
References

1. Palamar' V.P., Popkov V.I., Rabinovich A.A. O vozmozhnosti otkrytija zon neftegazonakoplenija zhil'nogo tipa [About possibility of opening of zones of a neftegazonakopleniye of zhilny type]. *Doklady AN SSSR* [Reports of Academy of Sciences of the USSR], 1981, vol. 257, no. 4, pp. 968–970.
2. Palamar' V.P., Popkov V.I., Prazdnikov A.V., Rabinovich A.A. Prognozirovanie neftegazonosnosti i sovershenstvovanie metodiki poiskov i razvedki skoplenij uglevodorodov v nizkopronitsaemykh porodakh [Forecasting of a neftegazonosnost and improvement of a technique of searches and investigation of congestions of hydrocarbons in low-nontight breeds]. *Izvestija vuzov. Geologija i razvedka* [News of higher education institutions. Geology and investigation], 1985, no. 3, pp. 107–110.
3. Popkov V.I. Defluidizacija nedr i neftegazonosnost' glubo-kopogruzhennykh tolw [Defluidizatsiya of a subsoil and neftegazonosnost of glubo-kopogruzhenny thicknesses]. *Novye idei v geologii i geohimii nefti i gaza. Neftegazonosnye bassejny kak samorazvivajuwiesja nelinejnye sistemy* [New ideas in geology and oil and gas geochemistry. Oil-and-gas pools as spontaneous nonlinear systems]. Moscow: MSU, 1999, pp. 202–203.
4. Popkov V.I. Zhil'nye zalezhi uglevodorodov [Zhilnye of a deposit of hydrocarbons]. *Jekologicheskij vestnik nauchnykh centrov Chernomorskogo jekonomicheskogo sotrudnichestva* [Ecological messenger of scientific centers of the Black Sea economic cooperation], 2004, Prilozhenie, pp. 106–111.
5. Popkov V.I. Zhil'nye zony neftegazonakoplenija: uslovija obrazovaniya, stroeniya, metodika poiskov i razvedki [Zhilnye of a neftegazonakopleniye zone: conditions of education, structure, technique of searches and investigation]. *Genesis nefti i gaza* [Oil and gas genesis]. Moscow, 2004, pp. 63–72.
6. Popkov V.I. Neftegazonosnost' trewinno-razryvnykh zon [Neftegazonosnost of treshchinno-explosive zones]. *Vuzovskaja nauka – Severo-Kavkazskomu regionu* [The High school science – North Caucasian to the region]. Stavropol, 1999, pp. 206–207.
7. Popkov V.I. Rol' razlomov v formirovanii struktury i zon neftegazonakoplenija Juzhnogo Mangyshlaka [Role of breaks in formation of structure and zones of a neftegazonakopleniye of Youzhny Mangyshlaka]. *Trudy KazNIPIneft'* [Works of Kazakh Research and Design Institute of Oil and Gas], 1979, no. 4, pp. 64–66.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТИ И ГАЗА КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебрякова Валентина Ивановна, аспирант

Астраханский инженерно-строительный институт
414052, Россия, г. Астрахань, ул. Татищева, 18
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Переработка нефти и газа является сложнейшим геоэкологическим процессом, оказывающим мощное техногенное воздействие на окружающую среду и на природные углеводородные системы. Масштабы и направления геоэкологических процессов техногенеза являются следствием состава и свойств нефти и газа, поступающих на переработку и влияющих на промышленную технологию. Товарная продукция переработки нефти и газа, в свою очередь, представляет геоэкологическую опасность высокого класса. В связи с этим необходимы исследования всех этапов переработки нефти и газа.

Ключевые слова: геоэкология, технология, нефть, газ, Каспийское море.

GEOECOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL FEATURES OF OIL AND GAS CASPIAN

Serebryakov Andrei O., Senior Lecturer

Astrakhan State University
1 Shaumyan sq., Russia, Astrakhan, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Serebryakova Valentina I., Post-graduate student

Astrakhan Institute of Construction and Engineering
18 Tatishchev st., Astrakhan, Russia, 414056
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Oil and gas is the most complicated geoecological processes that provide a strong technological impact on the environment and natural hydrocarbon systems. The magnitude and direction of geoecological processes are the result of technogenic composition and properties of oil and gas entering the processing and impact on industrial technology. Commercial products of petroleum and natural gas, in turn, represents a danger geoheko-logicheskuyu high class. In this regard, research is required of all phases of oil and gas.

Key words: *Geoecology, Technology, Oil and Gas, the Caspian Sea.*

Активизация освоения нефтегазовых ресурсов Каспийского моря подтверждает прогнозы исследователей (Алекперов, 2009; Серебряков, 2010 и др.) о том, что запасы углеводородов в его акватории не уступают ресурсам Ближнего Востока. Открытие в начале XXI в. месторождений нефти и газа на Северном шельфе Каспийского моря может обеспечить создание на юге России крупнейшего Каспийского нефтегазодобывающего и перерабатывающего комплекса, способного в ближайшие 10–15 лет занять ведущее место в России по объемам годовой добычи газа на уровне 100 млрд м³ и 50 млн т нефти. В 2010 г. введено в разработку месторождение Корчагина с годовой добычей газа более 1 млрд м³ и до 8 млн т нефти. В 2014 г. добыча нефти начнется на месторождении Филановского, крупнейшем, открытом в РФ в постсоветское время, где запасы нефти достигают 220 млн т и газа – 140 млрд м³. Выявлены перспективные структуры Самарская, Широтная, «170 км», Центральная, Ялама-Самур и др. Северо-восточнее в акватории выявлен нефтяной гигант Кашаган (Казахстан), являющийся морским продолжением прибрежных нефтяных гигантов Тенгиз-Королевское.

В связи с открытием новых месторождений в Северном Каспии необходимы исследования состава новых нефтей, их физико-химических свойств и фракционного и группового углеводородного состава, влияющих на товарные свойства и направления переработки нефтей. Основными нефтеносными горизонтами в северной акватории Каспия являются неокомский и аптский ярусы нижнемелового возраста. Регион характеризуется недостаточной изученностью геологического строения и генерационного потенциала формирования месторождений.

XXI в. знаменуется началом крупномасштабного освоения нефтегазовых ресурсов Российского сектора Каспийского моря, в котором выделяются несколько этапов. Первый этап (до 1990 г.) можно именовать как «рыбопро-

мышленный», в этот период геологоразведочные работы в северной акватории были запрещены («Черная икра – дорожке черного золота»). Второй этап с наступлением рыночной экономики характеризуется активным обобщением морских научных исследований и обусловлен тенденциями на мировом нефтегазовом рынке. Третий этап с начала XXI в. знаменуется выходом геологоразведочных работ в северную акваторию.

Составы газов продуктивных неокомских, аптских и альбских горизонтов новых месторождений Северного Каспия различаются между собой незначительно (табл. 1, рис. 1). Газы представлены в основном метаном в количестве 83–86 % моль. Содержание остальных компонентов распределилось соответственно (моль): этана до 7,8 %, пропана до 2,6 %, бутанов до 1,2 %, пентанов до 0,7 %. Сероводород и водород в газах отсутствуют.

Таблица 1

Геоэкологический состав и свойства газов новых месторождений Каспийского моря

Компоненты	Продуктивный горизонт			
	Неокомский		Альбский	
	масс.%	мол.%	масс.%	мол.%
Гелий	0,007	0,033	0,007	0,033
Углекислый газ	0,405	0,18	0,148	0,068
Азот	4,21	2,88	4,089	2,957
Метан	71,24	85,16	65,865	83,160
Этан	11,21	7,15	11,682	7,869
Пропан	6,09	2,64	5,630	2,586
Изо-бутан	1,29	0,43	1,630	0,568
Н-бутан	2,18	0,72	2,597	0,905
Изо-пентан	0,92	0,25	1,186	0,333
Н-пентан	0,87	0,23	1,218	0,342
C ₆	0,81	0,19	1,501	0,362
C ₇	0,54	0,11	1,483	0,313
C ₈	0,21	0,04	1,548	0,293
C ₉	0,02	0,002	0,484	0,081
C ₁₀	0,002	0,000	0,931	0,130
Всего	100,00	100,00	100,00	100,00
Плотность при 20 °С, кг/м	0,799		0,847	
Относительная плотность газа	0,663		0,670	
Молярная масса	19,18		20,25	

Распределение газовых компонентов промышленных залежей по значениям $\delta^{13}\text{C}$ подтверждает их утяжеление с увеличением числа атомов углерода и уменьшением их содержания в газовой среде. Характеристика газовых компонентов $\delta^{13}\text{C}_{\text{метан}}$ и $\delta^{13}\text{C}_{\text{этан}}$ подтверждает, что газы генерированы в условиях высокого геотермического воздействия, при которых происходит генерация преимущественного сухого газа (рис. 1).

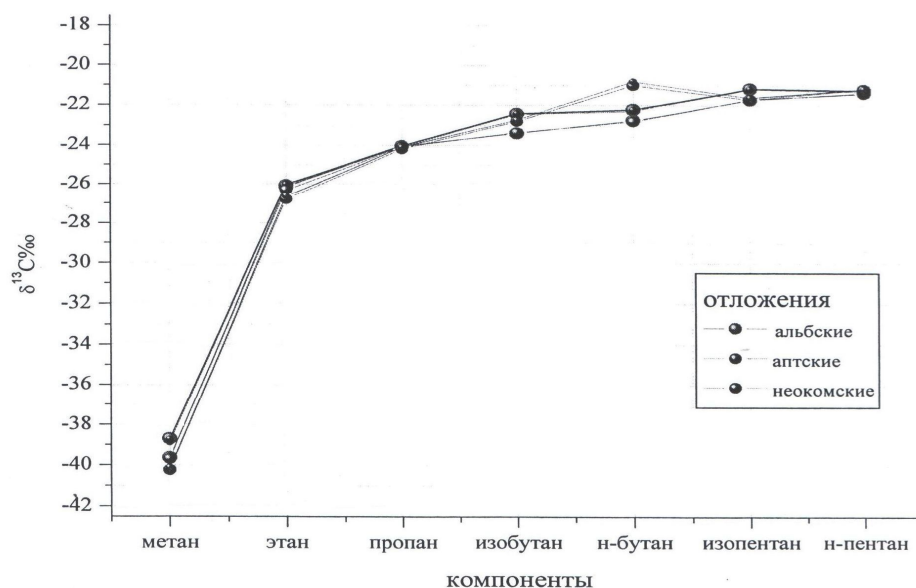


Рис. 1. Геоэкологическая характеристика газов новых месторождений Каспийского моря

Локализация значений газа продуктивных отложений подтверждает высокотермическое воздействие на ОВ в процессе генерации УВ. Составы газов соответствуют промежуточной области термогенерации между II и III типами. Таким образом, зона морских газов соответствует стадии катагенетической преобразованности ОВ, отвечающей геотермическому воздействию в пределах 225 °С, что соответствует стадии АК (рис. 2). В составе газов метаны бактериального происхождения (зоны диагенеза), а также других зон генерации отсутствуют. Это свидетельствует о приуроченности газов продуктивных отложений к единой генерационной зоне. Высокая геотермическая зрелость катагенной зоны генерации УВ, не соответствующей термобарическим условиям залегания продуктивных пластов, подтверждает миграционный характер газов продуктивных залежей. Идентичность концентрационного и изотопного газового состава, исключая присутствие в нем метана других зон генерации, а также высокие объемы накопления в залежах, указывает на масштабность процессов миграции и аккумуляции в Северном Каспии (табл. 2).

Геохимические исследования подтверждают, что газовые смеси залежей Северного Каспия являются результатом нескольких процессов генерации УВ. Органическое вещество (ОВ) осадочных пород Каспия, генерирующее в морских недрах широкий спектр углеводородов, представляет собой остатки земных и морских организмов.

Таблица 2

Геоэкологическая характеристика газов, нефтей и пластовых вод новых месторождений Каспийского моря

Геологический разрез, место отбора, возраст отложений	CO ₂ %	CH ₄ %	N ₂ + редкие	Геохимическая зональность
Тюлений, Q _{IV}	0,86	92,94	6,20	Растительные остатки
Азау, hv, nk	0,5	98,0	1,5	Биомассовая, ДГ
Ракушечное, Широтное, Филановское, Сарматское, Хвалынское, hv, hz	1,0	98,0	1,0	Биомассовая, ДГ
Ракушечное, K ₁ alb, глубина = 1311 м, T _{пл} = 65 °С	0,45	76,0 C _{5+В} < 3	3,9	Протокатагенез, ПК ₁ + ПК ₂ , зона сухих газов
Филановское, Каспийское K ₁ ap	0,40	71,0 C _{5+В} > 5	4,2	Протокатагенез, ПК ₃ + M ₁ , зона сухих газов + ТУ
Ракушечное, Широтное K ₁ ps	Нефть: ρ = 810 кг/м ³ , η(20 °С) = 7,8 сст, НК = 52 °С, T _{пл} = 70 °С			Протокатагенез, ПК ₃ + МК ₁ , зона нефтей вязких + газовые шапки
Ракушечное, J ₁ Филановское	Нефть: ρ = 810 кг/м ³ , η(20 °С) = 6,0 сст НК = 49 °С, T _{пл} = 75 °С			Мезокатагенез, МК ₂ + МК ₃ , зона вязких нефтей
Ракушечное, J ₁ Каспийское	Нефть: ρ = 801 кг/м ³ , η(20 °С) = 5,0 сст НК = 49 °С, T _{пл} = 80 °С			Мезокатагенез, МК ₄ + АК ₁ , зона легких нефтей, жирных газов, газоконденсата
Ракушечное, J ₂ ВНК = 1467 м	Пластовая вода: тип-ХК, ρ = 1060 кг/м ³ M = 81 г/дм			Мезокатагенез

По соотношению Н/С и О/С морское ОВ (кероген) разделяется на четыре типа: тип I – водорослевый, II – планктонный, III – земной (высшая растительность), IV – тип организмов. Генерация углеводородов из материнских пород зависит от типа органического вещества и геотермических условий. По Н.Б. Вассоевичу (1960), промышленные нефтяные залежи связаны с сапропелевым типом органического вещества (I и II), тогда как основная газовая среда формируется за счет гуминового типа (III и IV). Первичное накопление углеводородного газа из органического вещества гуминового типа (III + IV) отличается от сапропелевого типа (I и II). Процессы созревания сапропелевого ОВ сопровождаются существенным образованием углеводородов C₅₊ (Hant, 1996), гуминовый же тип ОВ приводит к образованию значительного количества метановых и C₂₊ компонентов. На низких (начальных) стадиях термической зрелости генерируется в основном CO₂.

В приповерхностных условиях генерируются в основном бактериальные метаны, образующиеся в неглубоких морских и пресноводных водоемах в результате бактериального ацетатного брожения биологического вещества (Stahl, 1974; Whiticar и др., 1986; Whitchal, 1986, 1999). Анаэробные процессы проявляются в придонных водоносных слоях и мелких подповерхностных отложениях с тепловым режимом до 70 °С (Вассоевич, 1960), хотя есть исследования о генерации биогенного газа при высоких температурах (110 °С) и давлениях (Whiticar, 1992). Присутствие биогенного газа в составе газовых залежей отмечается в ряде крупных нефтяных месторождений (Whiticar, 1994). Происхождение газа примерно в 20 % крупных газовых месторождений в мире связано с микробактериальными процессами (Rice и Claypool, 1981; Berner, 1992).

Важнейшие процессы генерации газа в недрах обусловлены геотермическим катагенным воздействием на кероген и сырую нефть (Вассоевич, 1960). Катагенные газы содержат, кроме метана, более высокие его гомологи (C_2 , C_3 , C_4 , C_5). Такие газы называются «жирными» и являются главным продуктом преобразования ОВ на основной стадии генерации нефти (между 70 и 150 °С, с пиковой генерацией +120 °С) (Hant, 1996). Основным источником их генерации являются I и II типы органического вещества, максимально генерирующие жирные компоненты в области основной генерации нефти (Tissot и Welte, 1978; Hunt, 1996). «Жирные» газы в ограниченном количестве могут также генерироваться из гуминового (III) типа ОВ. Сухой же катагенный газ может быть генерирован всеми типами керогена в области температур 150–200 °С и выше (Stahl, 1977; Schoell, 1983; Hant, 1996; Whitical, 1999). В этой термической области закономерно снижается «жирность» газов с доминированием в них метана (рис. 2).

В каспийских залежах отмечены газовые смеси, представленные несколькими источниками генерации, так как состав газовых смесей претерпевал вторичные преобразования за счет микробиологического воздействия, первичных и вторичных миграционных процессов.

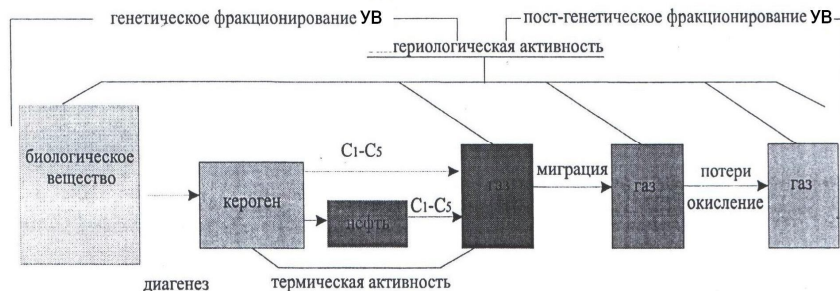


Рис. 2. Природные геоэкологические факторы, влияющие на молекулярный состав углеводородов месторождений Каспийского моря (по Prinzofe, Huc, 1995)

После генерации углеводородов в материнских породах в процессе их первичной и вторичной миграции и аккумуляции в морских залежах природные газы подвергались процессам постгенетического фракционирования. При этих процессах геохимические исследования подтверждают существенные системные и композиционные изменения углеводородных смесей различных типов.

На постгенерационной стадии смеси УВ из многих компонентов разных этапов генерации разбавляются метаном бактериального или гуминового типа органического вещества. Биологический распад компонентов природного газа за счет их бактериального преобразования и окисления приводит к изменению состава УВ (James, Burns, 1984). Фракционное разделение состава УВ-смесей при их миграции в пористой среде осуществляется в процессе физической миграции смеси УВ-компонентов из разных зон их генерации к современным зонам накопления. Мигрирующие в пластах УВ подвержены «хроматографическому» эффекту, ведущему к изменениям их состава в сторону увеличения ароматичности и низкомолекулярных соединений. В процессе миграции газы могут быть полностью лишены углеводородов C_{2+} .

Формирование альбских, аптских и неокомских газовых залежей, соответствующих стадии преобразованности АК, в пределах месторождения над юр-

скими нефтяными залежами, имеющих стадию МК₂₋₃, осуществлялось в процессе сложных контактов газовых углеводородов с нижележащими нефтяными залежами с образованием промежуточных залежей углеводородных систем. Их состав определялся как первичным составом нефти и газа, так и термодинамическими условиями вмещающих пластов. На конечных процессах миграции в породы юры, неокома, апта и альба происходили периодические хроматографические разгрузки сложных УВ-систем на газовую и нефтяную составляющие с образованием соответствующих газовых и нефтяных залежей.

Работа выполнена в рамках ГК 14.В37.21.0586 ФЦП РФ.

Список литературы

1. Серебряков А. О. Геоэкологические и геоморфологические условия Каспийского моря / А. О. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 2. – С. 110–115.
2. Серебряков А. О. Экологические и геохимические технологии оценки нефтегазонасности / А. О. Серебряков, Т. С. Смирнова, В. И. Серебрякова. – LAMBERT, 2012. – 156 с.

References

1. Serebrjakov A.O. Geojekologicheskie i geomorfologicheskie uslovija kaspijskogo morja [Geocological and geomorphological conditions of the Caspian Sea]. *Geologija, geografija i global'naja jenergija* [Geology, geography and global energy], 2012, no. 2, pp. 110–115.
2. Serebrjakov A.O., Smirnova T.S., Serebrjakova V.I. *Jekologicheskie i geohimicheskie tehnologii ocenki neftegazonosnosti* [Ecological and geochemical technologies of an assessment of a neftegazonosnost]. LAMBERT, 2012, 156 p.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ВОЛГО-АХТУБИНСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Алмамедов Ялчин Лачин-оглы, аспирант

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

В пределах рассматриваемого региона, включающего в себя юго-западную часть докембрийской Русской и север эпигерцинской Скифской платформ, длительное время проводятся геофизические исследования и поисково-разведочное бурение для уточнения строения фундамента и комплексов осадочного чехла.

Ключевые слова: *тектоника, строение, междуречье, фундамент, структура.*

TECTONIC STRUCTURE OF THE VOLGA-AKHTUBA INTERFLUVE

Almamedov Yalchin L.O., Post-graduate student

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Within the study area, which includes the southwestern part of the Precambrian of the Russian and North Epihercynian Scythian platforms for a long time conducted geophysical surveys and exploratory drilling to clarify the structure of the complexes of the basement and sedimentary cover.

Key words: *Tectonics, Structure, Between two rivers, the Foundation of the structure.*