

цветовые оттенки данных пород, можно сделать вывод о том, что они пригодны для промышленной добычи и использования в качестве декоративного камня.

Список литературы

1. Abdel Hafez N. A. Paleoenvironment and diagenetical studies of the middle Eocene rocks between Minia and Beni Suef, Egypt / N. A. Abdel Hafez // Al-Azhar Bull. Sci. – 2001. – Vol. 12, № 1. – P. 1–24.
2. Bishay Y. Stratigraphic correlation by microfacies in the Eocene of South western Sinai / Y. Bishay // Petrobel Internal Report, Cairo. – 1961. – 97 p.
3. Dunham R. J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture / R. J. Dunham // Bull. AAPG, Mem. Tulsa Oklahoma. – 1962. – № 1. – P. 14.
4. Folk R. L. Petrography of sedimentary rocks / R. L. Folk // Drawer M. Univ. Eo., M. station, Austin Texas, 1974. – 174 p.
5. Folk R. L. Spectral subdivision of limestone types / R. L. Folk // In. HAMED, W. E. (Ed): Classification of carbonate rocks: A. A. P. G., Mem. Tulsa. – Oklahoma, 1962. – № 1. – P. 62–84.
6. Nassif M. S. Stratigraphy and sedimentology of the Eocene in Southwest Sinai, Egypt : unpublished Ph. D. Thesis / M. S. Nassif. – Suez Canal Univ, 1997. – 196 p.
7. Said R. Explanatory notes to accompany the geologic map of Egypt / R. Said // Geol. Survey of Egypt. – 1971. – № 56. – P. 1–23.

РАЗВЕДКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТЕЙ ЮГО-ВОСТОЧНОГО СЕКТОРА КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Серебряков Алексей Олегович, профессор, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, 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 геологоразведочными исследованиями, установлено продолжение первой структурной линии складчатости, известной под названием Центрально-Прибалханской, до Апишеронского п-ва. Кызыл-Кумская – Кум-Дагская линия складчатости прослеживается в акватории Каспийского моря до структуры о. Огурчинский. Геоморфологически Западно-Туркменская впадина представляет собой низменную равнину, сложенную на поверхности современными и молодыми четвертичными отложениями.

Ключевые слова: Туркмения, нефть, газ, структура, разведка, переработка.

EXPLORATION AND REFINING THE SOUTH – EAST OF THE CASPIAN SEA

Serebryakov Alexei O., Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumjan sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: geologi2007@yandex.ru

The southeastern coastal zone of Caspian Sea oil and gas is made up of Balkhan, Chikishlyar-Okaremskoy and other areas of oil and gas of Turkmenistan. These zones extend to the west and go under the water of the Caspian Sea. Seismic work in recent years, as well as marine exploration studies have established the structural continuation of the first line

of folding, known as the Central Balkhan, to the Absheron peninsula. Kyzyl-Kum – Kum-Dag line of folding can be traced in the Caspian Sea to the structure of Ogurchinsky. Geomorphologically West Turkmen depression, is a low plain, folded on the surface of modern and younger Quaternary deposits.

Key words: *Turkmenistan, oil, gas, structure, intelligence, processing.*

Нефтегазоносные структуры юго-восточного сектора Каспийского моря осложняются в своих центральных участках локальными поднятиями (Челекен, Небит-Даг, Монжуклы, Кум-Даг и др.). В пределах Прибалханской зоны нефтегазонакопления 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. Нефти Челекена (Западный и Дагаджикский участок) находятся 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 нефтяных 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 нефтяного и нефтяно-метанового типа. Плотность нефти по разрезу мало меняется. Нефти Центрального Котуртепе малосернистые, высокопарафиновые (7–10 %), со средним содержанием смол 20–24 %. По групповому составу они относятся к нефтям нефтяно-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, и др.).

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-нефтяного 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 верхне-красноцветных 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 нефтяных углеводородов, нефти Западного блока – большим содержанием метановых углеводородов. В нефти Восточного Кум-Дага происходит увеличение содержания нефтяных углеводородов от апшеронских обложений к акчагыльским. Наоборот, в Западном Кум-Даге количество нефтяных углеводородов уменьшается со стратиграфической глубиной. По-

вышение плотности нефтей сопровождается увеличением количества нефтяных 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, и др.).

Таблица 1

Технологические свойства нефтей Центрального Котуртепе

Горизонт	Глубина, м	Плотность, г /см ³	Смолы, %		Парафины, %	Групповой состав фракции 122–250 °С				
			акцизные	силикагелевые		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	–	–	–	–	–
Нижняя 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	–	–	–	–	–

Конденсат месторождения Кызыл-Кум имеет плотность 0,86 г/см³ и представляет собой яркую маслянистую 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; C₅H₁₂ и высшие 1,3–2,8. В приподнятых блоках Прибалханской зоны нефти содержат значительно большее ко-

личество 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.

Таблица 2

Технологические свойства нефтей Восточного Котуртепе Туркмении

Горизонт	Глубина, м	Плотность, г /см3	Смолы, %		Парафины, %	Групповой состав фракции 122–250 °С				
			акцизные	силикатгелевые		выход фракции, % на нефть	содержание углеводородов, %			
							ароматические	нафтеновые	метановые	отношение нафтеновых углеводородов к метановым
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

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. Физико-химический состав нефтей и конденсатов месторождения Окарем приведен в таблице 3. По групповому углеводородному составу нефти Окарема относятся к нафтово-метановому типу, количество нафтовых очень 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), хлор-кальциевого 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 и др.).

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) (Багир-Заде, 1988, 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. 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; коксумость 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, отобранной от 28 до 200 °С, до 72 (с 0,82 г ТЭС). Это объясняется большим содержанием нефтяных и парафиновых углеводородов изомерного строения. Высокое содержание нефтяных 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 и др.).

Дизельные топлива отвечают требованиям ГОСТа на летние сорта топлив. 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 *ест* при 100 °С и индексом вязкости 72 и 5 % остаточного базового масла с вязкостью 23,7 *ест* при 100 °С и индексом вязкости 85.

Обобщенная товарная характеристика нефти приведена в таблицах 4–10 и на рисунках 1–6.

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+1a+2}	2522	0,739	Нет	—	—
НК ₄	2754	0,768	»	»	2,1
НК ₅	2744	0,783	»	»	1,9

Таблица 4

Физико-химическая характеристика нефтей

0,8580	ρf																		
293	м																		
8,60	ν50, ccm																		
Ниже – 35	Температура, °C	вспышки взкрыпомтигле		Давление насыщенных паров, мм рт. ст.		Парафин										Содержание, %			
-4		с обработкой	застывания																
12		без обработки																	
94		при 38 °C																	
148		при 50 °C																	
6,45	Парафин	содержание, %		температура плавления, °C															
56																			
0,27	Содержание, %	серы																	
0,14		азота																	
28		смола сернокислотных																	
6,40		смола силикагелевых																	
0,73		асфальтенов																	
2,76	Коксуемость, %																		
0,22	Зольность, %																		
0,41	Кислотное число мг КОН на 1 г нефти																		
17,9	28–200 °C																		
46,7	Выход фракций, вес. %																		
	28–350 °C																		

Таблица 5

Разгонка нефтей

Н.к. °C	Отгоняется (в %) до температуры, °C										
	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, °C	ν , <i>сст</i>	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, %				
C	H	O	S	N
86,12	13,19	0,28	0,27	0,14

Таблица 8

Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °C

Температура отбора, °C	Выход на нефть, %	P_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %					
				ароматических	нафтеновых		парафиновых		
					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 9

Характеристика керосиновых дистиллятов

Температура отбора, °C	P_4^{20}	Фракционный состав, °C					Температура, °C		Октановое число	Содержание серы, %	Кислотность мг КОН на 100 мл фракций	Высота неkotпящего пламени, мм	Выход на нефть, %
		н.к.	10 %	50 %	90 %	98 %	вспышки	помутнения					
150–280	0,8056	170	175	208	244	260	51	-41	26	0,10	4,02	20	20,6
150–320	0,8100	172	187	230	280	303	62	-25	ниже 26	0,13	–	–	29,1
180–240	0,8005	183	188	201	220	232	63	-30	–	0,10	3,48	22	8,8

Таблица 10

Характеристика дизельных топлив и их компонентов

240–350	230–350	200–350	180–240	150–350	Температура отбора, °C
59	59	58	–	55	Цетановое число
61	–	63,5	66	–	Дизельный индекс
254	251	223	188	200	Фракционный состав, °C
278	274	260	201	254	
310	308	305	220	301	
327	325	324	230	321	
0,8400	0,8382	0,8332	0,8005	0,8225	P_4^{20}
7,80	7,46	6,25	2,40	4,50	v_{20} , ccm
240–350	230–350	200–350	180–240	150–350	Температура отбора, °C
3,60	3,51	3,10	1,40	2,40	v_{50} , ccm
-10	-11	-15	-47	-25	застывания
-6	-7	-8	-30	-11	помутнения
116	112	95	63	–	вспышки
10,72	–	7,50	3,48	–	Кислотность мг КОН на 100 мл топлива
0,18	0,17	0,16	0,10	0,15	Содержание серы, %
75,2	–	75,5	64,4	–	Аналиновая точка, °C
22,7	24,3	28,8	8,8	35,6	Выход на нефть, %

Сопоставление товарных свойств нефтей западной и восточной частей южной акватории Каспийского моря приведена в таблице 11.

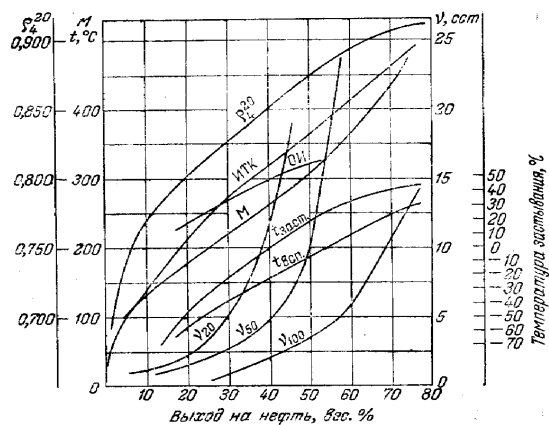


Рис. 1. Кривые разгонки нефтей

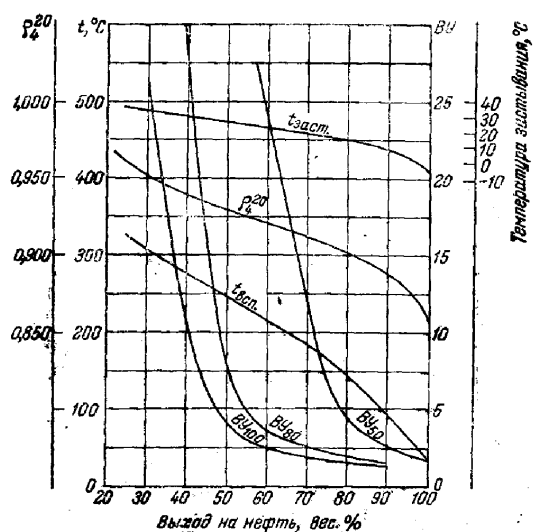


Рис. 2. Характеристика остатков нефтей

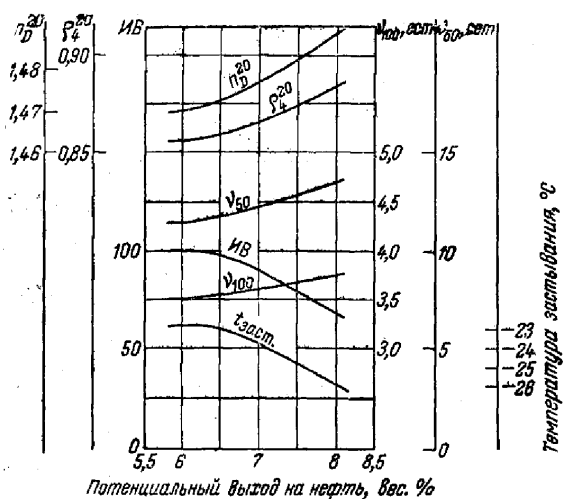


Рис. 3. Зависимость свойств масел от глубины адсорбционного разделения фракции 350–400 °C нефтей

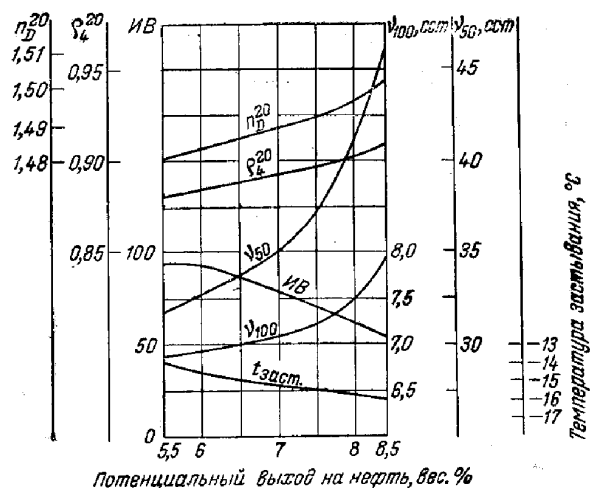


Рис. 4. Зависимость свойств масел от глубины адсорбционного разделения фракции 400–450 °С нефтей

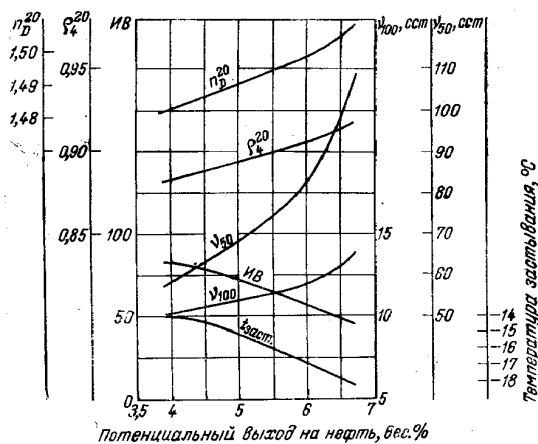


Рис. 5. Зависимость свойств масел от глубины адсорбционного разделения фракции 450–490 °С нефтей

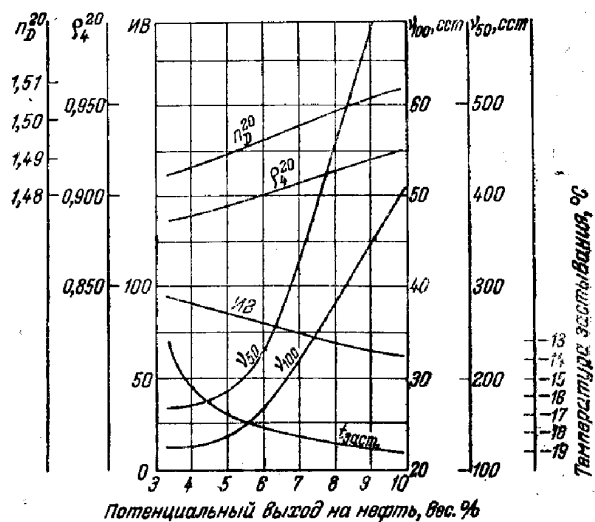


Рис. 6. Зависимость свойств масел от глубины адсорбционного разделения фракции выше 490 °С нефтей

Таблица 11

Сопоставление товарных свойств нефтей западного и восточного секторов Южно-Каспийской впадины

Месторождение, № скв., возраст	Выход бензиновой фракции (до 300 °С), % на нефть	Характеристика бензиновых фракций				Характеристика фракции, выкипающей после 200 °С			
		парафиновые углеводороды	нафтеновые углеводороды	ароматические углеводороды	d_{4}^{20}	Групповой состав, %			
						асфальтены	парафино-нафтеновые углеводороды	ароматические углеводороды	смолы спиртобензолные
Котуртене, скв. 16, краснокварцевая толща	16,5	25,6	65,6	8,7	1,42	0,19	58	14,9	9,4
Котуртене, скв. 20, краснокварцевая толща	23,5	31,2	60,8	7,9	0,75	0,45	66,1	9,2	10,1
Балка Дарвина, скв. 142	4,8	5,9	91,0	3,1	1,43	0,23	50,5	16,1	14,4
Балка Дарвина, скв. 117	8,6	5,6	92,5	1,9	1,43	0,46	40,9	19,4	15,2
Кюров-Даг, скв. 7, 1 горизонт	10,2	10,1	77,3	12,6	1,43	7,28	34,5	15,2	16,5
Кюров-Даг, скв. 7, 1 горизонт	8,6	12,9	80,9	6,1	0,77	4,77	47,6	14,1	15,1

Список литературы

1. Багир-Заде Ф. М. Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря / Ф. М. Багир-Заде, А. А. Нариманов, Ф. Р. Бабаев. – М. : Недра, 1988. – 208 с.
2. Гаджиев А. Н. Тектоника и нефтегазоносность Туркменского шельфа Каспия по комплексу геолого-геофизических данных. Обзорная информация / А. Н. Гаджиев, Ф. Г. Рагимханов, А. И. Кабанов [и др.]. – М. : ВНИИЭгазпром, 1986. – Вып. 5. – 36 с.
3. Геодекян А. А. О нефтегазообразовании в Южном Каспийском бассейне / А. А. Геодекян // Геология нефти и газа. – 1963. – № 9. – С. 10–15.
4. Глумов И. Ф. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря / И. Ф. Глумов [и др.]. – ООО «Недра – Бизнесцентр», 2004. – 342 с.
5. Серебряков А. О. Синергетика разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений-гигантов с кислыми компонентами : монография / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2005. – 359 с.

References

1. Bagir-Zade F. M. Geologo-geohimicheskie osobennosti mestorozhdenij Kaspijskogo morja / F. M. Bagir-Zade, A. A. Narimanov, F. R. Babaev. – M. : Nedra, 1988. – 208 s.
2. Gadzhiev A. N. Tektonika i neftegazonosnost' Turkmenskogo shel'fa Kaspija po kompleksu geologo-geofizicheskikh dannyh. Obzornaja informacija / A. N. Gadzhiev, F. G. Ragimhanov, A. I. Kabanov [i dr.]. – M. : VNIIEgazprom, 1986. – Vyp. 5. – 36 s.
3. Geodekjan A. A. O neftegazoobrazovanii v Juzhnom Kaspijskom bassejne / A. A. Geodekjan // Geologija nefti i gaza. – 1963. – № 9. – S. 10–15.
4. Glumov I. F. Regional'naja geologija i neftegazonosnost' Kaspijskogo morja / I. F. Glumov [i dr.]. – ООО "Nedra – Biznescentr", 2004. – 342 s.
5. Serebrjakov A. O. Sinergetika razvedki i razrabotki neftijanyh i gazovyh mestorozhdenij-gigantov s kislymi komponentami : monografija / A. O. Serebrjakov. – Astrahan' : Izd. dom "Astrahanskij universitet", 2005. – 359 s.