

Нефтегенерационный потенциал рассеянного органического вещества пермских отложений Вилуйского бассейна

И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, А.Ф. Сафронов, А.И. Сивцев, Ю.С. Глязнецова, С.Х. Лифшиц

*Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск
i.n.zueva@ipng.ysn.ru, o.n.chalaya@ipng.ysn.ru*

Аннотация. Основными нефтегенерирующими отложениями в позднепалеозойском-нижне-мезозойском разрезе Вилуйской синеклизы, по мнению большинства исследователей, являются пермские отложения, ОВ которых характеризуется смешанным присутствием гумусовой и сапропелевой составляющих (керогенов II и III). С позиций историко-генетического анализа процессов генерации УВ гумусовым и сапропелевым типами ОВ проведена оценка масштабов нефтеобразования в пермских отложениях Вилуйской синеклизы. В течение временного периода от завершения пермской седиментации до окончания мелового периода пермские отложения последовательно прошли стадии от МК1 до МК3. За этот период сапропелево-гумусовое ОВ пермских отложений могло генерировать от 709 до 1229 млрд. т нефти, что составляет от 8 до 15 % от начальной массы керогена.

Ключевые слова: Вилуйский осадочный бассейн, пермские отложения, гумусовое и сапропелевое органическое вещество, кероген II и III типов, генерированные углеводороды, нефтематеринские породы.

Oil Generated Potential of the Permian Deposits of the Vilyui Basin

I.N. Zueva, O.N. Chalaya, A.F. Safronov, A.I. Sivtzev, Ju.S. Glyaznecova, S.H. Lifshits

*Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk
i.n.zueva@ipng.ysn.ru, o.n.chalaya@ipng.ysn.ru*

Abstract. According to the opinion of most researchers the main oil source rocks in the Later Paleozoic-Mesozoic cross section are the Permian sediments which organic matter is characterized by a mixed presence of humus and sapropel constituents (kerogen II kerogen III). The estimation of oil generation scales was made for the Permian sediments of the Vilyui anticline from the point of view of historical and genetic analysis of hydrocarbons generation processes by humus and sapropel organic matter. The Permian deposits covered catagenesis stages from MK1 to MK3 during period from the Permian sedimentation end to the Cretaceous period end. During this period sapropel-humus organic matter of the Permian deposits was able to generate over 709 to 1229 billion tons of oil that is from 8 to 15 % of the initial kerogen mass.

Key words: Vilyui sedimentary basin, Permian deposits, humus and sapropel organic matter, kerogen of II–III types, generated hydrocarbons, oil source rocks.

Введение

Промышленная нефтегазоносность верхнепалеозойско-нижнемезозойских отложений Вилуйской синеклизы является установленным фактом. Последними исследованиями установ-

лено наличие нефтяных оторочек в продуктивных газоносных горизонтах в ряде месторождений Хапчагайского мегавала [1, 2].

Вопросы оценки нефтегенерационного потенциала пород верхнепермских отложений Вилуйской синеклизы являются весьма актуальными с появлением работ по обоснованию способности углистого ОВ в процессе катагенеза генерировать и жидкие углеводородные флюиды [3–9]. С этих позиций нефтегенерационный потенциал терригенного рассеянного и концентрированного ОВ данного комплекса в настоящее время недостаточно изучен.

ЗУЕВА Ираида Николаевна – к.г.-м.н., в.н.с.; ЧАЛАЯ Ольга Николаевна – к.г.-м.н., зав. лаб.; САФРОНОВ Александр Федотович – д.г.-м.н., чл.-корр. РАН, научный руководитель; СИВЦЕВ Алексей Иванович – к.г.-м.н., с.н.с.; ГЛЯЗНЕЦОВА Юлия Степановна – к.х.н., в.н.с.; ЛИФШИЦ Сара Хаимовна – к.х.н., в.н.с.

Исследованию рассеянного органического вещества пермских отложений Вилуйской синеклизы посвящены работы ряда исследователей [10–20]. В данной работе проанализирована и систематизирована геохимическая информация по РОВ континентальных фаций верхнепермских отложений Вилуйского осадочного бассейна с привлечением геохимических данных по составу РОВ, анализу их изменений в зоне катагенеза и дана количественная оценка нефтегенерационного потенциала этих отложений.

Материалы и методы исследований

Пермские отложения широко развиты в пределах системы краевых депрессий Западной Якутии [21]. В Вилуйской синеклизе эти отложения вскрыты глубоким бурением, а в зоне сочленения Предверхоанского прогиба со складчатой областью изученные образцы пород отобраны с дневной поверхности. Верхнепермская часть разреза характеризуется лагунно-континентальным режимом осадконакопления с широким развитием озерно-болотных фаций. Высокая биопродуктивность континентальных пермских ландшафтов обусловила накопление в этих отложениях больших масс ОБ.

РОВ верхнепермских отложений относится к смешанному сапропелево-гумусовому (кероген II – кероген III) типу по терминологии Б.Тиссо и Д.Вельте [22] и характеризуется различным соотношением сапропелевой и гумусовой составляющих, меняющимся по разрезу и площади. В основном РОВ пермских отложений представлено сапропелитогумитами [16].

Содержание $S_{орг}$, состав и химическая структура хлороформенных битумоидов (ХБ) РОВ верхнепермских отложений изучены в широком интервале шкалы катагенеза ОБ от МК₁ до АК₃ по керновому материалу скважин Средневилуйской, Среднетюнговской, Мастахской, Неджелинской, Быраканской площадей [16, 18]. Степень катагенеза РОВ определена по отражательной способности витринита в соответствии со шкалой катагенеза, предложенной в работе Г.М. Парпаровой, С.Г. Неручева и др. [14].

Комплекс аналитических методов включал определение в породах содержания $S_{орг}$, горячую экстракцию битумоидов из пород хлороформом, определение группового компонентного состава, изучение химической структуры ХБ и их фракций методом ИК-спектроскопии, ароматических углеводородов методом УФ-спектроскопии, насыщенных УВ методами ГЖХ и хроматомасс-спектрометрии. Было проанализировано 99 образцов пород.

Результаты и обсуждение

По нашим данным среднее содержание ОБ в верхнепермских отложениях составляет от 0,2 до 3,8 % на севере Предверхоанского прогиба, от 3 до 5 % на Хапчагайском поднятии.

Направленность изменений в содержании ХБ в породах и составе битумоидов с нарастанием катагенеза отражает процессы созревания ОБ, сопровождающиеся генерацией широкой гаммы УВ – сингенетических битумоидов (или микронефти). Установлено, что катагенетические изменения в составе и химической структуре ХБ РОВ верхнепермских отложений начинают проявляться к концу стадии МК₁ и отчетливо на стадиях МК₂ и МК₃. Это характерно для проявления ГФН и позволяет отнести верхнепермские отложения к нефтегенерировавшим. На территории Вилуйской синеклизы проявление ГФН соответствует погружению пермских отложений на глубины от 2000 до 4000 м. Многочисленные нефтепроявления вплоть до интенсивных притоков нефти зафиксированы на газовых и конденсатных месторождениях верхнепалеозойско-мезозойского комплекса Лено-Вилуйской НПП. Своим происхождением они могут быть обязаны РОВ континентальных фаций верхнепермских отложений. На генетическое сходство нефтей из этих нефтепроявлений указывает близость их состава с битумоидами РОВ гумусового типа по ряду геохимических параметров, включая молекулы-биомаркеры [16, 17, 20, 23].

С нарастанием катагенеза в составе пород и ОБ увеличивается содержание ХБ. В элементном составе ХБ увеличивается доля углерода, уменьшается количество гетероэлементов, а в групповом компонентном составе возрастает содержание УВ (масел) и падает количество асфальто-смолистых компонентов. В химической структуре ХБ уменьшается доля карбонильных, гидроксильных групп, эфирных связей, что сопровождается значительным увеличением ароматических структур с незамещенными атомами водорода.

Начиная с градации катагенеза МК₂–МК₃ до АК₃, 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. Их присутствие в разрезе пород верхнепермских отложений рассматривается как один из аргументов, указывающих на имевшие место процессы отдачи генерированных УВ, а сами поро-

ды могут быть отнесены к нефтепроизводившим [9,24,25].

Полученные геохимические результаты послужили основой для оценки величины удельной плотности массы УВ, генерированных РОВ верхнепермских отложений. Были использованы данные о генетической принадлежности РОВ, концентрации $C_{орг}$, степени катагенеза ОВ.

Удельная плотность массы генерированных битумоидов на различных стадиях катагенеза ОВ рассчитана по уравнению С.Г. Неручева [26]:

$$q_n^{ген} = (C_{орг} \cdot \rho_{мп} \cdot K_n^{ген} \cdot 10^6) / C^r \cdot M_{ост}, \quad (1)$$

где $C_{орг}$, % – содержание углерода в породе, ρ , (т/м³) – плотность нефтематеринских пород, $K_n^{ген}$, % – коэффициент генерации нефти, C^r , % – содержание углерода в ОВ на данной стадии катагенеза, $M_{ост}$, % – остаточная масса керогена.

Масса генерированных битумоидов Q^r рассчитана по уравнению 2, где $V_{мп}$ – объём нефтематеринских пород:

$$Q^r = q_n^{ген} \cdot V_{мп}. \quad (2)$$

Как видно из уравнения (1), значения удельной плотности массы битумоидов, генерированных смешанным РОВ, определяются параметрами $K_n^{ген}$, C^r , $M_{ост}$, которые в свою очередь зависят от соотношения в составе исходного ОВ различных генетических типов (в данном случае керогена II и III) и степени катагенетической зрелости ОВ. Определение удельной плотности и оценка массы генерированных УВ выполнены на основе количественного моделирования процессов генерации нефти и газа для основных генетических типов ОВ в соответствии с основными положениями осадочно-миграционной теории образования нефти и газа [9, 10, 26–28]. Преимуществом этой разработки [9, 26] является её применимость в качестве основы для оценки нефтегазообразования в любом изучаемом нефтегазоносном бассейне.

Мы исходили из того, что на рассматриваемой территории Вилуйской синеклизы обстановка осадконакопления пермских отложений носила полифациальный характер, вследствие чего РОВ имеет смешанную природу с различным по разрезу и площади соотношением сапропелевой и гумусовой составляющих [16]. Были рассчитаны основные геохимические параметры, отражающие количество образующихся нефти и газа на различных этапах катагенеза с различным соотношением керогена II и III типов в исходном ОВ. Рассмотрены варианты:

1) с одинаковым соотношением сапропелевых (кероген II – 50 %) и гумусовых (кероген III – 50 %) разностей ОВ;

2) с выраженным преобладанием гумусового ОВ (кероген III – 75 % и кероген II – 25 %), характерным для краевых депрессий рассматриваемой территории.

Полученные значения параметров для обоих вариантов для ОВ на каждом этапе катагенеза от МК₁ до МК₃ использованы при оценке массы генерированных жидких и газообразных УВ, а также исходной массы керогена исследуемого объекта.

Оценка массы генерированных битумоидов материнскими (аргиллитовыми) породами пермских отложений Вилуйского бассейна проведена с позиций историко-генетического анализа процессов нефтегазообразования [19] и была выполнена для отдельных геологических периодов на разных этапах катагенеза.

Согласно расчётам, исходная масса керогена в нефтематеринских породах на начало МК₁ составляла 8226,9 млрд. т при равном соотношении керогена II и III и – 8548,8 млрд. т в случае преобладания гумусовой составляющей.

Полученные результаты при равном соотношении керогена II и III типов в исходном ОВ показали, что количество генерированных жидких УВ за весь геологический период от конца перми до конца мела составило 1229,2 млрд. т с максимумом нефтеобразования на конец юры – 535,7 млрд. т (рис. 1, А). С уменьшением доли сапропелевой составляющей до 25 % (кероген II) количество генерированных битумоидов снижается до 708,7 млрд. т при сохранении максимума нефтеобразования на конец юры – 305,0 млрд. т (рис. 1, Б).

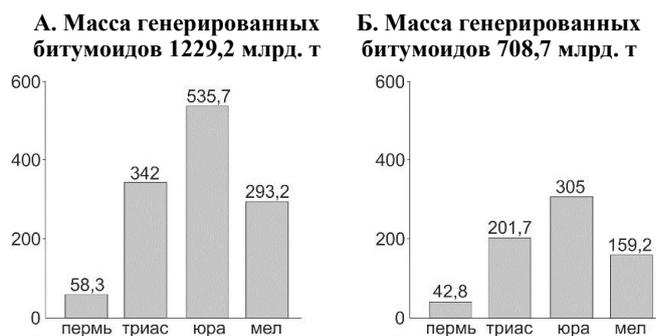


Рис. 1. Масса жидких УВ, генерированных в различные геологические периоды пермских отложений Вилуйской синеклизы РОВ: А – 50 % керогена II типа + 50 % керогена III типа; Б – 25 % керогена II типа + 75 % керогена III типа

Материальный баланс продуктов деструкции керогена сапропелево-гумусового РОВ пермских отложений приведён на рис. 2. По нашей оценке в Вилуйской синеклизе в процессе эволюции керогена пермских отложений на этапах катагенеза от МК₁ по МК₃ за геологический пе-



Рис. 2. Эволюция керогена РОВ пермских отложений в катагенезе: А – 50 % керогена II типа + 50 % керогена III типа; Б – 25 % керогена II типа + 75 % керогена III типа

риод: конец перми – конец мела на нефтегазообразование могло быть израсходовано 17 % от исходной массы ОВ (кероген II – 50 % и кероген III – 50 %), на генерацию УВ (15 % на жидкие и 2 % на газообразные) и 35 % на неуглеводородные компоненты. При доминировании в составе исходного ОВ гумусовой составляющей на нефтегазообразование израсходовано только 11 %, из них на генерацию нефти 8 % и 3 % на УВ-газы, на неуглеводородные компоненты – 33 %. Общее количество генерированных УВ с учётом газообразных могло составлять от 931,0 до 1408,6 млрд. т.

Выводы

На основе количественной модели процессов генерации нефти и газа для основных генетических типов ОВ проведена оценка масштабов нефтегазообразования в пермских отложениях Виллюйской синеклизы. В Виллюйской синеклизе на рассматриваемой территории площадью в 223,1 тыс. км² объём нефтематеринских пород в пермских отложениях оценивается в 208,9 тыс. км³. Масса керогена, вовлекаемого в процессы нефтегазообразования, на начало МК₁ могла составлять от 8226,9 до 8548,8 млрд. т в зависимости от соотношения керогенов II и III типов в составе исходного ОВ.

В течение временного периода от завершения пермской седиментации до окончания меловой седиментации периода пермские отложения последовательно прошли стадии от МК₁ до МК₃. За период от завершения пермской седиментации до окончания мелового периода сапропеле-

во-гумусовое ОВ пермских отложений могло генерировать от 931,0 до 1408,6 млрд. т УВ, что составляет от 11 до 17% от начальной массы керогена.

Литература

1. Черненко В.Б., Сивцев А.И., Ситников В.С. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности Соболах-Неджеллинского газоконденсатного месторождения // Наука и образование. 2013. №4. С.18–26.
2. Сафронов А.Ф. Нефтеносность нижнемезозойских отложений Хапчгайского мегавала Виллюйской синеклизы / А.Ф. Сафронов, А.И. Сивцев, В.Б. Черненко // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, №8. С. 1263–1269.
3. Isaksen G.H., Curri D.J., Yeakel J.D., Jenssen A.I. Controls on the oil and gas potential of humic coals // Organic Geochemistry. 1998. V. 29, № 1–3. P. 23–44.
4. Killops S.D., Cook R.A., 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.
5. Killops S.D., Funnell R.H., Suggate R.P., Sykes R., Peters K.E., Walters C., Woolhouse A.D., Weston R.J., Boudou J.-P. Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals // Organic Geochemistry. 1998. V. 29, № 1–3. P. 1–21.
6. Behar F., Vandenbroucke V., Tang Y., Marquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameter and stoichiometric coefficients for oil an

gas generation // *Organic Geochemistry*. 1997. V. 26, № 5–6. P. 321–339.

7. *Wasida A., Nishita H.* Geochemical characteristics of terrigenous- and marine-sourced oils in Hokkaido, Japan // *Organic Geochemistry*. 1998. V. 28. P. 27–41.

8. *Wilkins R.W.T., George S.C.* Coal as a source rock for oil: a review // *International Journal of Coal Geology*. 2002. V. 50. P. 317–361.

9. *Неручев С.Г., Rogozina E.A.* Геохимические основы прогноза нефтегазоносности. СПб.: ВНИГРИ, 2010. 280 с.

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

11. *Бодунов Е.И., Иванова Л.Г.* Распределение битумоидов в некоторых толщах Вилюйской синеклизы // *Нефтегазоносность Западной Якутии*. Новосибирск: Наука, 1973. С. 120–123.

12. *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.

13. *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.

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

15. *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.

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

17. *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.

18. *Бодунов Е.И., Каширцев В.А., Уткина Н.А. и др.* Преобразование органического вещества пермских и каменноугольных отложений Вилюйской синеклизы на больших глубинах // *Нефтегазоносность и вопросы освоения месторождений нефти и газа*. Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990. С. 58–68.

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

20. *Kashirtsev V.A., Safronov A.F., Chalaya O.N., Zueva I.N., Lifshits S.H.* 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, Chine. P. 23–24.

21. *Зуева И.Н., Чалая О.Н., Сафронов А.Ф., Каширцев В.А.* Катагенез рассеянного органического вещества и оценка нефтегенерационного потенциала верхнепермских отложений Вилюйской синеклизы // *Наука и образование*. 2014. № 2. С. 110–117.

22. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.

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

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

25. *Изосимова А.Н., Чалая О.Н.* Реликтовые углеводороды в органическом веществе и нефтях Западной Якутии. Новосибирск: Наука, 1989. 127 с.

26. *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.

27. *Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.

28. *Конторович А.Э.* Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи. Новосибирск: СО РАН, 2004. 546 с.

Поступила в редакцию 23.03.2017