

14. Popkov V.I. Tektonicheskaia pozicija Kerchensko-Tamanskih grjazevykh vulkanov [Tectonic position of Kerch Tamanskikh of mud volcanoes]. *Degazacija Zemli; geodinamika, fljuidy, neft', gaz i ih paragenezu* [Earth Decontamination; geodynamics, fluids, oil, gas and them parageneziss]. Moscow: GEOS, 2008.

15. Semenenko N.P. Geohimicheskaja kislorodno-vodorodnaja model' Zemli [Geochemical oxygen-hydrogen model of Earth]. *Kontinental'naja kora* [Continental bark]. Kiev: Naukova dumka, 1975.

16. Shnjukov E.F., Starostenko V.I., Kobolev V.P. K voprosu o gazogidratnosti dannyh otlozhenij Chernogo morja [K voprosu o gazogidratnosti dannyh otlozhenij Chernogo morja]. *Geodinamika, tektonika i fljuidodinamika neftegazonosnykh rajonov Ukrainy* [Geodynamics, tectonics and флюидодинамика oil-and-gas regions of Ukraine]. Simferopol, 2007.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА, СВОЙСТВ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕЙ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Серебряков Алексей Олегович, доктор геолого-минералогических наук, профессор

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

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: Geologi2007@yandex.ru

Для прогнозирования свойств углеводородов на новых морских разведочных площадях и оптимизации направления поисков, разведки и освоения новых морских месторождений и технологии переработки новых нефтей необходимо обобщение знаний особенностей геохимического состава и товарных свойств нефтей, газа и конденсатов на разведанных и эксплуатируемых месторождениях.

Ключевые слова: углеводороды, поиски и разведка, Азербайджанская акватория, морские месторождения.

COMPOSITION, PROPERTIES AND PROCESSING OF OIL AZERBAIJAN CASPIAN SEA

Serebryakov Alexei O., D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor

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

Serebryakov Andrei O., Senior Lecturer

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

To predict the properties of hydrocarbons on new offshore exploration areas and optimize the direction of prospecting, exploration and development of new offshore fields, and new technologies for processing of oil necessary to generalize the knowledge of the geochemical characteristics and product properties of oil, gas and condensates in the fields explored and exploited.

Key words: *Hydrocarbon prospecting and exploration, the Azerbaijani water area, Offshore fields.*

Наиболее освоенными нефтегазоносными зонами акватории Каспийского моря является юго-западный Каспийский шельф Азербайджана (Али-Заде А.А., Алиханов Э.Н., Алиев А.Г., Баба-Заде Б.К., Бакиров А.А., Геодекян А.А., Мелик-Пашаев В.С., Саркисян Б.М. и мн. др.).

Юго-Западная акватория Каспийского моря изучается с давних времен. Нефти акватории Бакинского архипелага относятся главным образом к нефтям нефтеносного основания и являются молодыми кайнозойскими – по А.Ф. Добрянскому (1948), кайнотипными – по А.А. Карцеву (1951), их можно отнести к типу Б – по А.А. Петрову (1974). Они малосернистые и масляные. Наряду с этим преобладающим типом в ряде месторождений являются нефти нефтено-метановые, метано-нефтеносные и метановые. Разнообразие характеристик нефтей наиболее отчетливо проявляется при сопоставлении их физико-химических свойств. Нефти морских месторождений о. Песчаный, Бахар, 28 Апреля и других характеризуются восстановленным характером. На месторождении Сангачаглы изменения компонентного состава нефтей выражены главным образом колебаниями количества масел в очень широких пределах (табл. 1) (Баба-Заде, 1960; Справочник, 75 и др.).

Нефти месторождения Дуванный-море по сравнению с нефтями Сангачалы-море характеризуются повышенной восстановленностью. С увеличением глубины залегания степень их восстановленности возрастает, которая при дальнейшем погружении продуктивного горизонта резко снижается. С гипсометрической глубиной степень восстановленности нефтей увеличивается как следствие влияния термokatалитических процессов, на глубинах около 3 км и более нефти становятся более превращенными и восстановленными. При этом наиболее глубоко залегающие нефти имеют более восстановленный характер (Багир-Заде, 1968; Геодекян, 1963; Справочник, 75 и др.).

Содержание смолистых компонентов в нефтях распределяется на месторождении Сангачалы-море 7,4–13,7 %, Дуванный-море 6,4–10,8 %, о. Булла 11,13 %. При погружении пластов на месторождениях отмечается тенденция к уменьшению смол в нефтях, хотя в целом колебания смолистости нефтей с увеличением глубины их залегания происходят неравномерно. Зависимости распределения нефтей по содержанию силикагелевых смол определяют характер распределения нефтей различной плотности. Важнейшей характеристикой нефтей является групповой углеводородный состав их легкой и отбензиненной фракции (Алиханов, 1966; Справочник, 75 и др.).

Таблица 1

Характеристика нефтей Юго-Западного Прикаспия

№ скв.	Глубина, м	Плотность, кг/м ³	Кислотное число, мг КОН	Вязкость по Энглери, °Е	Коксуемость, %	Зольность, %	Содержание серы, %
153	4135–4118	–	0,32	1,48	1,835	0,10	0,171
164	4380–4326	883,9	0,18	1,44	2,183	0,03	0,413
520	5010–4913	872,3	0,28	1,24	1,931	0,03	0,356
310	3061–3043	899,3	0,36	1,22	1,636	0,08	0,385
272	3673–3613	888,5	0,24	1,48	1,764	0,03	0,293
305	3680–3634	884,3	0,31	1,28	1,499	0,03	0,302
224	3719–3074	000,0	0,19	1,40	1,874	0,14	0,122
115	3759–3739	883,2	0,30	1,28	1,505	0,17	0,159
353	3860–3826	891,4	0,30	1,40	2,059	0,02	0,424
402	4052–3999	879,3	0,24	1,34	1,605	0,08	0,431
347	4305–4256	890,9	0,30	1,24	1,205	0,09	0,381
332	4460–4393	911,0	0,18	1,28	1,824	0,10	0,172
240	4465–4397	878,3	–	1,26	1,697	0,14	0,404
245	4594–4548	900,1	0,48	1,32	1,610	0,08	0,243
333	4631–4577	899,1	0,30	1,28	1,516	0,01	0,326
239	4827–4774	900,8	0,24	1,28	1,464	0,06	0,418
532	5190–5110	858,2	0,21	1,26	–	0,14	0,392
65	3842–3815	–	0,06	0,81	1,454	0,14	0,361

Массовое содержание	Асфальтены, %	Силикагелевые смолы, %	Масла, %	Парафины, %	Отношение азота к коксу	Распределение общего азота, %		
						Асфальтены	Силикагелевые смолы	Масла
0,323	0,870	8,560	41,236	0,044	0,17	0,353	1,038	1,853
0,256	1,035	9,750	40,076	0,083	0,11	0,402	1,222	0,758
0,228	0,966	9,076	44,614	0,311	0,11	0,421	1,028	0,584
0,281	0,953	6,034	40,984	0,373	0,11	0,531	1,078	0,750
0,279	1,027	4,920	49,354	1,129	0,11	0,565	1,155	0,605
0,231	0,751	5,270	46,960	0,059	0,23	0,458	1,238	0,582
0,354	1,065	5,560	40,700	0,097	0,21	0,723	0,980	0,783
0,400	1,016	6,246	46,162	0,073	0,08	0,631	0,919	0,801
0,130	1,247	6,066	42,048	0,033	0,14	0,458	1,023	0,530
0,308	0,997	6,144	41,920	0,065	0,17	0,484	1,274	0,834
0,288	1,081	9,204	37,016	0,026	0,07	0,533	1,126	0,653
0,036	1,168	–	40,060	0,245	0,10	0,507	–	–
0,198	0,797	4,880	48,750	–	0,10	0,701	1,302	0,596
0,310	1,417	5,780	40,616	0,042	0,18	0,575	1,227	0,613
–	1,097	6,670	32,764	–	–	–	–	–
0,201	1,220	6,260	37,046	–	0,13	0,633	1,990	0,496
0,235	1,162	6,940	40,600	–	0,16	0,553	1,035	0,530
0,228	0,228	6,136	43,958	–	0,15	0,624	1,082	0,540

Таблица 2

Состав морских нефтей Юго-Западного Каспия

Месторождение	Массовое содержание азота, %	Коксуемость, %	Отношение азота к коксу
Нефтяные камни			
Грязевая сопка	0,16	2,23	0,071
Артем-море (смолистая нефть)	0,21	2,60	0,080
Артем-море (парафинистая нефть)	0,34	3,83	0,088
Артем-море (парафинистая нефть)	0,20	2,43	0,081
Гюргяны море	0,20	2,31	0,086
о. Песчаный	0,18	1,38	0,120
Сангачалы-море	0,27	1,98	0,136
Дуваный-море	0,23	1,64	0,140

Общим для морских нефтей Юго-Западного Каспия является преобладание метановых углеводородов в групповом составе их легких и высококипящих фракций. Содержание метановых углеводородов в легкой части нефтей уменьшается по погружению пластов от 67 до 53 % на контакте нефтяных залежей с пластовыми водами. Содержание нафтеновых углеводородов возрастает от 12–14 до 35 %. Количество легких ароматических веществ довольно высокое (12–21 %), оно несколько уменьшается в нефтях горизонтов меньшей глубины залегания. В целом в групповом углеводородном составе низкокипящей части нефтей содержание метановых углеводородов изменяется от 48 до 64 %, закономерно возрастая с увеличением гипсометрической глубины. Содержание нафтеновых углеводородов при этом значительно уменьшается (от 34 до 16 %). Количество легких ароматических изменяется в очень небольшом диапазоне (18–21 %). Нефти месторождения Дуваный-море содержат 27–38 % нафтеновых углеводородов и 9–15 % ароматических (Багир-заде, 1968; Бакиров, 1955; Справочник, 75 и др.).

Нефти Апшеронского архипелага относятся к метано(парафино)-нафтеновым и нафтенно-метановым (парафиновым). Содержание парафиновых углеводородов в бензинах – 37–75 % и в лигроинах – 28–55 %, нафтеновых соответственно – 24–61 и 35–67 %, ароматических – 1,5–6,7 и 3,3–21 %. С повышением температуры кипения содержание ароматических углеводородов во фракциях возрастает. Во фракциях нефти месторождения Грязевая Сопка, выкипающих до 150 °С, содержание ароматических углеводородов достигает 2 %, во фракциях от 150 до 200 °С – 6 %. С повышением температуры до 250 °С содержание ароматических углеводородов достигает 22 %, а в высококипящих фракциях (340–350 °С) составляет уже 50 %. В начальных фракциях нефтей месторождения Нефтяные Камни ароматических углеводородов больше, а в конечных меньше, чем в соответствующих фракциях нефти месторождения Грязевая Сопка (табл. 4) (Багир-Заде, 1968; Баба-Заде, 1960; Справочник, 75 и др.).

Нафтеновых углеводородов в нефтях месторождения Грязевая Сопка намного больше, чем в нефтях месторождения Нефтяные Камни. В бензиновой фракции нефти месторождения Грязевая Сопка содержание нафтеновых углеводородов составляет 71 %, а затем постепенно снижается до 30 % в высококипящих фракциях. Во фракциях нефти месторождения Нефтяные Камни

содержание нефтяных углеводородов в бензиновой фракции равно 67 %, затем оно уменьшается и в высококипящих фракциях составляет только 25 % (Багир-Заде, 1988 и др.).

Таблица 3

Технологическая характеристика нефтей морских месторождений Юго-Западного Каспия

Место-рождение	№ скв.	Глубина, м	Плотность, кг/м ³	Фракционный состав, %		Азот, %	Сера, %	Силика-гелевые смолы, %
				до 200 °С	до 300 °С			
о. Песчаный	58	3401–3417	881,9	10,5	30,0	0,176	0,135	6,86
	11	3405–3411	872,3	13,0	35,0	–	0,149	7,29
Бахар	8	4476–4506	856,3	13,0	32,0	0,0052	0,317	4,94
Им. 28 Ап-реля	4	3423–3455	860,0	25,0	49,0	–	–	–
	6	3442–3483	856,2	18,0	41,0	–	–	13,05
Сангачалы-море	135	3713–3776	865,3	18,0	37,0	0,043	0,146	13,69
	53	4030–4044	873,5	16,0	36,0	0,079	0,107	8,05
	146	4752–4782	874,3	21,0	41,0	0,094	0,127	9,54
	520	4943–5010	872,5	17,0	36,0	–	0,123	7,37
Дуваный-море	512	5216–5240	861,4	19,0	36,0	0,041	0,161	8,72
	57	3878–3900	884,1	8,0	29,0	0,082	0,145	8,75
	104	4158–4175	868,9	17,0	37,0	0,054	0,138	10,63
	71	4662–4678	868,6	14,0	32,0	0,064	0,366	10,82
о. Булла	81	4920–4936	870,0	17,0	38,0	0,090	0,332	10,65
	511	5040–5056	860,0	16,0	35,0	0,050	0,148	6,46
	506	3957–3987	875,1	9,0	28,0	–	0,358	11,13

Таблица 4

Состав нефтей морских месторождений Юго-Западного Каспия

Месторожде-ния	Глубина, м	Плотность, кг/м ³	Вязкость при 20 °С, мм	Температура застывания, °С	Содержание, %				Выход фракций (по ИТК), %	
					Серы	Смол	Асфаль-тенов	Пара-фина	До 200 °С	До 360 °С
Нефтяные камни	2600–700	884–887	20,8–29,8	–20	0,16–0,21	10,0–12,0	0,10–0,58	0,30–1,0/51/	10–20	42–52
Грязевая сопка	1100–500	922–917	114–154,3	–45	0,20	10,0–11,0	0,50–1,0	0,58–0,64	6,2–10	38–42,5
Артем-море смолистая	1000–450	920	203	–20	0,27	14,0	1,70	0,37	6,2	34,0
Парафинистая		887	32,99	–20	0,32	10,0	Следы	1,60	11,7	48,6
Им. 28 Апреля	4382–3423	361	15,7	–27	0,20	7,3	0,62	1,75	21,64	51,0
Банка Дарвина	1200–100	924	118	–35	0,40	16,0	0,80	0,70	9,0	37,8
Сангачалы-море	4950–2400	879	53,2	–18	0,15	10,0	0,88	7,20	15,0	46,0
о. Песчаный	2810–2220	850	27,8	20	0,08	2,0	0,20	14,7	16,5	46,7
Дуваный море	4950–2400	883	67,8	–2	0,25	7,0	0,40	8,7	12,5	42,0
Булла-море	4811	816	2,55	–3	0,06	4,97	0,72	4,5	41,0	72,0
о. Булла, конденсат	4610	783	1,7	–7	0,02	0,58	–	2,0	58,0	84,0
Бахар	4530–4006	856	19,4	25	0,16	5,2	0,94	20,4	19,0	45,0
Банка Дарвина	3633–3740	849	20,4	22	0,35	11,5	2,70	14,8	26,0	50,0

В бензиновой фракции нефтей месторождения Грязевая Сопка содержание парафиновых углеводородов – 27 %. В высококипящих фракциях содержание парафиновых углеводородов – до 23 %. В бензиновой фракции нефтей месторождения Нефтяные Камни содержание парафиновых углеводородов составляет 36 %, во фракциях, выкипающих до 250 °С, оно постепенно снижается до 10 %, а затем повышается до 34 %. Плотность выделенных узких фракций нефти месторождения Грязевая Сопка больше, чем у соответствующих фракций месторождения Нефтяные Камни (Багир-Заде, 1988 и др.).

Таким образом, нефти Юго-Западного Каспия относятся к высококачественным нефтям нефтено-метанового типа. Они содержат незначительное количество парафина (в среднем 0,5 %) и являются бессернистыми. Плотности нефтей колеблются в пределах 810–930 кг/м³. На величину плотности влияет соотношение различных составных частей нефти и ее крайних (по плотности) компонентов: тяжелых – смол, и легких – бензина (Аббасов, 1980; Справочник, 75 и др.).

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

Список литературы

1. Серебряков А. О. Геоэкология поисков, добычи и переработки нефти в морских акваториях : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011. – 444 с.
2. Серебряков А. О. Морская инженерная геология : монография / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2008. – 314 с.
3. Серебряков А. О. Рациональное природопользование ресурсами месторождений нефти и газа : монография / А. О. Серебряков, В. С. Мерчева. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 492 с.
4. Серебряков А. О. Экология и парагенез кислых газов, нефти и воды солеродных регионов : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 505 с.

References

1. Serebrjakov A.O. *Geojekologija poiskov, dobychi i pererabotki nefiti v morskikh akvatorijah* [Geocology of searches, production and oil refining in sea water areas]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011, 444 p.
2. Serebrjakov A.O. *Morskaja inzhenernaja geologija* [Sea engineering geology]. Astrakhan: Izd. dom "Astrahanskij universitet", 2008, 314 p.
3. Serebrjakov A.O., Mercheva V.S. *Racional'noe prirodnopol'zovanie resursami mestorozhdenij nefiti i gaza* [Rational environmental management by resources of oil fields and gas]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 492 p.
4. Serebrjakov A.O. *Jekologija i paragenez kislyh gazov, nefiti i vody solerodnyh regionov* [Ecology and paragenez sour gases, oil and water of solerodny regions]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 505 p.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЛГО-АХТУБИНСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Алмамедов Ялчин Лачин-оглы, аспирант

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

Основным объектом гидрогеологических исследований являются подошвенные и законтурные воды. Исследования проводятся в основном в обсаженных скважинах после перфорации проницаемых интервалов и включают определения дебитов и соответствующих им депрессий, наблюдения за восстановлением статических уровней (устьевых давлений), замеры пластовых давлений и температур, отборы глубинных и поверхностных проб воды и воднорастворенного газа на различные виды анализов.

Ключевые слова: гидрогеология, междуречье, исследования, давление, температура.

HYDROGEOLOGICAL CHARACTERIZATION OF THE VOLGA-ACHTUBINSKIY INTERFLUVE

Almamedov Yalchin L.O., Post-graduate student

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

The main object of the hydrogeological studies are the plantar and the aquifer water. Research is conducted primarily in cased wells after perforation of permeable intervals, and include determining flow rates and corresponding depressions, monitor the restoration of the static levels (wellhead pressure) measurements of reservoir pressure and temperature selections of deep and surface water samples and vodnorastvorenного gas at various analyzes.

Key words: Hydrogeology, Rivers, Study, Pressure, Temperature.

Волго-Ахтубинское междуречье в гидрогеологическом плане располагается в юго-западной части Прикаспийского артезианского бассейна, в разрезе которого выделяется два гидрогеологических этажа: надсолевой, позднепермско-мезозойско-кайнозойский, и подсолевой, палеозойский, разделенные региональным водоупором – соленосной толщей кунгура. Данные этажи представляют собой самостоятельные водонапорные системы, отличающиеся как гидродинамическим режимом, так и особенностями гидрохимии подземных вод.

В надсолевом гидрогеологическом этаже выделяются четвертично-неогеновый, палеогеновый, верхнемеловой, нижнемеловой, юрский, триасовый и верхнепермский водоносные комплексы. Водонасыщенные породы данных комплексов представлены глинистыми песками, песчаниками, алевролитами, известняками, мелом, мергелями. Водоупорами являются плотные глины и аргиллиты. Коллекторские свойства и толщины водопроницаемых пород изменяются в широких пределах. Коэффициенты пористости, по данным промыслово-геофизических исследований, колеблются от 5–7 до 15–28 %. Все водоносные горизонты, за исключением самых верхних, являются высоконапорными. Повсеместно в надсолевых водоносных комплексах развиты соленые воды и рассолы хлоридно-кальциевого типа. Минерализация их из-