Genetic Characteristics of Oils from the Orenburg and Saratov Deposits Based on the Results of Biomarker Studies

M.V. Zaharchenko* (Gubkin Russian State University of Oil and Gas), M.M. Lyushin (Gubkin Russian State University of Oil and Gas), A.S. Nefedova (Gubkin Russian State University of Oil and Gas), I.M. Salihova (Gubkin Russian State University of Oil and Gas)

SUMMARY

By results of researches the similarity of biomarker parameters of Saratov and Orenburg oils by origin and geological age is revealed. For most of the genetic parameters, the oil of the Orenburg field is of type A1, of marine origin, generated under reducing conditions; Oil is characterized by an elevated metal content. Petroleum of Saratov deposits is generated under sub-regenerative conditions in coastal-marine horizons; In them there are practically no metal-containing compounds.

Генетическая характеристика нефтей Оренбургских и Саратовских месторождений по результатам биомаркерных исследований

М.В. Захарченко* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), М.М. Люшин (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), А.С. Нефедова (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), И.М. Салихова (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина).

Исследования проведены при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках Задания № 5.2907.2017/ПЧ на выполнение научно-исследовательской работы по проектной части государственного задания в сфере научной деятельности.

Исследование нефти открытых месторождений на молекулярном уровне предоставляет информацию не только о ее генетическом типе, происхождении, относительном геологическом возрасте, уровне зрелости, но и сведения о генерирующих породах, определяющих их свойства, условиях осадконакопления, катагенезе ОВ материнских пород. Полученные сведения необходимы для разработки достоверных моделей процессов нефтеобразования. Современные методы анализа нефти и экстрактов нефтематеринских пород обеспечивают получение такой информации. Геологические и геохимические исследования изучаемой территории чаще всего базируются на методе программированного пиролиза методом Rock-Eval. В работе преследовалась цель получения характеристики продуктивных отложений указанного региона, содержащих сведения о происхождении, об относительном геологическом возрасте, стратиграфической приуроченности нефтематеринских пород, термической зрелости, условиях генерации, а также генетическая классификация нефтей месторождений Оренбурга и Саратова на основе анализа углеводородов-биомаркеров методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии.

Объектами геохимических исследований были 3 образца сырых нефтей для Оренбургских месторождений (Оренбургское, скв. 1028-2, Копанское, скв. 312, Царичанское, скв.189) и 4 образца сырых нефтей для Саратовских месторождений (Южно-Первомайское, скв. 26, Южно-Первомайское, скв. 27, Перелюбское, скв 9, Западно-Вишневское, скв. 6).

Задача исследования состояла в определении сходства и различия в молекулярном составе нефтей, обусловленные природой исходного ОВ, условиями его фоссилизации и степенью термической зрелости. В соответствии с полученными результатами по распределению н-алканов и изопренанов в нефти Оренбургской области (Рис. 1) представлена геохимическая характеристика нефти по н-алканам и изопренанам (Рис. 2). В таблице 1 и на рисунке 3 представлена геохимическая характеристика нефти по стеранам и терпанам продуктивных отложений с указанием их стратиграфических критериев и относительного геологического возраста.

Рисунок 1 Распределение н-алканов и изопренанов в нефтях месторождений: Оренбургское, Копанское, Царичанское.

Для характеристики алкановой фракции использовались геохимические коэффициенты – отношения концентраций углеводородов пристан/фитан, пристан/н-С17, фитан/н-С18 и других геохимических показателей. Значения этих параметров в той или иной мере обуславливаются различиями в фациально-генетических типах и зрелости нефтематеринского органического вещества (ОВ), а также биodeградации алканов нефтей в залежах. В частности, отношение пристан/фитан наиболее чётко реагирует на изменения фациально-генетического типа рассеянного ОВ (РОВ) пород и окислительно-восстановительные условия седиментогенеза и диагенеза РОВ. Как видно из рисунка 1 наблюдается мономодальное распределение н-алканов. Величина этих генетических показателей свидетельствует о том, что осадконакопление проходило в восстановительных условиях (Рис.2). Также необходимо отметить, что распределение этих показателей в нефти месторождения Царичанское отличается от двух других месторождений.

Рисунок 2 Геохимическая характеристика нефти Оренбургской области по n-алканам и изопренам.

Таблица 1 – Геохимическая характеристика нефти Оренбургской области по стеранам и терпанам (по данным ХМС)

Объект исследования	Регулярные стераны			K ¹ зр	K ² зр	диа/рег	
	C ₂₇ /C ₂₉	C ₂₈ /C ₂₉	C ₂₇ :C ₂₈ :C ₂₉				
I	0,69	0,35	34:17:49	0,53	0,81	0,18	
II	0,80	0,42	36:19:45	0,51	0,80	0,25	
III	0,80	0,42	36:19:45	0,51	0,81	0,12	
терпаны							
Объект исследования	Ts/Tm	Ts/Ts+Tm	Г ₂₉ /Г ₃₀	М ₃₀ /Г ₃₀	неоГ ₂₉ /Г ₂₉	27:29:30:31	Три/пента
I	0,50	0,33	1,04	0,10	0,19	15:30:29:26	0,57
II	1,04	0,51	0,95	0,14	0,45	22:26:27:25	1,09
III	0,19	0,16	1,06	0,11	0,15	14:30:29:27	0,60

I – месторождение Оренбургское, скв. 1028-2, 1928-1950 м, нижняя пермь, артинский ярус; II – месторождение Копанское, скв.312, 3215-3237 м, средний каменноугольный, башкирский ярус; III – месторождение Царичанское, скв.189, 3650-3730 м, девон, верхнефранский ярус.

Величина отношения диа/рег стеранов, то есть соотношение перегруппированных и регулярных стеранов, как известно, характеризует в основном различия в литологическом составе осадков и нефтематеринских пород, вмещающих нефтематеринское ОВ, реагируя на количество в них глинистых минералов-катализаторов процессов генерации УВ. По распределению стеранов C₂₇-C₂₉ можно сделать следующие выводы (таблица № 1, Рис. 3а): изученные нефти морского генезиса. Величина отношения диа/рег стеранов колеблется в пределах 0,12-0,25. Это отношение выше в нефти месторождения Копанское: 0,25 против 0,18 и 0,12 в нефтях месторождений Оренбургское и Царичанское, соответственно. Величины отношения диа/рег стеранов нефтей свидетельствуют о рождении нефтей в карбонатных нефтематеринских толщах, однако на этот параметр нефти месторождения Копанское оказывает влияние глинистый материал. Нефти месторождений Копанское и Царичанское, залегающие, соответственно, в каменноугольных и девонских отложениях, по величине

отношения регулярных стеранов C_{28}/C_{29} по Грандхаму соответствуют девонскому возрасту. По этому же показателю нефть Оренбургского месторождения соответствует не пермскому возрасту, а более древнему – ордовикскому.

Рисунок 3 Геохимическая характеристика нефти Оренбургской области а) по стеранам; б) по терпанам.

По терпановым параметрам (таблица 1, рисунок 3б) величина отношения адиантан/гопан колеблется в пределах 0,95-1,06, что соответствует нефти, генерированной в карбонатных толщах. Величина отношения Ts/Tm низкая, но эта величина в нефти месторождения Копанское (1,0) больше по сравнению с нефтью месторождений Оренбургское и Царичанское (0,50 и 0,19, соответственно). Аналогично, относительное содержание трициклических терпанов (хейлантанов) (величина отношения три/пента) в нефти месторождения Копанское больше, чем в нефтях месторождений Оренбургское и Царичанское (1,09 против 0,57 и 0,60, соответственно). По-видимому, в образовании нефти месторождения Копанское определенную роль сыграла глинистая составляющая. Величина Ts/Tm позволяет отнести Копанскую нефть к зрелым. Значение величины биомаркерного параметра степени изомеризации стерана $K^{13r} \sim 0,5$, соответствующая достижению состояния равновесия между эпимерами биологическими и геологическими [6], а также параметр ароматизации моноароматического стерана $K^{23r} \sim 0,8$, свидетельствуют о термической зрелости нефти, т.е. о степени катагенетической преобразованности ОВ породы в пределах нефтяного окна. Степень зрелости по коэффициенту Ts/Tm выше в нефти месторождения Копанское и составляет 1,04 против 0,50 и 0,19 в месторождениях Оренбургское и Царичанское. Иными словами, терпановые показатели приводят к аналогичным выводам, сделанными по алканам и стеранам. Анализ звездных диаграмм, изучаемой нефти, говорит об их возрастной и генетической близости.

На основании результатов биомаркерного исследования по углеводородам нефти месторождений: Оренбургское, Копанское, Царичанское и их физико-химических показателей можно сделать следующие выводы. Отнесение нефти Оренбургского месторождения произведено по следующим критериям: фитан/пристан < 1 ; сера 1,6%; коэффициент изопреноидности K_i 0,32; парафины 2,5 %; коэффициент нечетности n -алканов 0,99. Таким образом, по большинству генетических параметров, нефть Оренбургского месторождения относится к типу A^1 . Нефть Копанского месторождения, имеющая следующие параметры: фитан/пристан < 1 ; сера 0,9 %; коэффициент изопреноидности K_i 0,22; парафины 2,2 %; коэффициент нечетности n -алканов 1,0, также является типом A^1 . Близкие к этим критериям имеет нефть месторождения Царичанское (фитан/пристан < 1 ; сера 0,52 %; коэффициент изопреноидности K_i 0,63; парафины 2,16 %; коэффициент нечетности n -алканов 0,94) и представлена нефтью типа A^1 .

К типу A^1 относятся нефти морского происхождения, генерированные в восстановительных условиях; отличаются повышенным содержанием серы, полицикланов и изоалканов; фитан преобладает над пристаном, нефть смолистая с низким содержанием парафина. Для нефти этого типа свойственно высокое содержание порфиринов, среди которых доминируют ванадил порфириновые комплексы. Для выявления закономерности распределения генетического типа нефти проводилось сравнение нефтей Оренбургских и Саратовских месторождений,

приуроченных к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП). Нефти юго-западных месторождений ВУНГП имеют повышенные (более 0,3) величины отношения диа/рег стеранов, что свидетельствует о рождении нефтей в терригенных нефтематеринских толщах, содержащих большое количество глинистого материала. В целом, сравнение результатов генетической типизации нефтей юго-восточной и юго-западной части ВУНП, свидетельствуют в пользу схожести критериальных параметров по происхождению (близкое к морскому) и геологическому возрасту (палеозойские отложения). Для Оренбургских нефтей величина отношения генетического показателя Pr/Ph колеблется в пределах 0,67-0,83, что свидетельствует об осадконакоплении в восстановительных условиях и генерации УВ в морских толщах, тогда как образцы Саратовских нефтей по этому же показателю Pr/Ph 1,60-2,07 свидетельствуют о субвосстановительных условиях и генерации нефти в прибрежно-морских горизонтах.

Выводы

Наблюдается схожесть биомаркерных параметров Саратовских и Оренбургских нефтей по происхождению и геологическому возрасту. По большинству генетических параметров нефть Оренбургского месторождений относится к типу А¹, морского происхождения, генерированные в восстановительных условиях; нефть отличается повышенным содержанием металлов. Нефти Саратовских месторождений генерированы в субвосстановительных условиях в прибрежно-морских горизонтах; в них практически отсутствуют металлосодержащие соединения.

Библиография / References

1. Zaharchenko M.V., Lyushin M.M. Ocenka generacionnogo potenciala osadochnogo chekhla yuzhnoj chasti Predural'skogo progiba // Neft', gaz i biznes. - 2015. - №9 – S. 17-20
2. Guliev I.S., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. Fundamental challenges of the location of oil and gas in the South Caspian Basin // Doklady Earth Sciences. - Moscow, 2016. - V. 471, №1. – PP. 1109–1112.
3. V.Yu. Kerimov, A.L. Lapidus, N.Sh. Yandarbiev, E.M. Movsumzade, R.N. Mustaev Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia // Solid Fuel Chemistry, 2017, 51(2), 122-130
4. Kerimov V.Yu., Serikova U.S., Mustayev R.N., Guliyev I.S. Deep oil-and-gas content of South Caspian Basin // Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry. – Moscow, 2014. - №5. – PP. 39-42
5. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Senin B.V., Lavrenova E.A. Basin modeling tasks at different stages of geological exploration // Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry. – Moscow, 2015. - №4. – PP. 26-29.
6. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Yandarbiev N. Sh., Kozlova E.V. The shale hydrocarbons prospects in the low permeability khadum formation of the Pre-Caucasus // Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry. – Moscow, 2015. - №10. – PP. 50-53.
7. Kerimov V.Y., Gorbunov A.A., Lavrenova E.A., Osipov A.V. Models of hydrocarbon systems in the Russian Platform–Ural junction zone // Lithology and Mineral Resources. - Moscow, 2015. - V. 50, №5. – PP. 394-406.
8. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Mustayev R.N., Dmitrievskiy S.S. Thermobaric conditions of hydrocarbons accumulations formation in the low-permeability oil reservoirs of khadum suite of the Pre-Caucasus // Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry. – Moscow, 2016. - №2. – PP. 8-11.
9. Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Lavrenova E.A. The hydrocarbon potential of deep horizons in the south-eastern part of the Volga-Urals oil and gas province // Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry. – Moscow, 2014. - №4. – PP. 33-35.
10. V.Yu. Kerimov, R.N. Mustaev and A.V. Bondarev Evaluation of the Organic Carbon Content in the Low-Permeability Shale Formations (As in the Case of the Khadum Suite in the Ciscaucasia Region) // Oriental Journal of Chemistry. 2016. V.32. №6. pp.3235-3241.

11. Kerimov V. Yu., Mustaev R. N., Serikova U. S., Lavrenova E. A., Kruglyakova M. V. Hydrocarbon generation-accumulative system on the territory of Crimea Peninsula and adjacent Azov and Black Seas // Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry. – Moscow, 2015. – №3. – pp. 56-60
12. R. N. Mustaev Geochemical Environment of Oil and Gas Occurrences in the South-Caspian Basin Based on the Results of the Study of Mud Volcano Ejecta // Oriental Journal of Chemistry. 2017. V.33. №4.