

ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Елена Анатольевна Фурсенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Анализ распределения углеводородного состава нефтей (n-алканы, ациклические изопрены, стераны, терпаны), отобранных из мезозойских залежей на севере Пур-Таз-Енисейского междуречья и на западе Енисей-Хатангского прогиба, свидетельствует об их преимущественно аквагенном источнике. Исключением являются юрские нефти и единичные нижнемеловые пробы, в составе которых установлены признаки унаследованности от террагенного РОВ. Нефтематеринское РОВ накапливалось в субокислительных условиях и достигло главной зоны нефтеобразования. Нефти из неглубоких $K_{1a-al}-K_{2c}$ залежей подверглись биодegradации разной степени вплоть до умеренной.

Ключевые слова: геохимия, нефть, конденсат, углеводороды-биомаркеры, Западная Сибирь.

GEOCHEMISTRY OF PETROLEUM FROM THE NORTHEAST OF WEST SIBERIA

Elena A. Fursenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Petroleum Geochemistry, tel. (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Analysis of the distribution of hydrocarbon composition of crude oils (n-alkanes, acyclic isoprenoids, steranes, terpanes) sampled from Mesozoic deposits in the north of the Pur-Taz-Yenisei interfluvial area and in the west of the Yenisei-Khatanga Trough indicates to their predominantly aquagenic source. The exception is Jurassic oils and single samples of Lower Cretaceous oils, which composition includes established characteristics inherited from the terrigenous dispersed OM. Dispersed OM of source rocks accumulated under suboxidizing conditions and reached the «oil window» zone. Oils from the $K_{1a-al}-K_{2c}$ shallow deposits biodegraded to varying, up to moderate, degree.

Key words: geochemistry, crude oil, condensate, hydrocarbons-biomarkers, West Siberia.

На севере Пур-Таз-Енисейского междуречья и на западе Енисей-Хатангского прогиба к настоящему времени открыто значительное количество нефтегазоносных объектов, в том числе уникальные нефтяные месторождения Ванкорского района, ведется интенсивное геолого-геофизическое изучение этих территорий. Однако опубликованной информации по геохимии рассеянного органического вещества (РОВ) нефтематеринских толщ и генерируемых ими углеводородных флюидов очень немного [1-5], поэтому исследование особенностей их генезиса и дальнейших геохимических преобразований остается актуальным.

На рис. представлен район исследования и местоположение отбора проб. Углеводородные залежи в районе исследования открыты главным образом в меловых резервуарах и значительно меньшее их количество – в юрских. Такая диспропорция может быть обусловлена не только объективными причинами, но и меньшей разбуренностью и, как следствие, низкой изученностью нефтегазности юрских отложений.

Исследованная коллекция включает 71 нефть и 1 конденсат (табл.), отобранных со значительного диапазона глубин: от менее 900 м на Русском и Восточно-Мессояхском месторождениях (K_{2c} , пласты группы ПК) до глубин 3500 м и более на Пайяхском (K_{1v} , J_3), Тазовском (K_{1v}), Мессояхском (K_{1v}), Среднемессояхском (K_{1v}) и Мангазейском (J_3) месторождениях, на Туколандо-Вадинской (K_{1v} , J_{2b}) и Среднеяровской (K_{1v}) площадях.

Таблица 1

Представительность исследованной коллекции

№ на карте (рис. 1)	Месторождение, площадь	Количество исследованных проб			
		K_{1a-2c}	K_{1b-v}	J_3	J_{1-2}
10	Ванкорское	7	13		
7	Восточно-Мессояхское	4	3		1
3	Горчинская		1		
1	Дерябинское		1		
14	Заполярное		2		
4	Казанцевское		2		
11	Лодочное	2			
17	Мангазейское			1	
6	Мессояхское		1		
2	Пайяхское		3	1	
3	Пеляткинское		1		
15	Русское	2			
16	Русско-Реченское		1	1	
6	Северо-Ванкорская		1		
4	Среднемессояхская		1		
1	Среднеяровская		1		
8	Сузунское		3		
12	Тагульское	10			
13	Газовское	1	1	1	
5	Туколандо-Вадинская		1		1*
2	Турковская		2		
9	Южно-Мессояхское		1		
5	Южно-Соленинское		1		1

*проба конденсата

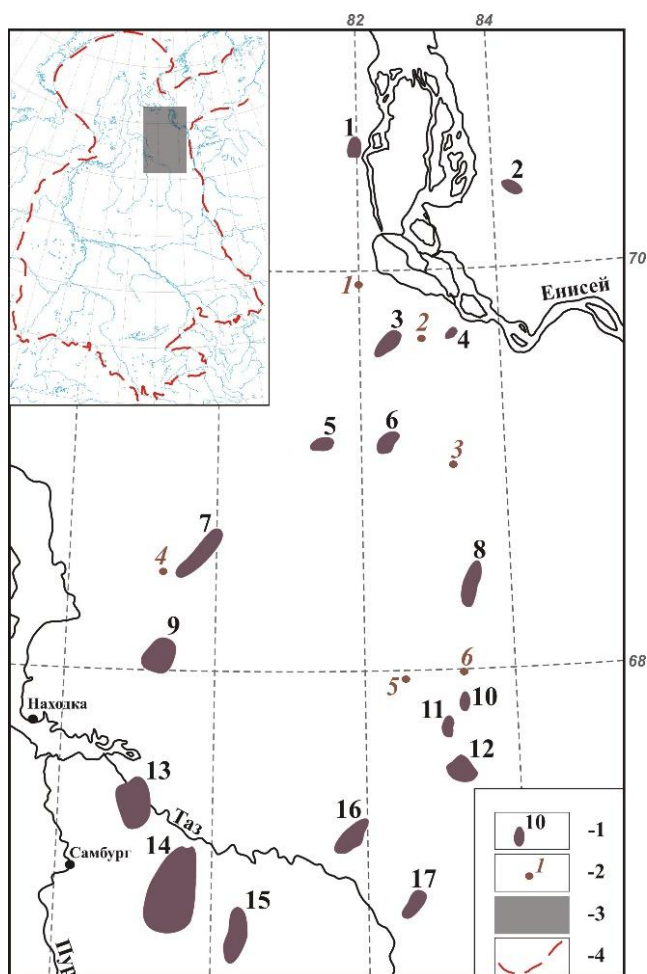


Рис. 1. Расположение месторождений (1) и площадей (2), на которых отобраны исследованные нефти и конденсат. Врезка: 3 – район исследования, 4 – граница Западно-Сибирского НГБ

В неглубоких апт-альб-сеноманских залежах (Ванкорский район, Восточно-Мессояхское, Русское и Тазовское месторождения) аккумулированы очень тяжелые нефти (916 кг/м^3 , в среднем при разбросе $866-988 \text{ кг/м}^3$). Плотности

нефтей из нижележащих меловых (берриас-валанжин) и юрских отложений значительно меньше (850 кг/ м^3 , в среднем при разбросе $808\text{-}886 \text{ кг/ м}^3$). В тяжелых нефтях ниже концентрации углеводородов (в среднем 85% мас. на нефть) и выше содержания смол и асфальтенов (в среднем 14 и $1,36 \%$ мас. на нефть соответственно) по сравнению с пробами меньшей плотности (в среднем $93, 7$ и $0,3 \%$ мас. на нефть соответственно). Содержание серы в большинстве исследованных проб не превышает $0,5 \%$, что указывает на субокислительные условия при накоплении нефтематеринского ОВ и незначительные количества сульфат-ионов – основного источника серы в ископаемом ОВ [6] – в придонных водах бассейна осадконакопления. Следует отметить, что в целом более обогащены серой нефти Ванкорского месторождения, а наименьшие ее концентрации ($<0,1 \%$) характерны для нефтей из юрских залежей. Содержания твердых парафинов в исследованных пробах невысоки ($\ll 10 \%$), за исключением одной турковской нефти (11%).

Значения $\delta^{13}\text{C}$ исследованных проб имеют широкий разброс. Однако значения более -29 ‰ (признак террагенного генезиса нефтематеринского РОВ) единичны, это характерно для конденсата Туколандо-Вадинской площади (J_{2b} , -25 ‰), нефтей Восточно-Мессояхского (J_{1p} , -26 ‰ ; K_{2c} , -27 ‰) и Ванкорского (K_{1a} , -28 ‰) месторождений и Горчинской площади (K_{1v} , -28 ‰).

По результатам газожидкостной хроматографии насыщенных фракций в исследованной коллекции выделилась группа нефтей, на хроматограммах которых наблюдается очень высокий «нафтенный горб», в них отсутствуют н-алканы и ациклические изопренаны или их концентрации очень низки, причем отношение н-алканы/ ациклические изопренаны значительно ниже (< 2) по сравнению с типовыми нефтями, в которых оно обычно $\gg 2$. Такое распределение алканов указывает на разную степень микробиального окисления этой группы проб [6], в которую попали все тяжелые, обогащенные смолисто-асфальтеновыми компонентами нефти из K_{1a-al} - K_{2c} залежей. Согласно информации, полученной методом хроматомасспектрометрии, биodeградация практически не сказалась на распределении стеранов и терпанов.

Геохимические показатели исследованных нефтей показывают, что они образовались из РОВ разных генетических типов. О преимущественно аквагенном источнике основной массы исследованных нефтей указывают низкие значения отношений $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}$ ($< 0,5$), $\text{TAR} ((n\text{-C}_{27} + n\text{-C}_{29} + n\text{-C}_{31})/(n\text{-C}_{15} + n\text{-C}_{17} + n\text{-C}_{19}) < 0,5)$, стераны $C_{29}/$ стераны $C_{27} \approx 1$, I_{tc} (трициклановый индекс $(2*(C_{19} + C_{20})/(C_{23} + C_{24} + C_{25} + C_{26}) < 1)$). Исключением являются единичные пробы из J_{1-3} залежей (Восточно-Мессояхское, Мангазейское и Соленинское месторождения, Туколандо-Вадинская площадь) и из K_1 отложений (Казанцевское, Южно-Соленинское и Сузунское месторождения, Турковская и Горчинская площади). Высокие значения отношений пристан/фитан ($> 1,5$), диастераны/регулярные стераны ($> 0,5$), диагопан/гопан C_{30} ($> 0,5$) и низкое – гомогопаны C_{35}/C_{34} ($\ll 1$) свидетельствуют об субокислительных условиях накопления нефтематеринского РОВ. Сравнительный анализ полученных генетических показателей позволяет подтвердить высказанные ранее заключения о нескольких источниках для

нефтей Ванкорского района [2], а также для залежей Мессояхской группы, Туколандо-Вадинской площади, Казанцевского, Пеляткинского и Пайяхского месторождений.

Показатели зрелости исследованных нефтей изменяются в узком диапазоне (коэффициенты нечетности CPI и OEP ≈ 1 ; разбросы: стераны $C_{29} \beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R - 2,4-5,8$; стераны $C_{29} 20S/20R - 0,6-1,1$; гомогопаны $C_{31} 22S/22R - 1,1-1,6$; гомогопаны $C_{31} 22S/22R - 1,2-2,5$) и указывают на уровень катагенетической преобразованности нефтематеринского РОВ, соответствующий главной зоне нефтеобразования.

Согласно опубликованной информации по распределению и геохимии РОВ, основными источниками для нефтяных скоплений в районе исследования являются обогащенные РОВ глинистые прослои в составе верхнеюрских яновстанской и гольчихинской, и нижнемеловой нижнехетской свит, достигшие главной зоны нефтеобразования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Кринин В.А., Ошмарин Р.А. Природа нефтей района Ванкорского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 3. - С. 12-17.
2. Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Нечитайло Г.С., Назарова Е.С., Мялкина Ю.А. Геохимия и генезис нефтей Ванкорского месторождения // Геология и геофизика. - 2009. - № 5. - С. 28-35
3. Ким Н.С., Родченко А.П. Гопановые углеводороды в битумоидах мезозойских отложений западной части Енисей-Хатанского регионального прогиба // Геология и геофизика. - 2016. - Т. 57 (в печати).
4. Ким Н.С., Родченко А.П. Органическая геохимия и нефтегенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатанского регионального прогиба // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - № 8. - С. 1236-1252.
5. Филипцов Ю.А., Давыдова И.В., Болдушевская Л.Н., Данилова В.П., Костырева Е.А., Фомин А.Н. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2006. - № 5-6. - С. 52-57
6. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide/ Second Edition. Volume II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History, Cambridge University Press, 2005 - 1155 p.

© Е. А. Фурсенко, 2016