

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕЙ ЮГО-ВОСТОЧНОГО ПРИКАСПИЯ

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

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

Серебрякова Оксана Андреевна, старший преподаватель

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

Юго-восточная приморская нефтегазоносная зона Каспийского моря состоит из Прибалханской, Чикишляр-Окаремской и других зон нефтегазонакопления Туркмении. Указанные зоны продолжаются на запад и уходят под воды Каспийского моря. Сейсморазведочными работами последних лет, а также морскими геолого-геофизическими исследованиями установлено непосредственное продолжение первой, основной линии складчатости, известной под названием Центрально-Прибалханской, до Апшеронского полуострова. Прослеживается на запад и вторая, Кызыл-Кумская – Кум-Дагская линия складчатости до структуры о. Огурчинский.

Ключевые слова: нефть, газ, конденсат, месторождение.

PETROLEUM DEVELOPMENT FEATURES GEOECOLOGICAL SOUTHEAST CASPIAN REGION

Serebryakov Andrey O., Senior Lecturer

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

Serebryakova Oksana A., Senior Lecturer

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

South-eastern coastal area of the Caspian Sea oil and gas is made up of Balkhan, Chikishlyar-Okaremskoy and other areas of oil and gas of Turkmenistan. Said zones extend to the west and go under the waters of the Caspian Sea. Seismic surveys in recent years, as well as marine geological and geophysical studies have established a direct continuation of the first, the main line of folding, known as the Central Balkhan, to the Apsheron Peninsula. Traced to the west and the second, the Kyzyl-Kum – Kum-Dag line to the structure of folding. Ogurchinsky. Geomorphologically Balkhan zone oil and gas, as well as all of the West Turkmen Basin, is a low plain, folded on the surface of the modern and young Quaternary sediments. The flat topography disturbed individual uvalovidnymi low elevations corresponding structurally central portions of local elevations (Cheleken Nebitdag, Monzhukly, Kum-Dag, etc.). Within Balkhan zones of petroleum oil deposits accommodation directly related to the change grittiness from west to east. Oil fields: Cheleken Koturtepe, Barsakelmes, Nebitdag, Kum-Dag and condensate field Kyzylkum confined to local brachyanticlinal elevations (Table 1). Cheleken oil (West and Dagadzhiksky area) on top of the red-colored strata of methane type, and their density at both sites decreases with depth. In the West at the top of red Cheleken thicker oil density 0,86 g/cm³, in the middle of red – 0,84 and bottom of red – 0,82 to Dagadzhike density respectively 0,88, 0,88, 0,87 g/cm³. Oil upper horizons are also characterized by a high content of naphthenic hydrocarbons and tar and some high paraffin content. Western oil Koturtepe low-sulfur, waxy, with a relatively high content of tar and light fraction. They refer to oils and naphthenic naphthene-methane type.

Key words: oil, gas, condensate, field.

Геоморфологически Прибалханская зона нефтегазоаккумуляции, как и вся Западно-Туркменская впадина, представляет собой низменную равнину, сложенную на поверхности современными и молодыми четвертичными отложениями. Равнинный рельеф поверхности нарушается отдельными уваловидными невысокими возвышенностями, отвечающими в структурном отношении центральным участкам локальных поднятий (Челекен, Небит-Даг, Монжуклы, Кум-Даг и др.). В пределах Прибалханской зоны нефтегазоаккумуляции размещение нефтяных залежей непосредственно связано с изменением песчаности с запада на восток. Нефтяные месторождения: Челекен, Котуртепе, Барсакельмес, Небит-Даг, Кум-Даг и газоконденсатное месторождение Кызыл-Кум приурочены к локальным брахиантиклинальным поднятиям (табл. 1). **Нефти Челекена (Западный и Дагаджикский участок)** в верхней части красноцветной толщи метанового типа, причем плотность их на обоих участках уменьшается с глубиной. На Западном Челекене в верхней красноцветной толще плотность нефти 0,86 г/см³, в средней красноцветной – 0,84 и нижней красноцветной – 0,82; на Дагаджике плотность соответственно 0,88; 0,88; 0,87 г/см³. Нефти верхних горизонтов характеризуются также повышенным содержанием нафтеновых углеводородов и смолистых веществ и несколько повышенным содержанием парафина. Нефти Западного Котуртепе малосернистые, парафинистые, со сравнительно высоким содержанием смол и светлой фракции. Они относятся к нефтям нафтенового и нафтеново-метанового типа. Плотность нефти по разрезу мало изменяется. Нефти Центрального Котуртепе малосернистые, высокопарафиновые (7–10%), со средним содержанием смол 20–24%. По групповому составу они относятся к нефтям нафтеново-метанового типа. Плотность их имеет тенденцию к уменьшению с глубиной от 0,870 г/см³ в верхних горизонтах до 0,850 г/см³ в нижних горизонтах красноцветной толщи (табл. 1) (Багир-Заде, 1988, Справочник, 75 и др.).

Таблица 1

Технологические свойства нефтей Центрального Котуртепе

Горизонт	Глубина, м	Плотность, г/см ³	Смолы, %			Групповой состав фракции 122–250°С				
			акцизные	силикагельные	Парафины, %	выход фракции, % на нефть	содержание углеводородов, %			
							ароматические	нафтеновые	метановые	отношение нафтеновых к метановым
III	1613	0,871	24,0	11,6	4,9	–	–	–	–	–
III	1695	0,883	34,4	–	3,1	19,00	13,8	54,6	31,6	1,73
III	1609	0,891	–	13,7	3,1	15,39	15,3	66,5	18,2	3,66
III	1720	0,880	31,6	–	5,4	16,63	14,5	55,5	30,0	1,85
III	1740	0,886	30,0	–	4,2	17,75	15,2	59,6	25,2	2,36
III	1754	0,881	–	13,3	3,1	17,42	16,2	56,3	27,5	2,05
III	1756	0,886	32,2	–	5,6	–	–	–	–	–
V	1910	0,865	–	10,4	6,0	–	–	–	–	–
V	1963	0,862	–	9,8	9,2	–	–	–	–	–
V	2036	0,864	22,0	8,9	8,4	–	–	–	–	–
VI	2038	0,855	20,0	–	–	–	–	–	–	–
VI	2038	0,860	24,0	–	8,3	–	–	–	–	–
VI	2074	0,857	–	8,3	7,0	21,08	15,3	45,4	–	0,87
VI	2084	0,870	25,6	–	9,3	–	–	–	–	–
VI	2132	0,857	22,0	7,8	9,5	–	22,01	15,1	46,1	0,84
VI	2229	0,856	21,2	–	8,0	–	–	–	–	–
VI	2137	0,871	–	10,1	6,3	–	–	–	–	–
VI	2208	0,857	21,0	8,7	5,9	–	–	–	–	–
Нпжне-красноцветная толща	2244	0,861	20,0	8,9	7,4	–	–	–	–	–
То же	2278	0,862	20,0	10,6	–	–	–	–	–	–
»	2546	0,865	–	9,5	11,7	–	–	–	–	–
»	2900	0,836	15,0	–	5,7	–	–	–	–	–
»	2900	0,850	20,4	–	11,6	–	–	–	–	–
»	2955	0,857	–	8,1	8,9	–	–	–	–	–

Нефти красноцветной толщи Восточного Котуртепе характеризуются постоянством физико-химических свойств. Плотность их составляет 0,85–0,88 г/см³, содержание парафина до 11 %. **Нефти метаново-нафтенового типа.** Нефти Небит-Дагского месторождения, как и других месторождений зоны, характеризуются разнообразными свойствами в различных блоках. Плотность нефтей апшеронского яруса Туркмении изменяется от 0,88 до 0,91 г/см³ в Центральном Небит-Даге и от 0,86 до 0,86 г/см³ в Западном. Плотность нефтей акчагыльских отложений изменяется от 0,88 до 0,87 г/см³ и верхнекрасноцветных отложений – от 0,88 до 0,87 г/см³. В Центральном Небит-Даге плотность нефтей уменьшается со стратиграфической глубиной от 0,90 г/см³ в апшероне до 0,87 г/см³ в нижней части красноцветной толщи. Уменьшается в этом же направлении содержание смол. Характерно малое содержание парафина (1,0–1,5 %). Для нефтей Западного Небит-Дага характерно увеличение количества парафина от 0,8–2,0 % в верхних горизонтах до 9–10 % в нижних горизонтах. Нефти Центрального блока характеризуются большим содержанием нафтеновых углеводородов, нефти Западного блока – большим содержанием метановых углеводородов. В нефти Восточного Кум-Дага происходит увеличение содержания нафтеновых углеводородов от апшеронских обложений к акчагыльским.

Наоборот, в Западном Кум-Даге количество нафтеновых углеводородов уменьшается со стратиграфической глубиной. Повышение плотности нефтей сопровождается увеличением количества нафтеновых углеводородов и смолистых веществ. Уменьшение плотности нефтей происходит одновременно с увеличением содержания метановых углеводородов и уменьшением смол. Нефти Кум-Дага характеризуются повышенным содержанием парафина (до 12 %). Вниз по разрезу плотность и смолистость нефтей увеличивается (табл. 2) (Багир-Заде, 1988; Геодекян 1960, Справочник, 75 и др.).

Конденсат месторождения Кызыл-Кум имеет плотность 0,86 г/см³ и представляет собой маслянистую, яркую жидкость. Состав газов месторождения характеризуется следующими показателями (в %): метана 83,0–95,8, C₂H₆ 1,8–2,6; C₃H₈ 1,0–2,0; C₄H₁₀ 0,9–1,41; C₅H₁₃ и высшие 1,3–2,8.

Таблица 2
Технологические свойства нефтей Восточного Котуртепе Туркмении

Горизонт	Глубина, м	Плотность, г/см ³	Смолы, %		Парафины, %	Групповой состав фракции 122–250°С				
			акцизные	силикагельные		выход фракции, % на нефть	содержание углеводородов, %			
						ароматические	нафтеновые	метановые	ниже нафтеновых	к метану
Ia	1460	0,8663	24,4	9,5	8,3	17,70	15,4	47,0	7,6	1,25
Ia	1480	0,8817	28,0	10,3	8,0	17,11	15,1	51,1	33,8	1,61
Ia	1519	0,8783	26,0	10,2	6,2	18,22	17,2	43,8	39,0	1,12
Ia	1603	0,8747	26,0	10,6	7,6	18,16	16,2	51,2	42,6	1,57
Ia	2120	0,8633	23,6	–	9,3	17,88	13,3	45,0	41,7	1,08
Ia	2120	0,8563	20,2	–	7,8	–	–	–	–	–
Ia	2146	0,8620	25,6	–	9,3	–	–	–	–	–
Ia	2146	0,8671	25,6	–	8,3	–	–	–	–	–
Ia	2146	0,8672	21,6	–	9,3	19,76	12,3	51,9	35,8	1,45
Ia	2223	0,8737	–	–	–	–	–	–	–	–
Ia	2389	0,8782	28,4	–	5,5	19,91	14,2	47,1	38,7	1,22
Ia	2426	0,8693	24,0	9,5	8,8	17,75	13,7	50,2	36,1	1,39
Нижняя красноцветная толща	2720	0,8528	20,4	–	11,0	19,14	13,14	34,7	51,9	0,67

В приподнятых блоках Прибалханской зоны нефти содержат значительно большее количество нефтяных углеводородов, это сопровождается увеличением плотности нефтей и количества смол. В юго-восточной части акватории наблюдается та же закономерность, что и на месторождениях юго-западной части акватории (Апшеронская область). Она заключается в том, что более погруженные поднятия содержат преимущественно залежи газа или легких нефтей, а более приподнятые – залежи тяжелых нефтей. На территории Чикишляр-Окаремской зоны нефтегазонакопления наблюдаются многочисленные признаки нефти и газа на поверхности. Они приурочены к грязевым сопкам, которые полосой протягиваются от потухшего грязевого вулкана Камышлджа на юг. Из кратера грязевого вулкана Кеймир, заполненного водой, выделяются газ и обильные пленки нефти. Выделения газа отмечаются во многих пунктах, как на суше, так и в пределах морского мелководья. Промышленные притоки газа и конденсата получены из нижней части разреза нижнего отдела красноцветной толщи с глубин 2850–2750 м. Суточные дебиты газа достигают 1–1,5 млн м³ и конденсата до 300 м³. Из скважины 17-р получен фонтан легкой нефти с дебитом 300 т/сутки и газа с дебитом до 700 тыс. м³/сутки (табл. 3).

На площади Камышлджа, расположенной в 30 км к северу от Окарема, из песчаных горизонтов нижнего отдела красноцветной толщи с глубины 2810–2836 м получен приток нефти плотностью 0,88 г/см³ и дебитом 350 т/сутки при очень высокой величине пластового давления до 400 ат. По групповому углеводородному составу нефти Окарема относятся к нефтенометановому типу, количество нефтяных углеводородов незначительно превышает количество парафиновых углеводородов. Групповой состав конденсатных смесей сходен с групповым составом нефтей. Распределение флюидов своеобразно: ниже и выше нефтяного пласта залегают газоконденсатные залежи.

Состав газов (в %): содержание метана 93–98, этана 1,1–3,3; пропана 0,5–2,0, более тяжелых углеводородов – десятые доли процента. Газы не содержат азота и почти не содержат углекислоты. Пластовые воды месторождения высокоминерализованные (2000–5000 мг-экв/л) хлоркальциевого типа. Нефти месторождения Камышлджа имеют плотность 0,88–0,89 г/см³, содержание акцизных смол до 15 %, парафина до 16 %. Конденсат плотностью 0,77 г/см³ содержит следы смол, парафина до 2,5 %. Нефти месторождения Камышлджа имеют нефтяное основание, конденсат – метановое (табл. 3) (Багир-Заде, 1988, Справочник, 75 и др.).

В пределах Чикишляр-Окаремской зоны нефтегазонакопления установлено большое промышленное значение газонефтяных месторождений Окарем и Камышлджа. Верхняя половина разреза красноцветной толщи лишена промышленных залежей нефти и газа. Мощные песчаные пласты, особенно в верхнем отделе толщи, содержат воду. Однако в разделяющих эти пласты глинистых пачках с тонкими песчаными прослоями наблюдаются признаки нефти и газопроявления. Во вскрытой части разреза нижнего отдела красноцветной толщи доказано наличие высокопродуктивных песчаных горизонтов, содержащих газоконденсатные и нефтяные залежи. В настоящее время на Туркменском Каспии активно расширяются работы по разведке и переработке нефти и газа.

Таблица 3

Технологический состав нефтей и конденсатов Туркмении

Горизонт	Глубина, м	Плотность, г/см ³	Смоли, %		Парафины, %
			акцизные	силикагелевые	
Нефти					
ВК	1215	0,856	30,8	10,6	7,7
НК ₃	2675	0,877	27,6	–	13,8
НК ₃	2706	0,864	31,2	10,2	16,2
НК ₃	2721	0,866	34,0	11,1	16,5
НК ₃	2731	0,839	24,8	11,4	8,5
НК ₃	2736	0,866	26,5	–	12,9
НК ₃	2799	0,894	40,6	–	13,5
конденсата					
НК ₃₊₄₊₅	2675	0,789	–	–	4,2
НК ₄	2806	0,773	–	–	2,3
НК ₅	2874	0,792	–	–	3,7
НК _{1+1а+2}	2522	0,739	Нет	–	–
НК ₄	2754	0,768	»	»	2,1
НК ₅	2744	0,783	»	»	1,9

Полученные нефти отличаются невысокой плотностью ρ_4^{20} (0,86), малым содержанием серы (0,27 %) и асфальто–смолистых веществ (6,4 % силикагелевых смол, 0,73 % асфальтенов, коксуемость 2,76 %) и значительным содержанием парафина (6,45 % парафина с температурой плавления 56 °С). Выход фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 18 %, до 350 °С – до 47 %. Бензиновые фракции являются хорошими компонентами автомобильных бензинов. Октановое число фракции отобрано от 28 до 200 °С до 72 (с 0,82 з ТЭС). Это объясняется большим содержанием нафтеновых и парафиновых углеводородов изомерного строения. Высокое содержание нафтеновых углеводородов и низкое содержание серы позволяет считать бензиновые фракции хорошим сырьем для каталитического риформинга. Из нефти можно получить 16 % реактивного топлива. Вследствие преобладания в керосиновых дистиллятах парафиновых углеводородов и невысокого содержания серы (около 0,10 %) из нефтей можно получить 21,5 % осветительного керосина, удовлетворяющего условиям технических норм (табл. 3) (Багир-Заде, 1988, Справочник, 75 и др.).

Дизельные топлива отвечают требованиям ГОСТ на летние сорта топлива. Цетановые числа их лежат в пределах 55–59, содержание серы не превышает 0,18 %. Потенциальное содержание базовых дистиллятных и остаточных масел составляет 23,8 % (считая на нефть), в том числе 13,8 % дистиллятных маловязких масел с индексом вязкости 85,5 %, масла с вязкостью 10,95 *сст* при 100°С и индексом вязкости 72 и 5 % остаточного базового масла с вязкостью 23,7 *сст* при 100 °С и индексом вязкости 85. Обобщенная товарная характеристика нефти приведена в таблице 4–12 и на рисунке 1–2 (Багир-Заде, 1968; Баба-Заде, 1960, Справочник, 75 и др.).

Таблица 4

Физико-химическая характеристика нефтей

рф	м	v50 сст	Температура, °С			Давление насыщенных паров мм рт. ст.		Парафин	
			вспышки в закрытом тигле	застывания		при 38 °С	при 50 °С	содержание %	температура плавления °С
				с обработкой	без обработки				
0,8580	293	8,60	Ниже – 35	- 4	12	94	148	6,45	56

продолжение таблицы 4

Содержание, %					Коксуетость %	Зольность %	Кислотное число мг КОН на 1 г нефти	Выход фракций вес. %	
серы	азота	смола сернокислотных	смола силикателевых	асфальтенов				28–200 °С	28–350 °С
0,27	0,14	28	6,40	0,73	2,76	0,22	0,41	17,9	46,7

Таблица 5

Разгонка нефтей

Н.к. °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
80	10	12	13	14	16	19	22	27	33	38	44

Таблица 6

Изменение вязкости и плотности нефти в зависимости от температуры

Температура °С	ν , сст	ВУ	ρ_4^1
20	62,92	8,50	0,8580
30	20,88	3,04	0,8510
40	11,20	1,98	0,8440
50	8,60	1,73	0,8369

Таблица 7

Элементарный состав нефти

Содержание, %				
С	Н	О	S	N
86,12	13,19	0,28	0,27	0,14

Таблица 8

Состав газов, растворенных в нефти, и низкокипящих углеводородов

Углеводороды	Выход на нефть, %	Содержание углеводородов в газе, вес. %			
		C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	изо- C ₄ H ₁₀	н- C ₄ H ₁₀
До C ₄	0,258	2,7	18,7	27,6	51,0

Таблица 9

Потенциальное содержание фракций в нефти

Отгоняется до температуры °С	Выход на нефть, вес. %		Отгоняется до температуры °С	Выход на нефть, вес. %		Отгоняется до температуры °С	Выход на нефть, вес. %	
	Отдельных фракций	Суммарный		Отдельных фракций	Суммарный		Отдельных фракций	Суммарный
До C ₄ (газ)	0,26	0,26	170	1,4	14,0	340	2,2	45,0
60	1,34	1,6	180	1,5	15,5	350	2,0	47,0
62	0,1	1,7	190	1,4	16,9	360	2,1	49,1
70	0,5	2,2	200	1,3	18,2	370	1,9	51,0
80	1,0	3,2	210	1,5	19,7	380	2,0	53,0
85	0,5	3,7	220	1,5	21,2	390	2,0	55,0
90	0,6	4,3	230	1,5	22,7	400	2,2	57,2
95	0,4	4,7	240	1,6	24,3	410	2,0	59,2
100	0,7	5,4	250	1,7	26,0	420	2,2	61,4

105	0,5	5,9	260	2,0	28,0	430	2,0	63,4
ПО	0,5	6,4	270	2,0	30,0	440	2,1	65,5
120	1,3	7,7	280	2,0	32,0	450	2,0	67,5
122	0,2	7,9	290	2,0	34,0	460	2,0	69,5
130	0,9	8,8	300	2,0	36,0	470	2,0	71,5
140	1,2	10,0	310	2,3	38,3	480	2,2	73,7
145	0,7	10,7	320	2,2	40,5	490	1,8	75,5
150	0,7	11,4	330	2,3	42,8	Остаток	24,5	100,0
160	1,2	12,6						

Таблица 10

Характеристика керосиновых дистиллятов

Температура отбора °С	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Содержание серы %	Октановое число		Кислотность мг КОН на 100 мл фракций	Давление насыщенных паров мм РТ. ст 1.	Выход на нефть %
		н.к	10 %	50 %	90 %		в чистом виде	с 0,82 г ТЕС на 1 кг топлива			
28-62	0,6500	38	50	54	58	0,0	76	-	-	-	1,4
28-85	0,7015	45	58	70	82	-	73,4	85 ²	тм	197	3,4
28-100	0,7141	48	63	76	91	-	71,7	83,7	-	-	5,1
28-110	0,7184	52	68	82	100	-	70	82,5	-	-	6,1
28-120	0,7280	55	73	88	110	Следы	68,2	81,3	Следы	57	7,4
28-130	0,7340	57	74	93	117	-	67,1	80,4	-	-	8,5
28-140	0,7382	59	75	98	123	-	66	79,6	-	-	9,7
28-150	0,7450	60	76	102	136	Следы	65	78,7	Следы	44	11,1
28-160	0,7506	62	80	107	139	-	62,3	76,5	-	-	12,3
28-170	0,7541	65	83	113	149	-	59,6	74,3	-	-	13,7
28-180	0,7588	68	87	118	158	-	57	72,1	-	-	15,2
28-190	0,7630	81	94	123	168	-	54,3	70	-	-	16,6
28-200	0,7661	83	95	128	178	0,05	51,4	67,7	0,5	10	17,9

Таблица 11

Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С

Температура отбора °С	Выход на нефть %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %					
				нафтеновых		парафиновых			
				ароматических	всего	в том числе шестичленных	всего	нормального строения	изомерного строения
28-60	1,3	0,6488	1,3703	0	10	1	90	39	51
60-95	3,1	0,7174	1,4030	4	49	26	47	19	28
95-122	3,2	0,7490	1,4212	7	51	36	42	13	29
122-150	3,5	0,7660	1,4332	10	48	33	42	10	32
150-200	6,8	0,7858	1,4435	16	46	-	38	9	29
28-200	17,9	0,7661	1,4326	11	46	-	43	15	28

Таблица 12

Разгонка (ИТК) нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций

№ фракции	Температура кипения фракции при 760 мм рт. ст. °С	Выход на нефть, %		ρ_4^{20}	n_D^{20}	M	$v_{20}^{cст}$	$v_{50}^{cст}$	$v_{100}^{cст}$	Температура, °С		Содержание серы, %
		Застывания	Вспышки							Застывания	Вспышки	
1	Газ до С4	0,26	0,26	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2	28–79	2,80	3,06	0,6902	1,3941	–	–	–	–	–	–	–
3	79–107	2,92	5,98	0,7342	1,4116	97	–	–	–	–	–	–
4	107–129	2,71	8,69	0,7553	1,4216	–	0,89	–	–	–	–	Следы
5	129–153	3,13	11,82	0,7710	1,4361	133	1,02	–	–	–	–	–
6	153–177	3,17	14,99	0,7815	1,4410	–	1,36	0,95	–	Ниже – 70	–	0,07
7	177–201	3,39	18,38	0,7920	1,4464	–	1,65	1,15	–	– 57	70	–
8	201–223	3,28	21,66	0,8008	1,4508	176	2,15	1,40	–	– 46	85	0,11
9	223–244	3,13	24,79	0,8095	1,4548	–	2,87	1,80	–	– 38	98	–
10	244–259	3,07	27,86	0,8175	1,4565	–	3,85	2,15	0,36	30	110	0,13
11	259–276	3,21	31,07	0,8250	1,4621	217	4,90	2,60	0,75	– 23	120	–
12	276–292	3,28	34,35	0,8331	1,4650	–	6,30	3,11	1,15	– 15	132	0,17
13	292–306	3,21	37,56	0,8410	1,4697	–	8,10	3,73	1,55	– 8	142	–
14	306–321	3,28	40,84	0,8490	1,4732	258	10,72	4,48	1,90	– 2	152	0,18
15	321–336	3,17	44,01	0,8570	1,4773	–	14,70	5,49	2,38	5	163	–
16	336–351	3,21	47,22	0,8642	1,4805	–	18,75	6,64	2,76	10	172	0,21
17	351–368	3,30	50,55	0,8717	1,4842	302	–	9,03	3,28	16	182	–
18	368–383	3,28	53,8С	10,8795	1,4888	–	–	13,50	3,80	22	191	0,25
19	383–401	3,28	57,06	10,8855	1,4924	–	–	19,38	4,49	27	204	–
20	401–415	3,17	60,25	0,8921	1,4962	1355	–	23,71	5,44	32	214	–
21	415–432	3,39	63,64	0,8970	1,5001	–	–	39,32	6,70	35	225	0,28
22	432–448	3,28	66,95	0,9020	1,5031	–	–	47,88	8,42	39	236	–
23	448–460	2,58	69,5С	10,9052	1,5048	1425	–	59,41	9,96	41	244	0,30
24	460- 476	3,0	72,5С	10,9079	1,5057	–	–	–	11,16	43	250	–
25	476–490	3,0	75,50	0,9100	1,5068	1475	–	–	12,75	45	258	0,32
26	Остаток выше 490	24,5	100,0	–	–	–	–	–	–	–	–	0,61

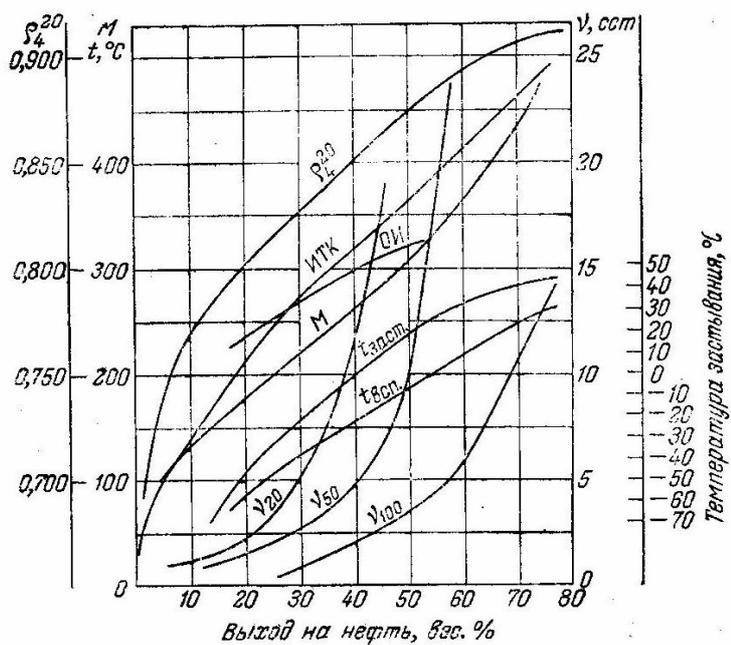


Рис. 1. Кривые разгонки нефтей

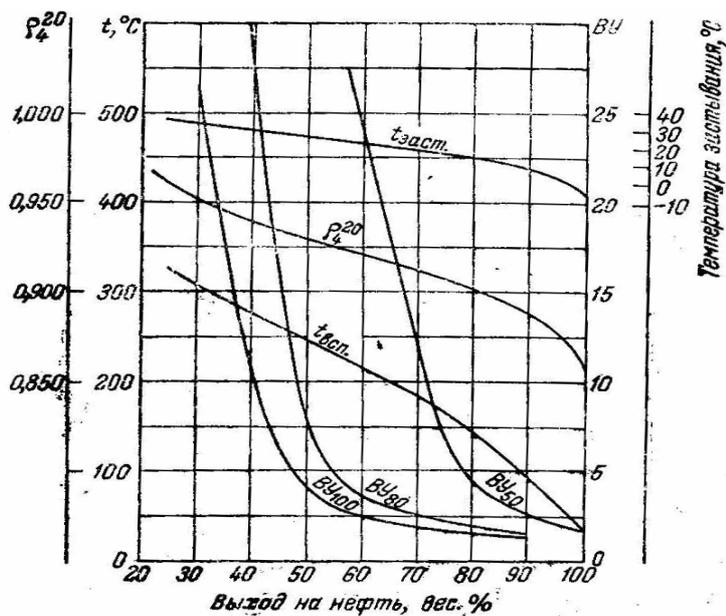


Рис. 2. Характеристика остатков нефтей

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

Список литературы

1. Серебряков О. И. Геохимические закономерности изменения состава нефтей, газа и конденсата месторождений западного побережья Каспийского моря / О. И. Серебряков [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 2. – С. 55–81.
2. Серебряков О. И. Синергия геоэкологического мониторинга разведки, разработки и переработки природного сырья / О. И. Серебряков [и др.] // Естественные и технические науки. – 2010. – № 4. – С. 230–234.
3. Серебряков О. И. Геохимический потенциал генерации углеводородов в Каспийском море / О. И. Серебряков [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2. – С. 168–175.

References

1. Serebryakov O. I. [et al] *Geokhimicheskie zakonomernosti izmeneniya sostava nef-tey, gaza i kondensata mestorozhdeniy zapadnogo poberezhya Kaspiyskogo morya* [Geochemical regularities of change of structure neft, gas and condensate of fields of the western coast of the Caspian Sea]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, geography and global energy], 2012, no. 2, pp. 55–81.
2. Serebryakov O. I. [et al] *Sinerziya geoekologicheskogo monitoringa razvedki, razrabotki i pererabotki prirodnogo syrya* [Synergy of geoenvironmental monitoring of investigation, development and processing of natural raw materials]. *Yestestvennyye i tekhnichesk-kie nauki* [Natural and technical science], 2010, no. 4, pp. 230–234.
3. Serebryakov O. I. [et al] *Geokhimicheskiy potentsial generatsii uglevodorodov v Kaspiyskom more* [Geochemical potential of generation of hydrocarbons in the Caspian Sea]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, geography and global energy], 2011, no. 2, pp. 168–175.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАССОЛОВ ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Мязина Наталья Григорьевна, кандидат геолого-минералогических наук

ООО «Технопроект НВТИСИЗ»
400120, Российская Федерация, г. Волгоград, ул. Елецкая, 108
E-mail: nvtisiz@list.ru

В статье рассмотрены основные закономерности формирования и размещения подсолевых хлоридных рассолов Прикаспийской синеклизы. Дана характеристика основных геохимических и генетических типов рассолов, рассмотрен их генезис. Приведен химический состав рассолов и рассмотрена возможность использования при разработке нефтяных и газовых месторождений.

Ключевые слова: Прикаспийский седиментационный бассейн, химический состав и минерализация, хлоридные рассолы, основные геохимические и генетические типы: седиментогенные и подсолевые диффузионного выщелачивания рассолы.

HYDROGEOCHEMICAL FEATURES OF BRINES SUBSALT COMPLEX OF THE CASPIAN SYNECLISE

Myazina Natalya G., C.Sc. in Geology and Mineralogy

Public Limited Liability Company "Technoprojekt NVTISIZ"
108 Yeletskaaya st., Volgograd, Russian Federation, 400120
E-mail: nvtisiz @ list.ru

The article describes the basic laws of formation and distribution of pre-salt chloride brines Caspian syncline. The characteristics of the main geochemical and genetic types of pickles, considered their genesis. Shows the chemical composition of brine and the possibility of using the development of oil and gas fields. Caspian sedimentary basin is one of