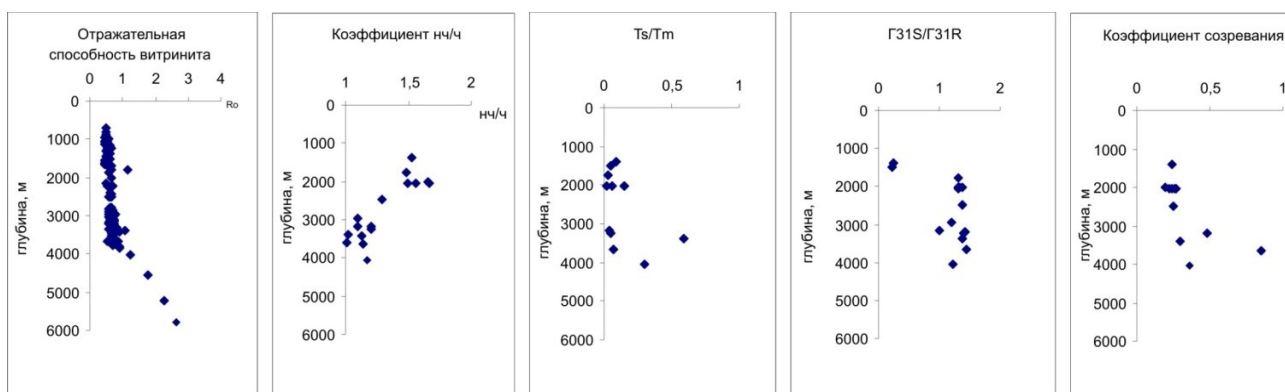


Рис. 2. Изменение геохимических параметров индивидуальных насыщенных УВ пород пермских отложений в зоне катагенеза

ской структуре ХБ уменьшается доля карбо-нильных, гидроксильных групп, эфирных свя-зей, что сопровождается значительным увели-чением ароматических структур с незамещенными атомами водорода.

В составе метаново-нафтеновых УВ возра-стает доля относительно низкомолекулярных го-мологов, происходит смещение максимума н-алканов в низкомолекулярную область, снижа-ется значение коэффициента н_с/н_{с-1}, увеличивает-ся доля изопреноидов.

Изменения гопановых УВ в процессе катаге-нетического преобразования ОВ фиксируются по стереохимическим перестройкам изомеров, отличающихся S или R конфигурацией хираль-

ного центра у C₂₂ гомогпанов C₃₁₋₃₅. В составе гомогпанов увеличивается отношение S-изо-меров к R-изомерам и отношение T_s/T_m неогопа-на C₂₇ к регулярному гопану C₂₇ (рис. 2). В со-ставе стерановых УВ повышается коэффи-циент созревания, т.е. отношение стеранов C₂₉ (14 α ,17 β ,20R+20S/5 α 20R).

Установленная направленность изменений в содержании ХБ в породах и составе битумоидов характеризует процесс созревания ОВ, сопрово-ждающийся генерацией широкой гаммы УВ-сингенетических битумоидов (или микронепти). Катагенетические изменения в составе и хими-ческой структуре ХБ РОВ верхнепермских от-ложений начинают проявляться к концу стадии

КАТАГЕНЕЗ РОВ И ОЦЕНКА НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА

МК₁ и отчётливо выражены на стадиях МК₂ и МК₃. Это характеризует проявление ГФН, что позволяет верхнепермские отложения рассматривать как нефтегенерировавшие. На изученной территории проявление ГФН соответствует погружению пермских отложений на глубины от 2000 до 4000 м. Многочисленные нефтепроявления вплоть до интенсивных притоков, зафиксированные на газовых и конденсатных месторождениях вернепалозойско-мезозойского комплекса Лено-Виллюйской НГП, по мнению ряда исследователей, своим происхождением могут быть обязаны РОВ континентальных фаций верхнепермских отложений. Особенностью состава нефтей из этих нефтепроявлений является большое сходство с битумоидами РОВ гумусового типа по ряду геохимических параметров, включая молекулы-биомаркеры [31, 33–35].

РОВ пермских отложений на больших глубинах погружения изучено по материалам скважины 22 в интервале 3558–4447 м. Катагенез ОВ соответствует стадиям МК₃–МК₄. Образцы из сверхглубокой скважины 27 Средневиллюйской площади отобраны в интервале 3375–6037 м; катагенез ОВ соответствует стадиям МК₂–МК₃–АК₃ [15, 30].

Как видно из рис. 1 и 3, с ростом катагенеза на этих глубинах не отмечается однонаправленности в изменении содержания ХБ в породах, а также в их составе и химической структуре.

В скважине 27 в интервале глубин 3375–5090 м, соответствующему градациям катагенеза ОВ от МК₂–МК₃ до АК₁, уменьшается выход ХБ на породу (до тысячных долей процента) и на ОВ. На глубинах от 5090 до 5959 м битумоиды за-

фиксированы в следовых концентрациях, а на больших глубинах вообще не обнаружены. Таким образом, начиная с градации катагенеза МК₂–МК₃ до Акз, процессы эмиграции жидких УВ начинают преобладать над процессами генерации. Происходит отдача материнскими породами дисперсной микронефти.

Процессы отдачи микронефти сопровождаются существенными изменениями в составе ХБ РОВ материнских пород. По геохимическим данным это можно диагностировать по появлению остаточных битумоидов. В процессе катагенеза с уменьшением доли ХБ в элементном составе падает содержание углерода (от 84,0 до 80,1%) и растёт – гетероатомов от 6,3 до 11,7%. В химической структуре ХБ со стадии МК₃ до АК₁ более чем в 2 раза уменьшается общее количество ароматических циклов, увеличивается содержание карбонильных 1700 см⁻¹, гидроксильных 3300 см⁻¹ групп и сложноэфирных связей 1170 см⁻¹ (рис. 3). Изменения в составе и химической структуре битумоидной части углистых аргиллитов отличаются от закономерности плавного «обуглероживания» углей в зоне катагенеза. В данном случае прослеживается выраженная тенденция к эмиграции генерируемых УВ, что обусловило «остаточный» характер битумоидов. В химической структуре бензольных и спиртобензольных смол в 2–3 раза увеличилось количество кислородосодержащих групп и связей. В структуре спиртобензольных смол при этом увеличилась роль длинноцепочечных метиленовых фрагментов, а в бензольных смолах – метильных групп, т.е. в процессе катагенетических преобразований ОВ в смолистой части ХБ растёт периферическое окружение ароматиче-

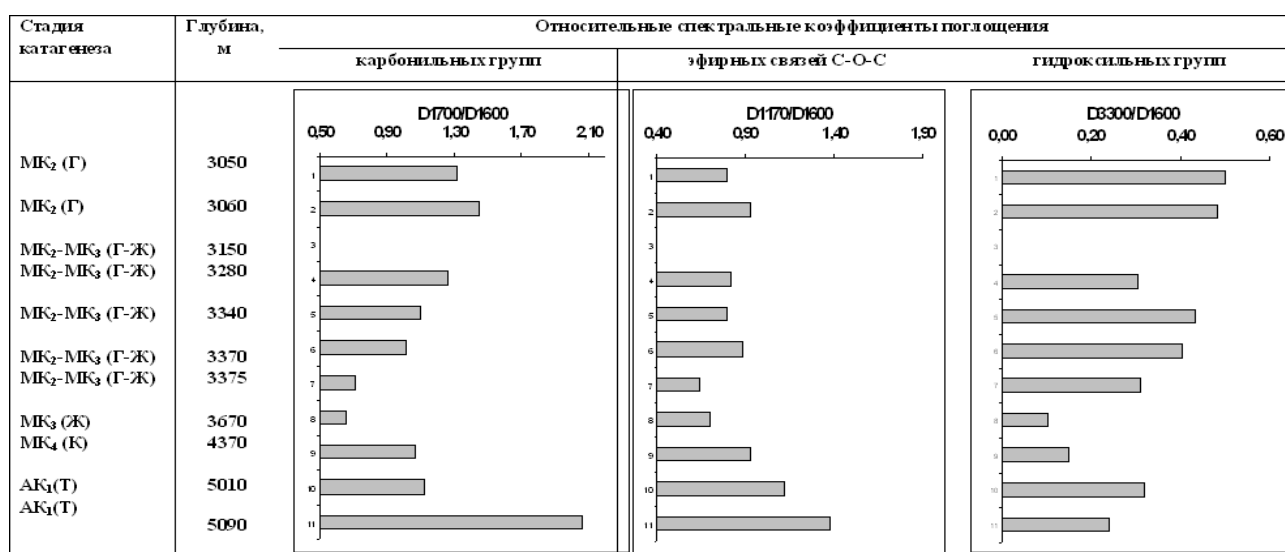


Рис. 3. Изменение спектральных коэффициентов поглощения различных структурных групп в составе ХБ РОВ верхнепермских отложений в зоне катагенеза

Характеристика индивидуального состава насыщенных УВ ХБ пород пермских отложений Средневилюйской свк. 27

Параметры	Состав насыщенных УВ				
	МК ₂ -МК ₃	МК ₃	МК ₄	АК ₁	АК ₁
Стадия катагенеза	МК ₂ -МК ₃	МК ₃	МК ₄	АК ₁	АК ₁
Глубина отбора, м	3375	3670	4371	5010	5090
$\sum_{n.k.} nC_{20} / \sum_{n.k.} nC_{21}$ -к.к.	0,70	0,98	0,49	0,52	0,51
Максимум n-алканов	C ₂₁	C ₂₁	C ₂₁	C ₂₀	C ₂₁
Коэффициент нч/ч	1,03	1,05	1,07	1,16	1,17
Изопреноиды/н-алканы	0,09	0,10	0,07	0,14	0,13
Пристан/фитан	2,50	1,88	1,36	0,55	0,42
$iC_{19} + iC_{20} / \sum iC_{15} - iC_{18}$	9,33	2,45	2,17	17,02	He опр.

ского ядра усредненной молекулы. Таким образом, когда процессы эмиграции новообразующихся нейтральных УВ компонентов начинают доминировать над процессами генерации, в химической структуре смолистой части наблюдается «эффект остаточного поокисления» битумоидов [5].

Процессы деструкции УВ в зоне катагенеза проявляются и в изменении химической структуры масляной части ХБ. При переходе от стадии МК₃ к стадии МК₄ количество ароматического углерода увеличилось более чем в 2 раза. В ИК-спектрах масел этим изменениям соответствует увеличение коэффициентов поглощения неземещенных атомов водорода в бензольном кольце K₇₀₀, K₇₅₀, K₈₁₀, K₈₈₀.

На глубинах 3375–3670 м в составе масляных фракций ХБ распределение насыщенных УВ типично для битумоидов, производных ОВ преимущественно континентального происхождения, достигшего высоких градаций катагенеза – МК₂. В них идентифицированы нормальные алканы от C₁₅ до C₃₃ с максимумами распределения на C₂₀, C₂₁ и незначительное содержание изопреноидов. Отношение i-алканы/н-алканы менее 0,1. Характерно существенное преобладание пристана над фитаном (пристан/фитан=1,8–2,5). На стадии МК₄ (на глубине ниже 4300 м) распределение индивидуальных УВ изменяется: уменьшается доля относительно низкомолекулярных н-алканов, на хроматограммах масляных фракций появляются интенсивные пики алкилбензолов, превышающие близко элюирующиеся пики н-алканов. Выравниваются концентрации пристана и фитана. На стадии АК₁ уменьшается доля алканов нормального строения, а в их составе относительно низкомолекулярных гомологов увеличивается количество изопреноидов, фитан начинает доминировать над пристаном (пристан/фитан=0,4–0,5). В области высокомолекулярных соединений появляются пики моноароматических стеранов (табл.1).

Приведённые выше результаты геохимического изучения РОВ верхнепермских отложений показывают, что с погружением пород в интервале градаций катагенеза РОВ от МК₁ до МК₃ наряду с нарастанием процессов генерации УВ, сопровождающихся увеличением выхода синбитумоидов и приближением их состава к составу макронепти, происходили процессы эмиграции УВ. На это указывает присутствие в разрезе на разных уровнях погружения пород битуминозных разностей с низким выходом ХБ на породу и ОВ, с высоким содержанием в их составе гете-

роатомов и низким содержанием углеводородных компонентов.

Эта группа образцов по особенностям состава отнесена к «остаточным битумоидам», их присутствие в разрезе пород верхнепермских отложений рассматривается как один из аргументов, указывающих на имевшие место процессы отдачи генерированных УВ, а сами породы могут быть отнесены к нефтепроизводившим [3,5,36].

Количественная оценка эмиграции нефти из материнских пород верхнепермских отложений

На основе анализа полученных геохимических данных по распределению битумоидов РОВ по разрезу пород и особенностей их состава и химической структуры была проведена диагностика битуминозных разностей ОВ – сингенетических, эпигенетических и остаточных битумоидов. Особенности их состава на разных градациях катагенеза были использованы в расчётах для оценки масштабов эмиграции нефти из материнских пород.

Коэффициенты эмиграции нефти рассчитаны по уравнениям материального баланса, предложенным С.Г. Неручевым, согласно которым количество любого компонента в исходном битумоиде (синбитумоиде) до эмиграции нефти равно его суммарному количеству в остаточном и эмигрировавшем битумоидах [5,6]. В данной работе коэффициенты эмиграции нефти из материнских пород были рассчитаны по таким геохимическим параметрам, как содержание гетероатомов в элементном составе битумоидов, содержание УВ в групповом составе ХБ, количественное содержание ХБ в породе и органическом веществе.

Полученные значения коэффициентов эмиграции нефти были использованы для оценки массы эмигрировавших УВ из материнских пород верхнепермских отложений [3]:

$$Q_{эм} = [(0,01K_{эм}/(1-K_{эм}))] \rho H S b,$$

где $b = \alpha x b$ ост., % – выход остаточного битумоида на породу; $K_{эм}$ – коэффициент эмиграции нефти из материнских пород нефтепроизводивших толщ; H – мощность пород нефтепроизводившей свиты; S – площадь.

С учетом, что в процессе горячей экстракции битумоидов неизбежны потери легких УВ, для величины $Q_{эм}^1$ введена поправка на низкокипящие фракции с учетом их содержания в нефтях Вилуйской синеклизы.

Средние значения коэффициентов эмиграции нефти на различных грациях катагенеза РОВ пород верхнепермских отложений были рассчитаны по содержанию C , Γ_a в элементном составе битумоидов, содержанию масел в ХБ и выходу ХБ на ОВ.

В табл. 2 приведены значения коэффициента эмиграции нефти в зависимости от глубины погружения по разрезу пород верхнепермских отложений. Из приведённых данных видно, что количество УВ, эмигрировавших из пород, увеличивается с нарастанием глубины погружения от 2747 до 3546 м, что соответствует изменению граций катагенеза ОВ от МК₁ до МК₂–МК₃.

При переходе от стадии МК₂ к стадии МК₃ из материнских пород верхнепермских отложений в среднем могло эмигрировать до 79% генерированных УВ по сравнению с 49% на стадии МК₁. По данным ряда исследователей, значение коэффициента эмиграции нефти из терригенных материнских пород может составлять от 0,60 до 0,80 на глубине 3–3,5 км. Так, в глинистых породах палеозоя Волго-Уральской области коэффициент эмиграции нефти на глубине 3,5 км со-

ставляет 0,66, а для материнских глинистых пород мезозоя Западной Сибири в интервале глубин от 1,5 до 3,5 км возрастает от 0,08 до 0,84 [5]. По нашим данным, для материнских пород верхнепермских отложений Вилуйской синеклизы в этом интервале глубин коэффициент эмиграции нефти составляет 0,73–0,79.

С нарастанием катагенеза РОВ от МК₁ до МК₂–МК₃ объёмная плотность массы нефти, эмигрировавшей из материнских пород верхнепермских отложений, увеличивается от 23 до $108 \cdot 10^4$ т/км³ (табл.2).

По разрезу пород верхнепермских отложений прослеживается одинаковая направленность изменения значений коэффициентов эмиграции и объёмной плотности массы эмигрировавшей нефти (рис. 3). Вместе с тем в динамике их изменения отмечаются отличия с нарастанием степени катагенетического превращения РОВ. По сравнению с коэффициентами эмиграции величина объёмной плотности массы мигрировавших битумоидов нарастает значительно быстрее на стадиях от МК₁ до МК₂–МК₃. Это можно объяснить быстрым созреванием РОВ нефтематеринских отложений, сопровождающимся региональным распространением миграционных битумоидов, в том числе из более погруженных пород. На более высоких грациях катагенеза – МК₃ и МК₄ наступает затухание процессов генерации.

Таким образом, из приведённых данных видно, что в процессе погружения пород верхнепермской толщи РОВ континентальных фаций генерировало большое количество жидких УВ, из которых, согласно расчётам, эмигрировало до 80%. При сочетании благоприятных геологических факторов эмигрировавшие УВ могли поступать в породы-коллекторы, образуя залежи углеводородных флюидов. Вместе с тем в верхнепермских отложениях величина объёмной плотности массы эмигрировавших битумоидов из материнских пород на стадии МК₁₋₂ составила всего $23 \cdot 10^4$ т/км³ по сравнению 52 – $58 \cdot 10^4$ т/км³ для РОВ гумитосапропелитового типа верхнелейасовых отложений Вилуйской синеклизы на этой же стадии катагенеза. Это указывает на более высокий нефтегенерационный потенциал РОВ гумитосапропелитового типа по сравнению с сапропелитогумитовым РОВ.

Выводы

Результаты геохимического изучения сапропелитогумитов верхнепермских отложений показали, что с погружением пород катагенетические изменения РОВ отчётливо проявляются на

Т а б л и ц а 2

Объёмная плотность массы эмигрировавших битумоидов из материнских пород верхнепермских отложений, т/км³ породы

Глубина погружения пород, м	Стадия катагенеза	Коэффициент отдачи микронепти	$Q_{эм}$ т/км ³	$Q_{эм}^1$ т/км ³
2747–3238	МК ₁ –МК ₂	0,49	$15 \cdot 10^4$	$23 \cdot 10^4$
2835–3350	МК ₂	0,73	$42 \cdot 10^4$	$63 \cdot 10^4$
3370–3546	МК ₂ –МК ₃	0,79	$72 \cdot 10^4$	$108 \cdot 10^4$

Примечание. $Q_{эм}$ – количество эмигрировавших битумоидов из материнских пород нефтепроизводивших свит на единицу объёма пород (или объёмная плотность массы мигрировавших битумоидов); $Q_{эм}^1$ – количество эмигрировавших битумоидов из материнских пород нефтепроизводивших свит на единицу объёма пород с учётом поправки на потери лёгких фракций при экстракции; коэффициент, учитывающий потерю лёгких фракций при экстракции битумоидов из пород, составляет 1,50 при выходе фракций до 300°C, равном 30%.

градациях катагенеза МК₁–МК₂ до МК₃ и характеризуют проявление ГФН, что позволяет верхнепермские отложения рассматривать как нефтегенерировавшие. На рассматриваемой территории проявление ГФН соответствует погружению пермских отложений на глубины от 2800 до 3500 м.

С погружением пород для РОВ сапропелитогумитового типа верхнепермских отложений установлено увеличение коэффициента эмиграции нефти от 0,49 на МК₁–МК₂ до максимальной величины 0,79 на МК₂–МК₃. Одновременно увеличивалась и объёмная плотность массы эмигрировавших битумоидов от 23 до 108·10⁴ т/км³ соответственно.

Таким образом, РОВ сапропелитогумитового типа верхнепермских отложений Виллюйской синеклизы в процессе катагенетических преобразований достигло ГФН, от 50 до 80% генерированных битумоидов эмигрировало из материнских толщ. Учитывая достаточно высокую объёмную плотность массы эмигрировавших битумоидов, можно предположить, что при сочетании благоприятных геологических факторов эмигрировавшие УВ могли поступать в породы-коллекторы, образуя залежи углеводородных флюидов.

Литература

1. *Вассоевич Н.Б.* Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) // Вопросы образования нефти (Труды ВНИГРИ; вып. 128). – Л.: Госоптехиздат, 1958. – С. 9–220.
2. *Трофимук А.А., Конторович А.Э.* Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ // Геология и геофизика. – 1965. – №12. – С. 3–14.
3. *Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 250 с.
4. *Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Изд-е 1. – М.: Госоптехиздат, 1962. – 224 с.
5. *Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. – Л.: Недра, 1969. – 240 с.
6. *Неручев С.Г., Розозина Е.А.* Геохимические основы прогноза нефтегазоносности. – СПб.: ВНИГРИ, 2010. – 280 с.
7. *Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов и др.* – СПб.: Недра, 2006. – 364 с.
8. *Isaksen G.H., Curri D.J., Yeakel J.D. and Jenssen A.I.* Controls on the oil and gas potential of humic coals // Organic Geochemistry. – 1998. – V. 29, № 1–3. – P.23–44.
9. *Killops S.D., Cook R.A. and Sykes R.* Petroleum potential and oil-source correlation in the Great South and Canterbury Basins // New Zealand Journal of Geology and Geophysics. – 1997. – V. 40. – P.405–423.
10. *Killops S.D., Funnell R.H., Suggate R.P. et al.* Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals // Organic Geochemistry. – 1998. – V. 29. – №1–3. – P.1–21.
11. *Behar F., Vandenbroucke V., Tang Y. et al.* Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameter and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. – 1997. – V. 26, №5–6. – P.321–339.
12. *Wasida A., Nishita H.* Geochemical characteristics of terrigenous- and marine-sourced oils in Hokkaido, Japan // Organic Geochemistry. – 1998. – V. 28. – P.27–41.
13. *Wilkins R.W.T. and George S.C.* Coal as a source rock for oil: a review // International Journal of Coal Geology. – 2002. – V. 50. – P.317–361.
14. *Бодунов Е.И., Иванова Л.Г.* Распределение битумоидов в некоторых толщах Виллюйской синеклизы // Нефтегазоносность Западной Якутии. – Новосибирск: Наука, 1973. – С. 120–123.
15. *Бодунов Е.И., Каширцев В.А., Уткина Н.А. и др.* Преобразование органического вещества пермских и каменноугольных отложений Виллюйской синеклизы на больших глубинах // Нефтегазоносность и вопросы освоения месторождений нефти и газа. – Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990. – С. 58–68.
16. *Вышемирский В.С.* Генетические условия метаморфизма углей и нефтей. – Саратов: Изд-во СГУ, 1963. – 377 с.
17. *Вышемирский В.С.* О формах проявления динамометаморфизма углей // Геология и геофизика. – 1968. – №4. – С. 23–31.
18. *Изосимова А.Н., Бодунов Е.И., Чалая О.Н.* Особенности состава битумоидов различных классов органического вещества // Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. – М.: Наука, 1981. – С. 158–163.
19. *Изосимова А.Н., Чалая О.Н.* Реликтовые углеводороды в органическом веществе и нефтях Западной Якутии. – Новосибирск: Наука, 1989. – 127 с.
20. *Изосимова А.Н., Зуева И.Н., Чалая О.Н. и др.* Состав хлороформенных битумоидов гумусовых углей различных стадий метаморфизма // Химия твердого топлива. – 1982. – №1. – С.3–8.
21. *Каширцев В.А.* Природные битумы северо-востока Сибирской платформы. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1988. – 104 с.
22. *Каширцев В.А.* Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. – Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. – 160 с.
23. *Каширцев В.А., Филл Р.П., Чалая О.Н. и др.* Генетические семейства нафтидов востока Сибирской платформы // Отечественная геология. – 1997. – №8. – С. 28–30.

ОСНОВНЫЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ ПОДЗЕМНОГО ПИТАНИЯ РЕК ЯКУТИИ

24. *Конторович А.Э., Неручев С.Г.* Катагенез рассеянного органического вещества и нефтегазообразование // Проблемы нефтеносности Сибири. – Новосибирск: Наука, 1971. – С. 51–69.

25. *Конторович А.Э., Полякова И.А., Колганова М.М., Соболева Е.И.* Превращение органического вещества в мезо- и апокатагенезе // Советская геология. – 1988. – №7. – С. 26–36.

26. *Сафронов А.Ф.* Геология и нефтегазоносность северной части Предверхоанского прогиба. – Новосибирск: Наука, 1974. – 111 с.

27. *Сафронов А.Ф.* Историко-генетический анализ процессов нефтегазообразования (на примере востока Сибирской платформы). – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1992. – 145 с.

28. *Сафронов А.Ф., Бодунов Е.И., Каширцев В.А. и др.* Условия генерации углеводородов в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях северо-восточной окраины Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1979. – №1. – С. 3–8.

29. *Филатов С.С., Зеличенко И.А.* Катагенетические преобразования битумоидной части гумито-сапропелитовых и сапропелито-гумитовых разностей ОВ в связи с процессами нефтеобразования //РОВ на разных этапах литогенеза осадков и процессы нефтегазообразования. – Л., 1978. – С. 65–78.

30. *Фролов В.И., Сюдюков Ш.А., Бакин В.Е.* О катагенезе органического вещества глубоких горизонтов центральной части Вилкойской синеклизы // Докл. АН СССР. Сер. геол. – 1987. – Т. 297, №2. – С.442–444.

31. *Геохимия органического вещества нефтегазоносных отложений Западной Якутии.* – Новосибирск: Наука, 1984. – 113 с.

32. *Катагенез и нефтегазоносность* / Г.М. Парпорова, С.Г. Неручев, А.В. Жукова и др. – Л.: Недра, 1981. – 240 с.

33. *Геохимия нефтей востока Сибирской платформы.* – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. – 180 с.

34. *Зуева И.Н.* Генетические типы органического вещества и нефтей Западной Якутии (по данным ИК- и УФ-спектроскопии): автореф. дис. ... к.г.-м.н. – Л.: ВНИГРИ, 1984. – 18 с.

35. *Kashirtsev V.A., Safronov A.F., Chalaya O.N. et al.* The geochemical peculiarities of crude oils from the Upper Permian-Mesozoic strata of the Vilyusky Basin. 6th Internat. Conf. on Petroleum Geochem. and Explor. in Afro-Asian Region. 12–14 Oct. 2004, Pekin, China. Book of Abstracts. – P.23–24.

36. *Успенский В.А.* Введение в геохимию нефти. – Л.: Недра, 1970. – 309 с.

Поступила в редакцию 11.03.2014

УДК 556:551.579

Основные составляющие подземного питания рек Якутии

В.В. Шепелёв, Н.А. Павлова

Специфика подземного питания рек и гидравлической взаимосвязи между речными и подземными водами в Якутии до настоящего времени исследована весьма слабо. Обращено внимание на важность изучения различных типов подземных вод, которые в отдельные годы могут существенно влиять как на формирование уровня режима реки в разные сезоны, так и на образование наледей и ледовых заторов, вызывающих катастрофические наводки.

Ключевые слова: надмерзлотные воды сезонноталого слоя, льдистость отложений деятельного слоя, наледеобразование, поглощение поверхностного стока, разгрузка подземных вод.

Current understanding of the groundwater contribution to streamflow and hydraulic interaction between river and ground waters in Yakutia remains inadequate. This article emphasizes the importance of studying different types of groundwater which, in some years, can have significant effects on both the seasonal stage regime and the formation of icings and ice jams leading to catastrophic floods.

Key words: suprapermmafrost water of the active layer, active-layer ice content, icing, surface runoff absorption, groundwater discharge.

Как отмечают многие исследователи, на реках Северо-Востока России в последние десяти-

летия наблюдается увеличение среднего годового стока и повышение расходов меженного (подземного) стока к концу зимы [1, 2]. Связывают это, в основном, с повышением зимних температур воздуха, в результате чего отмечается уменьшение толщины речного льда и увеличение пропускной способности русел. Так, по рас-

ШЕПЕЛЁВ Виктор Васильевич – д.г.-м.н., зам. директора ИМЗ СО РАН, sheply@mpi.ysn.ru; ПАВЛОВА Надежда Анатольевна – к.г.-м.н., зав. лаб. ИМЗ СО РАН, pavlova@mpi.ysn.ru.