

## ГЕНЕЗИС НЕФТЕЙ СЕВЕРНОГО ПРИКАСПИЯ

*Серебрякова Валентина Ивановна*, старший преподаватель

Астраханский инженерно-строительный институт  
414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 18  
E-mail: Geologi2007@yandex.ru

*Серебряков Олег Иванович*

доктор геолого-минералогических наук, профессор

Астраханский инженерно-строительный институт  
414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 18  
E-mail: Geologi2007@yandex.ru

В связи с активным освоением северной Каспийской морской акватории, значительную часть которой занимает южные регионы Прикаспийской впадины, геохимическое обоснование нефтематеринских комплексов в палеозойских подсолевых отложениях представляет научно-практический интерес для освещения перспектив геологоразведочных работ на нефть и газ в северных зонах Российского сектора Каспийской морской акватории. Комплекс геохимических исследований включает традиционную битуминологию (определение  $S_{org}$ , хлороформенного и петролейно-эфирного битумоидов), газожидкостную хроматографию, инфракрасную спектроскопию, а также пиролитические методы с использованием Рок-Эвал. В геохимии корреляция углеводородного состава нефти и битумоидов (органических веществ) считается одним из основных качественных методов выявления возможных источников нефтеобразования. Сравнительный анализ нафтенов позволяет выявить связи между нефтью и органическим веществом определенных нефтематеринских толщ и дифференцировать углеводородные флюиды на генетические типы. Детальное изучение и анализ битуминологических материалов и результатов пиролиза органического вещества пород позволяют диагностировать нефтематеринские отложения в разрезе подсолевых толщ. Во внешней зоне – это отложения живец-нижнефранского, турнейского и средне-верхнедевонского комплексов. В границах внутренней зоны к ним отнесены верхнедевонские и нижнепермские породы.

**Ключевые слова:** нефть, генезис, геохимия, Северный Прикаспий, битумоиды, породы

## GENESIS OF NORTH CASPIAN'S OIL

*Serebryakova Valentina I.*

Senior Lecturer

Astrakhan Institute of Civil Engineering  
18b Tatishchev st., Astrakhan, 414056, Russian Federation  
E-mail: Geologi2007@yandex.ru

*Serebryakov Oleg I.*

D. Sc. in Geology and Mineralogy

Professor

Astrakhan State University  
1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation  
E-mail: Geologi2007@yandex.ru

Due to the active development of the northern Caspian Sea area, which occupies a considerable part of the southern regions of the Caspian depression, geochemical rationale of source complexes in Paleozoic subsalt is scientific and practical interest for lighting prospects of exploration for oil and gas in the northern regions of the Russian sector of the Caspian Sea area. Complex geochemical studies include traditional bituminologiyu (determination of TOC, chloroform and petroleum ether-bitumens), gas chromatography, infrared spectroscopy, and pyrolytic methods using Rock Eval. In geochemistry correlation hydrocarbon composition of oils and bitumens (organic substances) is considered one of the main qualitative methods to identify possible sources of oil formation. Comparative analysis naphthides reveals the link between oil and organic matter of source of certain strata and hydrocarbon fluids to differentiate genetic types. A detailed study and analysis bituminologicheskikh materials and pyrolysis of organic matter can diagnose oil source rock sediments in the subsalt section. In the outer zone is a fat-nizhnefranskogo lives, Tournaisian and medium-verhnevizeyskogo complexes. Within the boundaries of the inner zone assigned to them Upper Devonian and Lower Permian rocks.

**Keywords:** oil, genesis, geochemistry, North Caspian Sea, bitumens, rocks

Подсолевые отложения обогащены органическим веществом (ОВ), которое отличается высокими значениями остаточного ( $S_2$ ) и нефтегенерационного потенциала (PP). Значения  $T_{max}$  соответствуют широкому диапазону главной зоны нефтеобразования, или "нефтяному окну". Данные сведения позволяют относить эти слои к классу средних и богатых нефтематеринских отложений (по классификации Тисс-Вельте) и свидетельствуют об их больших перспективах.

По генетическим особенностям (данные газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и инфракрасной спектроскопии (ИКС)) ОВ нижнепермских отложений характеризуются преобладанием сапропелевой составляющей, тогда как ОВ отложений верхнего девона и нижнего карбона имеет незначительную примесь гумусового материала.

Распределение концентраций n-алканов и изопреноидов нефтей широкого возрастного диапазона позволяет расчленить исследуемые флюиды на три геохимических типа.

К первому типу относятся нефти терригенного девона месторождения Кудино-Романовская зона поднятий). Они характеризуются более высоким содержанием n-алканов по сравнению с изопреноидными углеводородами, причем в области  $C_{15}-C_{21}$  отмечается значительное преобладание нечетных n-алканов. Отношение П/Ф составляет 1,3. Эти особенности углеводородного состава свидетельствуют, что нефть генетически связана с сапропелевой органикой водорослевого типа.

Во втором типе объединены нефти месторождений из отложений карбонатного девона – турне, близкие по характеру распределения углеводородов. Сходство нефти из верхнедевонских и турнейских отложений проявляется в близких значениях отношения П/Ф (1,3–1,4), преобладании легких n-алканов и изопреноидов над более высокомолекулярными углеводородами. Близки также и значения  $K_1$  (0,70–0,88). Отличие нефти этого типа от первого заключается в менее выраженной нечетности n-алканов в области  $C_{15}-C_{21}$ , более высоком содержании изопреноидных углеводородов по отношению к n-алканам. В них относительно высока концентрация нафтеновых углеводородов, а П/Ф приближается к 1,5. Таким образом, выявленные углеводородные отношения генетически связывают эту нефть с ОВ сапропелевого типа, но с примесью

гумусовой растительной органики. По-видимому, ОВ формировалось в условиях слабовосстановительной обстановки диагенеза.

К третьему типу отнесены нефти нижнепермских отложений. Существенное отличие этих нефтей от флюидов более древних комплексов нашло отражение в значениях  $\text{П/Ф}$  и  $K_{\text{неч}} < 1$ , повышенном содержании легких *n*-алканов и изопреноидов. Генетические показатели, а также преобладание нечетных *n*-алканов  $\text{C}_{13}$ ,  $\text{C}_{15}$  и  $\text{C}_{17}$  свидетельствуют о сапропелево-водорослевом типе исходного ОВ и восстановительных условиях его диагенеза.

Данные ИКС указывают также на наличие нескольких генетических типов нефти в палеозое. Так, в нефтях пермских отложений отсутствуют кислородсодержащие соединения, понижены концентрации три- и дизамещенных полиядерных и биядерных аренов, но повышено содержание алкановых углеводородов по отношению к нафтеновым. Это подтверждает выводы о разной исходной органике нефти пермского и позднедевон-раннекаменноугольного возраста. Первая имеет чисто сапропелевую природу исходной биомассы.

Нефти второго типа из-за высокого содержания пристана имеют кривые пикообразной формы, с четким максимумом в области изо- $\text{C}_{19}/\text{n-C}_{17}$ . А у нефти третьего типа кривые обладают более пологой ковшевидной конфигурацией. Кроме различий в формах кривых, имеются отличия и в численных оценках. Так, кривые, характеризующие нефть третьего типа, располагаются в области значений отношений *n*-алканов к изопреноидам 0,2–0,3, тогда как кривые нефти второго типа – в областях 0,5–0,9.

Характер распределения углеводородов нефти отложений нижней перми близок к рассеянным органическим веществам (РОВ) пород того же возраста. Это сходство особенно заметно проявляется у глубокопогруженных аргиллитов. Такая сопоставимость нефти и РОВ подтверждается сходством конфигурации кривых, имеющих как для нефти, так и для ОВ ковшевидный облик с двумя максимумами – в области отношений изо- $\text{C}_{20}/\text{n-C}_{18}$  и изо- $\text{C}_{15}/\text{n-C}_{14}$ . Нефть и ОВ близки и по таким генетическим показателям, как отношение  $\text{П/Ф}$ ,  $K_{\text{неч}}$  и др. Некоторое отличие проявляется при сопоставлении органического вещества доломитов (глубина 4500 м) с нефтью нижнепермских отложений.

Близость нефти и ОВ нижнепермских отложений отмечается и по данным ИКС. Так же как и нефть, ОВ отличается пониженными значениями тетра-, три- и дизамещенных аренов, но повышенными – *n*-алканов. Значения этих отношений меньше 0,5, что связано с сапропелевым типом исходного ОВ. Таким образом, в палеозойском этапе отложений геохимически обосновано наличие двух разных источников нефтеобразования – девон-каменноугольного и пермского. Оценка степени термической зрелости нафтидов дает необходимую информацию о генезисе нефти и ОВ пород различных литофациальных комплексов и ориентирует на прогноз фазового состояния углеводородов.

Нефти и ОВ терригенного девона попадают в область умеренной зрелости. При этом  $T_{\text{тах}}$ , варьируя в широком диапазоне, соответствует фазе генерации нефтегазоконденсатных и газоконденсатных систем. Битумоиды и нефть карбонатного девона – турне и терригенного визе, близкие между собой по углеводородному составу, характеризуются низкой зрелостью и по данным  $T_{\text{тах}}$  находятся в зоне нефтеобразования.

В зону высокой зрелости вошли нефти и ОВ терригенно-карбонатных нижнепермских отложений. Органическое вещество этих отложений доста-

точно дифференцировано и могло быть источником как нефтяных, так и нефтегазоконденсатных скоплений.

Флюиды залежей пластов франа, турне и визе попадают в зону слабого мезокатагенеза, т.е. нефтеобразования. Нефти пермских отложений, залегающие на значительно меньших гипсометрических отметках, соответствуют зоне сильного мезокатагенеза, т.е. генерации преимущественно газоконденсатных скоплений.

Таким образом, соответствие стадий катагенного изменения ОВ нефтематеринских отложений и скоплений углеводородных флюидов установлено практически для всех нефтегазоносных комплексов палеозоя. Вследствие этого принадлежность фазогенетических типов залежей к определенным нефтегазоносным комплексам отвечает стадийности катагенного преобразования ОВ в нефтематеринских свитах.

Генетические сопоставления и стадийность фазового состояния нафтидов дают основание полагать, что их залежи на изучаемой территории сингенетичны ОВ пород того же возраста и сформировались в результате процессов как вертикальной, так и латеральной миграции. Например, залежи нефти в нефтегазоносных комплексах терригенного девона, семилукско-турнейского и средне-верхневизейского комплексов можно считать сингенетичными, образовавшимися в результате преимущественно процессов локального перераспределения углеводородов между нефтематеринскими пластами и коллекторами. Нельзя отрицать и процессы вертикальной миграции между турнейским и визейским комплексами. Такой массоперенос углеводородов имел место, поскольку нефти этих комплексов генетически однотипны, при этом единая строго выдержанная покрывка отсутствует. В пределах данных комплексов месторождения углеводородных флюидов совмещаются в плане с залегающими здесь же нефтематеринскими свитами. Таким образом, для отложений семилукско-турнейского и визейского комплексов отмечается пространственное совпадение областей генерации углеводородов и зон нефтегазоаккумуляции.

#### Список литературы

1. Дунюшкин И. И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды : учебное пособие / И. И. Дунюшкин, И. Т. Мищенко, Е. И. Елисева. – Москва : Нефть и газ, 2004. – 448 с.
2. Зотов Г. А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г. А. Зотов, З. С. Алиев. – Москва : Недра, 1980. – 302 с.
3. Капников Ю. А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья / Ю. А. Капников, С. Г. Ашихмин. – Москва : Недра, 2007. – 467 с.
4. Лебедева М. А. Эндогенные и экзогенные деформации в зонах разломов по данным дифференциальной РСА – интерферометрии / М. А. Лебедева, В. А. Санькова, А. И. Захарова, Л. Н. Захаров // Зондирование земных покровов радарными с синтезированной апертурой : тезисы докладов российской конференции. – Улан-Удэ, 2010. – С. 65–71.
5. Серебряков О. И. Газогидрохимические критерии перспектив нефтегазоносности / О. И. Серебряков, Т. С. Смирнова, И. В. Быстрова, Е. Н. Лиманский // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2. – С. 144–153.
6. Серебряков О. И. Геохимический потенциал генерации углеводородов в Каспийском море / О. И. Серебряков, А. О. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2. – С. 168–175.
7. Серебряков О. И. Гидрогеохимические особенности девонских нефтегазоносных отложений северного обрамления Каспия / О. И. Серебряков, Л. Ф. Упивцева, О. А. Серебрякова, Я. Алмамедов // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 2. – С. 90–101.

8. Серебряков О. И. Исследования процессов геоэлектрической деструкции гомологов сероводорода / О. И. Серебряков и другие // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 1. – С. 19–25.
9. Серебряков О. И. Исследования процессов геоэлектрохимической деструкции гомологов сероводорода в геологической среде / О. И. Серебряков, Ю. И. Ахмедова // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 1. – С. 15–20.
10. Серебряков О.И. Нефтегазонасность Волго-Ахтубинского междуречья / О. И. Серебряков, Я. Л. Алмамаедов // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 3 (46). – С. 49–56.
11. Серебряков О. И. Оценка геоэкологического воздействия на объекты окружающей среды в районе нефтегазовых месторождений Каспийского шельфа / О. И. Серебряков, В. С. Мерчева, Т. С. Смирнова, В. И. Серебрякова, Р. Р. Исенбулатова // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 4 (47). – С. 81–88.
12. Серебряков О. И. Современные технологии обеззараживания питьевых вод взамен химически опасного жидкого хлора / О.И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 3 (46). – С. 123–126.
13. Серебряков О. И. Уточнение геологической модели и оптимизации геологоразведочных работ в Волго-Ахтубинском междуречье / О. И. Серебряков, А. Я. Л. Оглы, Д. К. Титов // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 4 (47). – С. 31–36.
14. Чудненко К. В. Термодинамическое моделирование в геохимии: теория, алгоритмы, программное обеспечение, приложения. – Новосибирск : ГЕО, 2010. – 287 с.
15. Элланский М. М. Повышение информативности геолого-геофизических методов изучения залежей нефти и газа при их поисках и разведке : учебное пособие / М. М. Элланский. – Москва : «Техника» группа ТУММ, 2003. – 112 с.

#### References

1. Dunyushkin I. I., Mishchenko I. T., Yeliseeva Ye. I. *Raschety fiziko-khimicheskikh svoystv plastovoy i promyslovooy nefiti i vody* [Calculations of physical and chemical properties of the reservoir and field of oil and water], Moscow, Neft i gaz Publ., 2004. 448 p.
2. Zotov G. A., Aliev Z. S. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* [Instructions complex research of gas and gas-condensate reservoirs and wells], Moscow, Nedra Publ., 1980. 302 p.
3. Kashnikov Yu. A., Ashikhmin S. G. *Mekhanika gornyykh porod pri razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodnogo syrya* [Rock mechanics in the development of hydrocarbon deposits], Moscow, Nedra Publ., 2007. 467 p.
4. Lebedeva M. A., Sankova V. A., Zakharova A. I., Zakharov L. N. Endogennye i ekzogennye deformatsii v zonakh razlomov po dannym differentsialnoy RSA – interferometrii [Endogenous and exogenous deformation in fault zones by differential SAR – interferometry]. *Zondirovanie zemnykh pokrovov radarami s sintezirovannoy aperturoy : tezisy dokladov rossiyskoy konferentsii* [Probing the Earth's surface by radar synthetic Aperture. Proceedings of the papers of the Russian conference], Ulan-Ude, 2010. pp. 65–71.
5. Serebryakov O. I., Smimova T. S., Bystrova I. V., Limanskiy Ye. N. Gazogidrokhimicheskie kriterii perspektiv neftegazonosnosti [Gaz and gidrochemical criteria petroleum prospects]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2011, no. 2, pp. 144–153.
6. Serebryakov O. I., Serebryakov A. O. Geokhimicheskiy potentsial generatsii uglevodorodov v Kaspiyskom more [Geochemical hydrocarbon generation potential of the Caspian Sea]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2011, no. 2, pp. 168–175.
7. Serebryakov O. I., Ushvtseva L. F., Serebryakova O. A., Almamedov Ya. Hidrogeokhimicheskie osobennosti devonskikh neftegazonosnykh otlozheniy severnogo obramleniya Kaspiya [Hydrogeochemical features of Devonian oil and gas deposits of the northern Caspian frame]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2012, no. 2, pp. 90–101.
8. Serebryakov O. I., et al. Issledovaniya protsessov geoelektricheskoy destruktssii gomologov serovodoroda [The geoelectric studies processes of degradation of hydrogen sulfide homologues]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2011, no. 1, pp. 19–25.
9. Serebryakov O. I., Akhmedova Yu. I. Issledovaniya protsessov geoelektrokhimicheskoy destruktssii gomologov serovodoroda v geologicheskoy srede [Research geoelectrochemical degradation processes homologues of hydrogen sulfide in the subsurface]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2011, no. 1, pp. 15–20.

10. Serebryakov O. I., Almamedov Ya. L. Neftegazonosnost Volgo-Akhtubinskogo mezhdurechya [Tectonic structure of the Volga-Akhtuba interfluve]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2012, no. 3 (46), pp. 49–56.
11. Serebryakov O. I., Mercheva V. S., Smirnova T. S., Serebryakova V. I., Isenbulatova R. R. Otsenka geoeologicheskogo vozdeystviya na obekty okruzhayushchey sredy v rayone neftegazovykh mestorozhdeniy Kaspiyskogo shelfa [Evaluation of Geocological Processes Acting on an Object within a Caspian Field Site]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2012, no.4 (47), pp. 81–88.
12. Serebryakov O. I. Sovremennye tekhnologii obezrazhivaniya pitevykh vod vzamen khimicheski opasnogo zhidkogo khloro [Modern drinking water disinfection technologies instead of chemical hazards of liquid chlorine]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2012, no. 3 (46), pp. 123–126.
13. Serebryakov O. I., A. Ya. L. Ogly, D. K. Titov Utochnenie geologicheskoy modeli i optimizatsii geologorazvedochnykh rabot v Volgo-Akhtubinskom mezhdureche [Specification of a Geological Model and Optimization of Prospecting Works in the Volga-Akhtubinsk Flood Plain]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2012, no. 4 (47), pp. 31–36.
14. Chudnenko K. V. *Termodinamicheskoe modelirovanie v geokhīmii: teoriya, algoritmy, programmnnoe obespechenie, prilozheniya* [Thermodynamic modeling in geochemistry: theory, algorithms, software, applications], Novosibirsk, GYeO Publ., 2010. 287 p.
15. Ellanskiy M. M. *Povyshenie informativnosti geologo-geofizicheskikh metodov izucheniya zalezhey nefi i gaza pri ikh poiskakh i razvedke* [More informative geological and geophysical methods to study oil and gas deposits in their prospecting and exploration], Moscow, «Tekhnika» gruppya TUMM Publ., 2003. 112 p.

## **НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЕ РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ: ПРЕИМУЩЕСТВА, ПРОБЛЕМЫ И СПОСОБЫ ИХ РЕШЕНИЯ**

*Савоськин Сергей Владимирович*, магистрант

Астраханский государственный университет  
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1  
E-mail: sergei-savoskin@mail.ru

*Шведова Ирина Николаевна*, старший преподаватель

Астраханский государственный университет  
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1  
E-mail: inshvedova@mail.ru

Способ наклонно-направленного бурения, в том числе и его разновидность – горизонтальное бурение, в настоящее время получает всё большее распространение в мире. Бурение таким способом во многих случаях имеет большие преимущества перед вертикальным бурением. Однако его применение связано с большими трудностями как в техническом и технологическом плане, так и в подготовке персонала. В настоящей статье рассматриваются основные проблемы, возникающие при наклонно-направленном бурении, а также способы их решения. Подробно описаны преимущества и недостатки бурения скважин этим методом в сравнении с методом вертикального бурения. В этом контексте рассматриваются проблемы экологии, экономический аспект подготовки и эксплуатации скважин. Описаны также приёмы цементирования скважин, особенности проведения цементажки и трудности, возникающие при этом. Дана оценка и рассмотрены аспекты проведения очистки ствола скважины. Затронуты проблемы эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП), которая является одним из ключевых моментов при бурении скважин и серьёзно влияет на безопасность проведения работ. Приводятся факторы, влияющие на