

Mezhdunar. nauch.-prakt. konf. – Gorno-Altajsk : RIO Gorno-Altajsk. gos. un-ta, 2007. – S. 226–231.

7. Rezhim dostupa: <http://www.petromatad.com>, svobodnyj. – Zaglavie s jekrana. – Jaz. rus.

8. Rezhim dostupa: <http://www.bp.com>, svobodnyj. – Zaglavie s jekrana. – Jaz. rus.

9. Rezhim dostupa: <http://www.toyo-eng.com>, svobodnyj. – Zaglavie s jekrana. – Jaz. rus.

## СОСТАВ И СВОЙСТВА НЕФТЕЙ ЗАПАДНОГО ПРИКАСПИЯ

**Серебряков Алексей Олегович**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, ул. Татищева, 20а, e-mail: [AOSSAO@yandex.ru](mailto:AOSSAO@yandex.ru)

**Серебрякова Оксана Андреевна**, аспирант, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: [geologi2007@yandex.ru](mailto:geologi2007@yandex.ru)

**Серебряков Андрей Олегович**, старший преподаватель, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: [geologi2007@yandex.ru](mailto:geologi2007@yandex.ru)

Изучены составы и свойства нефтей месторождений западных прибрежных Каспийских районов. Даны их физико-химическая характеристика и разгонка нефтей, выходы и свойства узких фракций, групповой углеводородный состав, товарные свойства нефтей. Обоснован вывод об аналогичных свойствах нефтей в морских геологических структурах, являющихся продолжением сухопутных структур Восточного Предкавказья под акваторией Каспийского моря.

**Ключевые слова:** нефть, Западный Прикаспий, состав, свойства, бензин, мазут, остатки.

## COMPOSITION AND PROPERTIES OF THE WESTERN CASPIAN OIL

**Serebryakov Alexei O.**, D.Sc. in Geology and Minerology, Professor, Astrakhan State University, 20a Tatitchev st., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: [AOSSAO@yandex.ru](mailto:AOSSAO@yandex.ru)

**Serebryakova Oxana A.**, Post-graduate student, Astrakhan State University, 1 Shaumian sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: [geologi2007@yandex.ru](mailto:geologi2007@yandex.ru)

**Serebryakov Andrei O.**, Senior Lecturer, Astrakhan State University, 1 Shaumian sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: [geologi2007@yandex.ru](mailto:geologi2007@yandex.ru)

*Studied composition and properties of oil fields west of the Caspian coastal areas. Given their physical and chemical characteristics of oils and distillation, yields and properties of narrow fractions, the group hydrocarbon composition, product properties of the oils. The conclusion of similar properties of crude oils in the sea geological structures in the extension of land under the structures of the Eastern Caucasus Caspian Sea.*

**Key words:** Oil, West Caspian Sea, the composition, properties, diesel, fuel oil, remains.

Западно-Каспийский регион охватывает прибрежный калмыцкий нефтегазоносный район (вал Карпинского) и южные прибрежные дагестанские районы Восточного Предкавказья, геологические структуры которых продолжаются под акваторией Каспийского моря, и содержит газовые, нефтяные, а также смешанные газоконденсатные, газонефтяные и газонефтеконденсатные месторождения. Из них прибрежными газонефтяными месторождениями являются Олейниковское и Тенгутинское, нефтяными – Каспийское,

Северо-Камышанское, Восточно-Камышанское, Комсомольское, Надеждинское, Ермолинское и другие, а также Улан-Хольское и другие газонефтеконденсатные месторождения.

Для оптимизации морских поисково-разведочных работ, добычи и переработки нефтяных морских месторождений необходимо уточнить составы и свойства углеводородов месторождений, расположенных на западном побережье Каспийского моря. Нефтяные месторождения приурочены к сводовой части и южным склонам вала Карпинского, сухопутного аналога морских геологических структур. Залежи нефти и газа относятся к типу пластовых сводовых на склоне вала и тектонически экранированных в его сводовой части. Залежи приурочены к нижнемеловым и юрским отложениям.

Таблица 1

## Физико-химическая характеристика нефти

Горизонт	№ скв.	$\rho_{4^{20}}$	Молекулярный вес	$\nu_{20}$ сст	$\nu_{50}$ сст	Температура вспышки, °С	Температура застывания, °С	Парафин, %	Температура плавления парафина, °С	Температура плавления парафина, °С	Сера, %	Смолы серно-кислотные, %	Смолы силикателевые, %	Асфальтены, %	Коксуемость, %	Кислотное число, мг КОН	Нафтеновые кислоты, %	Фенолы, %
Нижний альб	Нижний альб	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1	Нижний альб, 1
Средний образец	3 структура	1-я трапная	2-я трапная	1 структура	1 структура	1 структура	1 структура	1 структура	1 структура	1 структура	1 структура	1 структура	1 структура	1 структура	1 структура	1 структура	1 структура	1 структура
0,821	153	0,814	0,819	0,814	0,819	0,814	0,819	0,814	0,819	0,814	0,819	0,814	0,819	0,814	0,819	0,814	0,819	0,814
188	0,818	197	188	188	188	188	188	188	188	188	188	188	188	188	188	188	188	188
5,04	177	4,59	5,16	4,59	5,16	4,59	5,16	4,59	5,16	4,59	5,16	4,59	5,16	4,59	5,16	4,59	5,16	4,59
2,56	6,08	2,50	2,62	2,50	2,62	2,50	2,62	2,50	2,62	2,50	2,62	2,50	2,62	2,50	2,62	2,50	2,62	2,50
-31	2,73	-35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35	Ниже -35
-32	Ниже -35	-	-26	-	-26	-	-26	-	-26	-	-26	-	-26	-	-26	-	-26	-
6,7	9,0	6,3	-	6,3	-	6,3	-	6,3	-	6,3	-	6,3	-	6,3	-	6,3	-	6,3
56	50	65	-	65	-	65	-	65	-	65	-	65	-	65	-	65	-	65
0,34	0,37	0,30	0,23	0,30	0,23	0,30	0,23	0,30	0,23	0,30	0,23	0,30	0,23	0,30	0,23	0,30	0,23	0,30
7	17	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
3,6	2,8	3,3	-	3,3	-	3,3	-	3,3	-	3,3	-	3,3	-	3,3	-	3,3	-	3,3
1,8	1,8	1,8	1,3	1,8	1,3	1,8	1,3	1,8	1,3	1,8	1,3	1,8	1,3	1,8	1,3	1,8	1,3	1,8
1,01	1,03	1,00	1,20	1,00	1,20	1,00	1,20	1,00	1,20	1,00	1,20	1,00	1,20	1,00	1,20	1,00	1,20	1,00
0,02	0,07	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01
0,05	-	0,04	0,05	0,04	0,05	0,04	0,05	0,04	0,05	0,04	0,05	0,04	0,05	0,04	0,05	0,04	0,05	0,04
0,064	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Олейниковская нефть является легкой, маловязкой, парафинистой, малосернистой, малосмолистой и низкокислотной. Для нее характерны повышенное содержание асфальтенов (1,8 %) и значительный выход светлых фракций: до 200° – 33 и до 350° – 65,5 вес. %. Бензиновые фракции характеризуются высоким содержанием нафтеновых углеводородов, преобладающих над метановыми углеводородами. Особенности группового углеводородного состава этих фракций позволяют использовать их как сырье для процесса каталитического риформинга или для получения бензинов-растворителей без очистки от ароматики или в качестве компонентов автомобильного бензина.

Из нефти можно получать до 30 % топлива ТС-1 с большим запасом по температуре начала кристаллизации и очень незначительным содержанием меркаптановой серы. Керосино-газойлевые фракции отличаются сравнительно низкими температурами застывания. На их базе можно получить около 30 % дизельного топлива специальных марок или около 20 % летнего дизельного топлива с хорошими моторными свойствами.

Масляные дистилляты и гудрон являются ценным сырьем для производства дистиллятных и остаточных масел. Выход масла типа трансформаторного, полученного путем низкотемпературной депарафинизации дистиллята, отобранного в пределах 330–400 °С, составляет 8,4 % на нефть; температура его застывания – минус 55 °С. Выход неочищенного дистиллятного масла средней вязкости, с температурой застывания минус 16 °С, составляет 9,6 % на нефть.

Тяжелые остатки после отбора фракций до 400°, 450° и 480° отвечают требованиям на котельное топливо марок 40, 100 и 200 соответственно для сернистых нефтей. Характеристика западноприкаспийских нефтей помещена в таблицах 1–20.

Таблица 2

Скважина, узел	Н.к. С°	Отгоняется в % до температуры, °С											
		100	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
153	56	–	10	15	–	21	24	28	33	38	42	47	52
1-я трапная	53	–	16	23	–	30	35	41	45	50	53	57	61
2-я трапная	54	–	14	23	–	29	34	39	43	48	53	56	60
Средний образец	58	9	17	23	25	27	34	37	41	46	51	55	60

Таблица 3

№ скв.	Показатели	Температура, °С				
		10	20	30	40	50
153	$\rho_4^t$	0,8252	0,8180	0,8108	0,8031	0,7950
	Вязкость: кинематическая, сст. условная, °ВУ	–	6,08	4,41	3,38	2,73
		–	1,49	1,33	1,24	1,17
1-я трапная	$\rho_4^t$	0,8215	0,8144	0,8075	0,8005	0,7939
	Вязкость: кинематическая, сст. условная, °ВУ	5,31	4,59	3,75	3,01	2,50
		1,42	1,35	1,27	1,20	1,15
2-я трапная	$\rho_4^t$	0,8263	0,8189	0,8114	0,8059	0,7963
	Вязкость: кинематическая, сст. условная, °ВУ	6,33	5,16	3,94	3,13	2,62
		1,51	1,41	1,28	1,21	1,16
Средний образец	Вязкость: кинематическая, сст. условная, °ВУ	0,8294	0,8214	0,8143	0,8081	0,7995
		22,1	6,51	4,42	3,54	2,27
		3,19	1,53	1,33	1,24	1,13

Таблица 4

## Выходы и свойства узких фракций нефти (разгонка на аппарате АРН-2)

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	$P_4^{20}$	$n_D^{20}$	Молекулярный вес	$v_{20} \text{ ccm}$	$v_{30} \text{ ccm}$	$v_{100} \text{ ccm}$	Температура застывания, °С	Сера, %
Н.к.–60	1,6	0,6474	–	–	–	–	–	–	–
00–70	1,5	0,6778	1,3867	–	–	–	–	–	–
70–80	1,9	0,7045	1,3976	–	–	–	–	–	–
80–90	2,1	0,7263	1,4067	–	–	–	–	–	–
90–100	3,3	0,7303	1,4092	–	–	–	–	–	–
100–110	3,9	0,7371	1,4126	–	–	–	–	–	0,005
110–120	2,6	0,7388	1,4146	–	–	–	–	–	–
120–130	2,8	0,7407	1,4160	–	–	–	–	–	–
130–140	2,6	0,7491	1,4208	–	0,91	–	–	–	0,007
140–150	2,7	0,7555	1,4242	–	0,99	–	–	–	–
150–160	2,8	0,7641	1,4293	110	1,08	–	–	–	–
160–170	2,7	0,7747	1,4352	–	1,12	0,88	–	–	0,010
170–180	2,2	0,7836	1,4398	–	1,28	0,98	–	–	–
180–190	2,3	0,7921	1,4441	130	1,82	1,07	–	–	–
190–200	2,5	0,7998	1,4480	–	1,96	1,30	–	–	0,012
200–220	4,9	0,8131	1,4546	–	2,05	1,61	–	–	–
220–240	4,0	0,8207	1,4595	138	2,82	2,08	–	–	0,043–
240–260	4,6	0,8368	1,4692	–	3,43	2,59	–	–	0,12
260–280	3,6	0,8478	1,4752	157	5,00	3,25	–	Ниже -60	–
280–300	3,9	0,8488	1,4760	–	6,83	4,33	–	-60	0,40
300–320	3,8	0,8557	1,4805	227	10,19	6,22	1,74	-48	–
320–340	4,3	0,8765	1,4924	–	16,62	8,20	2,27	–	–
340–360	2,2	0,8811	1,4951	261	25,09	10,58	2,73	-30	0,50
360–380	2,5	0,8777	1,4930	–	34,73	13,61	3,23	-24	–
380–400	2,7	0,8803	1,4940	–	–	19,22	3,89	-18	–
400–420	2,0	0,8865	1,4953	–	–	27,80	4,75	-6	0,55
420–440	2,7	0,8940	1,4979	398	–	38,40	6,16	6	–
440–460	3,2	0,8960	1,4992	–	–	–	7,49	8	–
460–480	2,5	0,8966	1,5002	461	–	–	9,18	29	0,62
480–500	1,2	0,8980	1,5028	–	–	–	10,28	39	–
Газ	1,9	–	–	–	–	–	–	–	–
остаток и потери	13,5	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 5

**Состав газов, растворенных в нефтях**

№ скв.	Углево- дороды	Выход на нефть, вес. %	Содержание углеводородов в газе, вес. %					
			C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	изо- C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	изо- C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
153	до C <sub>4</sub>	0,62	13,3	24,5	33,3	28,9	–	–
	до C <sub>5</sub>	1,35	6,1	11,3	15,3	13,3	24,6	29,4
1-я трапная	до C <sub>4</sub>	1,95	15,2	34,5	23,2	27,1	–	–
	до C <sub>5</sub>	2,40	12,4	28,0	18,9	22,1	7,1	11,5

Таблица 6

**Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200 °С**

№ скв.	Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	Углеводороды, %		
			ароматические	нафтеновые	метановые
1-я трапная	60–95	7,0	–	52	48
	95–122	8,5	1	56	43
	122–150	8,2	3	42	55
	150–200	11,5	15	51	34
	Н.к.–200	36,5	6	44	50
2-я трапная	60–95	6,0	–	55	45
	95–122	8,4	3	56	41
	122–150	8,0	3	45	52
	150–200	13,0	12	54	34
153	60–95	5,2	1	30	69
	95–122	5,7	2	40	58
	122–150	5,9	10	30	60
	150–200	10,5	23	34	43
	Н.к.–200	28,7	10	32	58
Средний образец	60–95	5,0	1	50	49
	95–122	7,2	1	55	44
	122–150	7,8	5	38	57
	150–200	11,0	13	51	36
	Н.к.–200	33,0	6	51	43

Таблица 7

**Потенциальное содержание фракций**

№ скв.	Отгоняется в вес. % до температуры, °С											
	60	80	100	120	140	150	160	180	200	220	240	260
1-я трапная	1,6	5,0	10,4	16,9	22,3	25,0	27,8	31,7	36,5	41,4	45,4	50,0
Отгоняется в вес. % до температуры, °С												
280	300	320	340	360	380	400	420	440	460	480	500	
53,6	57,5	61,3	65,6	67,8	70,3	73,1	75,1	77,8	81,0	83,5	84,6	

Таблица 8

Групповой углеводородный состав дистиллятной части

№	Температура, °С	Выход на %	$\rho_4^{20}$	Углеводороды				Углеводороды				Промежуточные соединения и смолы, %		
				метано-нафтоновые		легкие	ароматические	средние ароматические		тяжелые ароматические			сумма ароматических, %	
				$n_D^{20}$	%			$n_D^{20}$	%	$n_D^{20}$	%			$n_D^{20}$
1-я группа	Н.к.-200	36,5	0,746	—	94,0	—	—	—	—	—	—	—	6,0	—
	200-250	11,1	0,818	1,4412	83,8	1,5212	13,2	1,5352	—	—	—	—	16,2	—
	250-300	9,9	0,845	1,4529	79,1	1,4908-1,4986	1,6	1,5494-1,5529	18,2	—	—	—	20,5	0,4
	300-350	9,0	0,861	1,4564	72,6	1,4970-1,5245	11,2	1,5874	8,7	1,5902-1,6239	—	—	26,5	0,9
	350-400	6,6	0,879	1,4638	68,8	1,5015-1,5236	7,7	1,5315-1,5823	7,6	1,6083-1,6313	—	—	29,8	1,3
	400-450	6,0	0,891	1,4702	67,6	1,4915-1,5250	11,3	1,5316-1,5884	9,6	1,5965-1,6635	—	—	30,8	1,6
450-480	5,2	0,897	1,4768	68,8	1,4920-1,5100	7,2	1,5330-1,5795	9,2	1,5972-1,6575	—	—	28,6	2,6	
153	Н.к.-200	28,4	—	—	90,0	—	—	—	—	—	—	—	10,0	—
	200-250	10,2	0,812	1,4402	80,2	1,5074	18,9	—	—	—	—	—	18,9	0,9
	250-300	11,1	0,832	1,4503	77,0	1,5117	19,7	—	1,7	—	—	—	21,4	1,6
	300-350	11,3	0,851	1,4552	75,4	1,4950-1,5246	19,0	1,5700	3,5	—	—	—	22,5	2,1
	350-400	9,2	0,865	1,4614	74,0	1,4978-1,5165	13,5	1,5327-1,5716	6,0	1,5917-1,6170	—	—	23,3	2,7
	400-450	7,3	0,873	1,4688	73,5	1,4996-1,5287	11,0	1,5345-1,5800	9,4	1,6070-1,6417	—	—	22,9	3,6
450-480	5,9	0,885	1,4713	70,7	1,4990-1,5281	5,7	1,5400-1,5787	9,7	1,6235-1,6700	—	—	23,9	4,4	
Средний образец	Н.к.-200	33,0	0,744	—	94,0	—	—	—	—	—	—	—	6,0	—
	200-250	13,6	0,820	1,4370-1,4725	83,7	1,4960-1,5060	6,9	1,5480-1,5640	8,8	—	—	—	15,7	6,0
	250-300	10,2	0,843	1,4465-1,4798	77,6	1,4960-1,5105	5,6	1,5483-1,5840	16,1	—	—	—	21,7	0,7
	300-350	8,7	0,865	1,4563-1,4790	73,2	1,4928-1,5134	6,8	—	2,0	1,6054-1,5918	—	—	25,6	1,2
	350-400	8,0	0,878	1,4623-1,4837	70,3	1,4938-1,5103	9,8	1,5347-1,5754	8,9	1,6134-1,6536	—	—	28,0	1,7
	400-450	6,7	0,889	1,4650-1,4848	72,2	1,4928-1,5136	8,2	1,5504	6,5	1,6074-1,6584	—	—	25,9	1,9
450-470	2,0	0,895	1,4680-1,4786	71,8	1,4940-1,5219	10,0	1,5407-1,5726	6,1	1,5936-1,6482	—	—	25,4	2,8	

Таблица 9

**Структурно-групповой состав 50-градусных фракций**

№ скв.	Температура отбора, °С	Распределение углерода, %				Среднее число колец в молекуле		
		Са	Сн	Скол	Сн	Ка	Кн	Ко
1-я трапная	200–250	11	35	46	54	0,24	0,79	1,03
	250–300	15	32	47	53	0,38	0,90	1,28
	300–350	16	25	41	59	0,51	0,93	1,44
	350–400	17	23	40	60	0,66	1,13	1,79
	400–450	17	23	40	60	0,76	1,38	2,14
	450–480	17	22	39	61	0,85	1,55	2,40
2-я трапная	200–250	13	36	49	51	0,25	0,73	0,98
	250–300	13	36	49	51	0,37	0,88	1,25
	300–350	16	27	43	57	0,49	0,99	1,48
	350–400	17	24	41	59	0,64	1,11	1,75
	400–450	17	23	40	60	0,76	1,36	2,12
	450–500	16	21	37	63	0,84	1,45	2,29
153	200–250	15	28	43	57	0,23	0,67	0,90
	250–300	15	28	43	57	0,34	0,72	1,06
	300–350	15	24	39	61	0,48	0,89	1,37
	350–400	15	21	36	64	0,57	0,96	1,53
	400–450	15	18	33	67	0,66	1,06	1,72
	450–480	15	20	35	65	0,75	1,35	2,10
Средний образец	200–250	9	34	43	57	0,19	0,81	1,00
	250–300	11	34	45	55	0,31	0,96	1,27
	300–350	14	29	43	57	0,47	1,14	1,61
	350–400	12	27	39	61	0,52	1,49	2,01
	400–450	16	19	35	65	0,82	1,47	2,29
	450–480	15	21	36	64	0,84	1,63	2,47

Таблица 10

**Характеристика продуктов карбамидной депарафинизации 50-градусных фракций**

Температура отбора, °С	Выход, %		$\rho_4^{20}$	$v_{20}^{cst}$	$n_D^{20}$	Температура, °С	
	на фракцию	на нефть				застывания	плавления
Депарафинированные фракции							
250–300	98,4	97	0,847	4,83	1,4716	Ниже -62	–
300–350	96,0	8,6	0,864	11,3	1,4827	-56	–
350–400	91,0	6,0	0,885	32,5	1,4960	-26	–
Комплексообразующие							
250–300	1,6	0,2	–	–	1,4315	–	2
300–350	4,0	0,4	–	–	1,4398	–	17
350–400	9,0	0,6	–	–	1,4447	–	24

Таблица 11

## Компоненты автомобильного бензина

№ скв.	Температура отбора, °С	Выход на нефть, вес. %	$\rho_4^{20}$	Фракционный состав, °С					Сера, %	Октановое число в чистом виде
				Н.к.	10%	50%	90%	К.к.		
1-я трапная	Н.к.-120	16,9	0,715	52	74	93	117	122	–	69,6
	Н.к.-140	22,3	0,719	56	78	97	121	138	0,003	67,6
	Н.к.-180	31,7	0,734	70	92	123	153	181	0,006	59,5
	Н.к.-200	36,5	0,746	81	97	130	170	205	0,008	56,5
153	Н.к.-120	12,0	0,697	51	71	88	115	120	0,013	63,2
Средний образец	Н.к.-62	2,3	0,658	30	36	42	67	73	–	–
	Н.к.-80	4,9	0,683	33	47	63	80	87	–	–
	Н.к.-120	14,4	0,713	68	77	90	105	120	0,009	66,0
	Н.к.-150	22,2	0,728	70	88	101	133	149	0,010	60,5
	Н.к.-180	29,4	0,739	74	95	123	150	176	0,012	56,0
	Н.к.-200	33,0	0,744	79	99	130	174	191	0,015	54,0

Таблица 12

## Сырье для каталитического риформинга

№ скв.	Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	$\rho_4^{20}$	Сера, %	Углеводороды, %		
					ароматические	нафтеновые	метановые
1-я трапная	62–85	4,1	0,708	0,003	0 0	49	51
	62–105	10,6	0,717	0,004	1	53	47
	62–140	20,5	0,730	0,007	3	55	44
	85–180	26,1	0,752	0,004	1	44	43
	105–120	4,5	0,740	0,004	2 10	56	43
	120–140	5,4	0,750	0,012	1 1 1	47	51
	140–180	9,4	0,771	0,007	3 4 10	47	43
Средний образец	62–105	7,4	0,721			49	50
	85–105	3,0	0,726			55	44
	105–120	4,7	0,739	0,009		52	47
	105–140	10,3	0,746	0,013		46	51
	120–140	5,6	0,752			41	55
	140–180	9,4	0,772			46	44



Таблица 13

**Бензин «Галоша»**

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	$\rho_4^{20}$	Температура Н.к., °С	Перегоняется в % до температуры, °С		Остаток в колбе, %	Ароматические углеводороды, %
				110	120		
70–120	10,5	0,725	75	93	98	0,9	0,5

Таблица 14

**Уайт-спирит**

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	$\rho_4^{20}$	Температура Н.к., °С	До 200 °С перегоняется, %	Ароматические углеводороды, %	Сера, %
150–200	10,8	0,782	155	99	12,7	0,018

Таблица 15

**Топливо ТС-1, его компоненты**

Скв.	Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	$\rho_4^{20}$	Фракционный состав, °С					$v_{20}^{ст}$	Кислотность, мг КОН	Температура вспышки, °С	Температура начала кристаллизации, °С	Общая сера, %	Меркаптановая сера, %
				Е. К.	10 %	50 %	90 %	98 %						
1-я градная	120–240	28,3	0,776	139	144	161	211	224	1,26	–	30	Ниже -62	0,018	отсутствует
	140–230	21,1	0,787	154	160	184	210	213	1,47	–	44	Ниже -62	0,027	
153	120–240	21,9	0,779	138	147	170	204	215	1,19	–	32	Ниже -61	0,027	
Средний образец	120–240	29,6	0,780	136	149	180	226	236	1,37	1,7	29	Ниже -62	0,027	0,0008
	150–230	19,7	0,790	–	–	–	–	–	1,49	–	31	-60	0,030	0,0008

Таблица 16

## Специальное и летнее дизельное топлива и их компоненты

№ скв.	Температура отбора, °С	Выход на нефть, %		$P_4^{20}$	$v_{20}$ сст	$v_{50}$ сст	Фракционный состав, °С					Температура			Сера, %	Кислотность, мг КОН
		Цетановое число	н.к.				10 %	50 %	90 %	96 %	застывания	помутнения	вспышки			
1-я грапная	180–330	31,7	–	0,831	3,53	1,97	195	208	249	302	317	–	ниже -39	82	0,01	5,8
	200–350	30,2	55	0,842	4,98	2,58	220	228	267	321	331	–	-30	–	0,23	–
	230–350	23,3	–	0,850	6,43	3,08	250	261	280	321	332	-50	-29	118	–	9,1
	240–330	18,0	55	0,846	5,96	2,87	253	263	277	304	314	-52	-35	122	0,24	–
	240–350	21,1	56	0,848	6,18	2,96	256	265	278	315	321	46	-31	124	0,29	–
153	240–350	27,4	59	0,836	5,38	2,73	255	267	278	314	329	-14	-7	–	0,41	–
Средний образец	180–330	32,8	49	0,822	3,38	1,85	193	206	248	297	309	-44	-24	84	0,12	–
	180–350	36,1	–	0,828	4,30	–	196	235	260	318	342	-34	-17	88	0,20	–
	200–350	32,5	53	0,834	–	2,46	221	233	275	325	339	-26	-20	98	0,28	–
	230–340	24,1	–	0,842	7,11	–	252	264	282	320	333	-16	-10	–	0,40	–
	240–350	21,5	54	0,848	7,75	3,84	258	276	296	332	343	-11	-8	124	0,42	–

Таблица 17

## Дистилляты масел

№ скв.	Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	$\rho_4^{20}$	$v_{50}$ сст	$v_{100}$ сст	Сера, %	Температура застывания, °С
1-я грапная	350–420	8,6	0,883	13,0	–	–	-8
	420–480	8,4	0,900	40,3	8,10	–	28
153	350–420	12,3	0,868	9,93	3,30	–	26
	420–480	10,1	0,897	26,8	6,84	–	42
	350–420	10,5	0,880	16,2	5,02	0,48	25
	420–480	9,3	0,893	–	8,37	0,59	38
	330–400	11,5	0,867	5,47	$v_{20} = 19,8$	–	10
Средний образец	То же после депарафинизации 400–480	8,4 11,8	0,891 0,888	9,30 29,4	$v_{20} = 30,2$ 7,44	– 0,54	-55 32
	То же после депарафинизации	9,6	0,908	41,7	7,82	0,66	-16

Таблица 18

Остатки

№ скв.	Температура отбора, °С	Выход, %	$\rho_4^{20}$	ВУ <sub>80</sub>	ВУ <sub>100</sub>	Температура, °С		Сера, %	Коксуемость, %
						вспышки	застывания		
1-я граница	Выше 300	40,6	0,901	2,16	–	186	-10	–	3,04
	Выше 350	31,4	0,907	2,90	–	–	8	–	3,79
	Выше 400	25,0	0,914	4,48	2,65	256	22	0,67	4,82
	Выше 480	14,6	0,928	12,02	6,94	312	26	0,74	9,5
	Выше 500	13,5	0,931	–	7,23	320	37	–	11,2
153	Выше 450	21,6	0,921	5,99	3,28	228	36	–	–
	Выше 480	15,7	0,932	11,23	5,55	309	40	0,90	10,7
Средний образец	Выше 300	43,2	0,897	2,20	1,7	191	23	0,65	зд
	Выше 350	34,5	0,909	3,15	2,3	228	25	0,68	3,9
	Выше 400	26,5	0,913	4,8	2,7	262	27	0,70	5,2
	Выше 450	19,7	0,928	11,4	5,5	292	29	0,79	8,2
	Выше 480	14,7	0,933	14,1	6,3	306	32	0,84	9,8

Таблица 19

Характеристика остаточных масел и групп углеводородов, полученных адсорбционным методом

Наименование	$\rho_4^{20}$	$n_D^{20}$	V <sub>50</sub> сст	V <sub>100</sub> сст	V <sub>50</sub> V <sub>100</sub>	ИВ	ВВК	Температура застывания, °С	Выход,	
									на остаток	на нефть
Остаток выше 480°	0,928	–	ВУ <sub>100</sub> = 6,94	52,0	–	–	0,920	26	100	14,6
Смесь метано-нафтеновых и легких ароматических углеводородов	0,876	1,4814	115	17,1	6,7	98	0,798	-4	29,4	4,3
Смесь метано-нафтеновых, легких и части средних ароматических углеводородов	0,889	1,4983	169	21,8	7,9	82	0,810	-10	35,5	5,2

Таблица 20

**Характеристика дистиллятных масел и их компонентов,  
полученных адсорбционным методом**

Наименование	$\rho_4^{20}$	$n_D^{20}$	$v_{20}$ ссг	$v_{50}$ ссг	$v_{100}$ ссг	ИВ	ВВК	Температу- ра засты- вания, °С	Выход, %	
									на фракцию	на нефть
Фракция 330–400°	0,88	1,49	29,50	9,30	–	–	–	-16	100	9,7
То же после депарафинизации	0,89	1,50	37,10	10,80	–	–	–	-48	81,0	7,8
Метано- нафтеновые углеводороды	0,84	1,46	26,60	8,97	–	–	–	-48	48,9	4,7
Легкие ароматические углеводороды	0,92	1,52	–	14,70	–	–	–	-40	13,1	1,25
Средние ароматические углеводороды	1,00	1,58	–	–	–	–	–	–	6,2	0,6
Тяжелые ароматические углеводороды	1,05	1,62	–	–	–	–	–	-15	10,9	1,05
Смесь метано- нафтеных и легких аромати- ческих углеводо- родов	0,87	1,48	29,60	9,45	–	–	–	-47	62,0	6,0
Смесь метано- нафтеных, легких и средних ароматических углеводородов	0,87	–	32,29	9,94	–	–	–	-47	68,2	6,6
Фракция 400–480°	0,90	1,50	–	32,60	7,11	–	–	22	100	10,4
То же после депарафинизации	0,90	1,50	–	40,00	7,77	80	0,84	-18	88,2	9,2
Метано- нафтеновые углеводороды	0,86	1,47	–	26,20	6,17	101	0,85	-14	59,1	6,2
Легкие ароматические углеводороды	0,91	–	–	47,00	8,16	59	0,80	–	11,6	1,2
Тяжелые ароматические углеводороды	–	–	–	85,9	24,7	20	0,85	-14	14,7	1,5
Смесь метанопа- фтеных и легких ароматических уг- леводородов	0,86	1,48	–	28,8	6,52	97	0,81	-14	70,7	7,4
Смесь метанопа- феных, легких и части тяжелых ароматических углеводородов	0,88	1,49	–	33,0	6,86	82	0,83	-16	78,0	8,1

Тенгутинское нефтяное месторождение расположено в Олейниковско-Промысловской тектонической зоне сводовой части вала Карпинского. В пределах Тенгутинской площади выявлена нефтегазоносность в отложениях нижнеальбского и газоносность маастриктского возрастов меловой системы. Наибольшее промышленное значение имеют скопления нефти в верхней час-

ти разреза нижнеальбского продуктивного горизонта. Промышленная эксплуатация месторождения начата в 1966 г.

Нефть легкая, высокопарафинистая, малосернистая, малосмолистая и низкокислотная. Выход светлых фракций, выкипающих до 200°, составляет 32,5 и до 350° – 63,7 вес. %. Бензиновые фракции содержат в среднем 60 % метановых, 34 % нафтеновых и 6 % ароматических углеводородов. Количество ароматических углеводородов во фракциях, выкипающих до 120°, не превышает 2 %, что указывает на возможность получения из этой нефти бензинов-растворителей без дополнительной очистки. Дистилляты автомобильного бензина отличаются низкими моторными свойствами: октановое число в чистом виде фракции н.к. – 200° составляет 34,4. Дистиллят топлива ТС-1 характеризуется незначительным содержанием меркаптановой серы и высокой температурой начала кристаллизации. Фракции дизельного топлива имеют высокие температуры застывания и помутнения и для получения из них марочных дизельных топлив нуждаются в депарафинизации. Масляные дистилляты являются хорошим сырьем для парафинового производства: содержание парафина во фракции, отобранной в пределах 350–480°, составляет 31–34 %. Товарные свойства западнокаспийских нефтей обозначены в таблицах 21–31.

Таблица 21

**Физико-химическая характеристика нефти**

Горизонт	Интервал перфорации	№ скв.	$\rho_4^{20}$	Молекулярный вес	$\nu_{30}$ сст	$\nu_{50}$ сст	Температура, °С		Давление насыщенных паров, мм рт. ст.		Парафин		Серя, %	Смолы		Асфальтены, %	Коксумость, %	Зольность, %	Кислотное число, мг КОН
							вспышки	застывания	при 38°	при 50°	содержание, %	температура плавления, °С		серно-кислотные, %	силикателые, %				
Нижнеальб.	1043–1044	72	0,809	165	9,40	2,55	Ниже	18	102	162	16,2	57	0,25	14	3,9	1,1	1,27	0,024	0,05
	1124–1128	126	0,805	202	6,59	2,78	–	18	260	340	–	–	0,25	10	–	–	1,27	0,026	–
	1125–1128	131	0,804	203	–	2,84	12	18	228	308	–	–	0,24	12	–	–	1,20	0,002	–

Таблица 22

**Разгонка нефти**

№ скв.	Н.к.	Отгоняет в % до температуры, °С											
		100	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
72	63	4	11	18	22	24	29	34	38	42	47	52	57
126	49	6	11	16	19	21	25	29	34	37	43	48	53
131	55	6	11	16	19	21	25	30	34	38	44	49	55

Таблица 23

**Изменение плотности и вязкости нефти в зависимости от температуры**

Показатели	Температура, °С				
	20	30	40	50	60
$\rho_4^t$	0,8161	0,8099	0,7976	0,7909	–
Вязкость: кинематическая, сст	9,4	5,69	3,66	2,56	2,39
условная, °ВУ	1,80	1,45	1,26	1,16	1,14

Таблица 24

## Групповой углеводородный состав дистиллятной части

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	$\rho_4^{20}$	Углеводороды				Углеводороды				Промежуточные соединения и смолы, %	
			метано-нафтеновые		легкие ароматические		средние ароматические		тяжелые ароматические			Сумма ароматических, %
			$n_D^{20}$	%	$n_{Dk}$	%	$n_D^{20}$	%	$n_D^{20}$	%		
Нж-200	32,5	0,735	-	94,0	-	-	-	-	-	-	6,0	-
200-250	9,6	0,803	1,4327-1,4535	88,9	1,5234	6,7	1,5212-1,5330	4,4	-	-	11,1	-
250-300	11,8	0,821	1,4400-1,4570	85,6	1,5170	2,8	1,5390-1,5620	11,6	-	-	14,4	-
300-350	9,8	0,839	1,4480-1,4880	82,9	1,4930-1,4960	0,9	1,5770-1,5570	15,3	-	-	16,2	0,9
350-400	9,6	0,853	1,4581-1,4804	79,9	1,4996-1,5244	6,5	1,5509-1,5855	5,6	-	-	19,0	1,1
400-450	8,0	0,872	1,4600-1,4780	77,8	1,4921-1,5280	7,9	1,5490-1,5825	6,1	-	-	20,7	1,5
450-480	4,2	0,884	1,4660-1,4839	72,7	1,5000-1,5086	8,7	1,5490-1,5831	3,7	-	-	24,0	3,3

Таблица 25

**Структурно-групповой состав 50-градусных фракций**

Температура отбора, °С	Распределение углерода, %				Среднее число колец 1 в молекуле		
	C <sub>a</sub>	C <sub>н</sub>	C <sub>кол</sub>	C <sub>п</sub>	K <sub>a</sub>	K <sub>н</sub>	K <sub>о</sub>
200–250	9	24	33	67	0,19	0,54	0,73
250–300	11	20	31	69	0,29	0,56	0,83
300–350	17	9	26'	74	0,54	0,31	0,85
350–400	15	10	25	75	0,64	0,48	1,12
400–450	12	18	30	70	0,64	0,77	1,41
450–480	16	16	32	68	0,93	1,06	1,99

Таблица 26

**Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200°**

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	Углеводороды, %		
		ароматические	нафтеновые	метановые
60–95	5,1	0,5	36,5	63
95–122	6,3	2	37	61
122–150	7,4	5	27	68
150–200	11,4	14	35	51
Н.к.–200	32,5	6	34	60

Таблица 27

**Бензиновые дистилляты**

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	$\rho_4^{20}$	Фракционный состав, °С					Сера, %	Октановое число в чистом виде
			Н.к.	10%	50%	90%	К.к.		
Н.к.–120	12,7	0,702	52	67	89	106	129	0,010	–
Н.к.–200	32,5	0,735	73	97	135	179	196	0,011	34,4

Таблица 28

**Дистиллят топлива ТС-1**

Температура отбора,	Выход на нефть, %	R420	Фракционный состав, °С					Температура, °С		Общая сера, %	Меркаптановая сера, %	Содержание H*S
			Н.к.	10 %	50 %	90 %	98 %	вспышки	нач. кристаллизации			
120–240	28,2	0,772	130	148	180	225	238	33	-50	0,015	0,0008	нет

Таблица 29

**Дистилляты дизельного топлива**

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	$\rho_4^{20}$	$v_{20}$ ссм	$v_{50}$ ссм	Фракционный состав, °С					Температура, °С			Сера, %	Кислотность, мг КОН
					Н.к.	10 %	50 %	90 %	96 %	застывания	помутнения	вспышки		
200–350	31,2	0,819	4,99	2,56	233	242	272	322	332	-6	-2	97	0,20	1,78
240–350	22,8	0,833	7,41	3,60	265	279	295	334	346	2	5	111	0,25	2,56

Таблица 30

**Дистилляты масел**

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	$\rho_4^{20}$	$v_{50}$ ссм	$v_{100}$ ссм	Сера, %	Коксуемость, %	Температура застывания, °С	Парафин, %	Температура плавления парафина, °С
350–420	12,5	0,857	11,08	4,21	0,39		36	34	50
420–480	9,5	0,885	30,6	7,66	0,48	0,06	45	31	59

Таблица 31

**Остатки**

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	$\rho_4^{20}$	ВУ <sub>80</sub>	ВУ <sub>80</sub>	Температура, °С		Сера, %	Коксуемость, %
					вспышки	застывания		
Выше 400	26,7	0,896	4,31	2,52	258	55	0,58	4,97
Выше 480	14,3	0,929	14,1	6,88	312	64	0,69	9,26

Конденсат Улан-Хольского месторождения получен из песчаника аптского возраста. Он имеет низкую плотность (до 0,763), содержит небольшое количество серы (0,13 %) и высокий процент смол еликагелевых (7 %). Основная его часть (88 %) выкипает до 300 °С. Из конденсата целесообразно получать компонент автомобильного бензина А-66 на базе фракции Н.к. – 150° с добавкой 0,82 г ТЭС на 1 кг топлива. Выход компонента автобензина – около 45 % на конденсат. Широкая фракция конденсата, отобранная в пределах температур 150–320 °С (выход – 44 %), имеет хорошие фотометрические свойства и отвечает требованиям ГОСТа на осветительный керосин. Характеристика западноприкаспийских газовых конденсатов указана в таблицах 32–38.



Таблица 32

**Общая характеристика конденсата**

Горизонт	№. скв.	$\rho_4^{20}$	Молекулярный вес	$v_{20}$ сст	$v_{50}$ сст	Сера, %	Смолы серно-кислотные, %	Смолы силикагелевые, %	Кислотное число, мг КОН
Нижний апт	42 (1)	0,763	132	1,39	0,88	0,13	13,0	7,0	0,08

Таблица 33

**Разгонка конденсата**

Н.к. °С	Отгоняется в % до температуры, °С											
	100	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
50	21	32	45	48	52	59	67	70	75	79	83	88

Таблица 34

**Выход и свойства узких фракций**

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %		$\rho_4^{20}$	$v_{20}$ сст	$v_{50}$ сст	$n_D^{20}$	Молекулярный вес	Температура застывания, °С	Сера, %
	отдельных фракций	суммарный							
Н.к.–200	64,6	64,6	0,7290	–	–	–	–	–	0,02
200–220	3,3	67,9	0,7925	1,92	1,47	1,4435	159	39	0,03
220–240	4,6	72,5	0,8030	2,73	1,70	1,4493	–	24	0,07
240–260	4,6	77,1	0,8144	3,61	2,01	1,4563	191	-14	0,14
260–280	3,7	80,8	0,8211	4,92	2,61	1,4600	–	-4	0,20
280–300	2,4	83,2	0,8280	5,44	3,34	1,4630	226	4	0,39
300–320	2,5	85,7	0,8401	9,27	3,97	1,4700	266	10	0,64
Остаток	14,3	100,0	0,8892	–	–	–	–	24	0,00

Таблица 35

**Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200°**

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	Углеводороды, °С		
		ароматические	нафтеновые	метановые
Н.к.–60	3,5	1	3	96
60–95	15,0	5	31	64
95–122	12,6	10	21	69
122–150	14,5	12	27	61
150–200	19,0	13	55	32

Таблица 36

**Компоненты автомобильного бензина**

Температура отбора, °С	Выход, %	$\rho_4^{20}$	Фракционный состав, °С					Сера, %	Октановое число		
			Н.к.	10 %	50 %	90 %	К.к.		в чистом виде	ТЭЖ на 1 кг топлива	
										0,41 г	0,82 г
Н.к.–12 С	29,5	0,700	54	71		102	117	0,010	55	69	75,5
Н.к.–15 С	45,6	0,715	61	81	104	129	147	0,011	46	–	67
Н.к.–18 С	57,0	0,727	68	80	120	155	175	0,012	40,4	54,2	63,2
Н.к.–20 С	64,6	0,728	71	92	131	168	195	0,014	39	–	–

Таблица 37

Дистиллят топлива ТС-1

Температура отбора, °С	Выход, %	$\rho_4^{20}$	Фракционный состав, %					v <sub>20</sub> сст	Кислотность, мг КОН	Температура, °С		Общая сера, %	Меркаптановая сера, %
			Н.к.	10 %	50 %	90 %	98 %			вспышки	нач. кристаллизации		
120–240	43,0	0,767	140	145	165	215	233	1,19	2,4	27	-50	0,04	отс.

Таблица 38

Осветительный керосин

Температура отбора, °С	Выход, %	$\rho_4^{20}$	Фракционный состав, °С						Температура, °С		Серa, %	Высота некопящего пламени, мм
			Н.к.	10 %	50 %	80 %	98 %	до 270° перегоняется	вспышки	потухения		
150–320	40,1	0,792	162	174	206	283	307	87	52	-21	0,10	27

Таким образом, нефти Западного Прикаспия малосернистые и малосмолистые и очень близки по своим свойствам. Содержание серы в них изменяется от 0,05 до 0,43 %, смол силикагелевых – от 2,8 до 5,7 %. Более высоким содержанием серы отличаются улан-хольская и надеждинская нефти (до 0,60 и 0,82 %) и очень высоким бешкульская нефть Северного Прикаспия (до 1,68 %). В этих нефтях отмечается повышенное содержание смолистых веществ (силикагелевых смол соответственно 6,9, 9,1 и 9,0 %; асфальтенов – 0,25, 1,85 и 0,30 %). Все нефти, за исключением олейниковской (I структура) и бешкульской, содержат очень высокий процент парафина – от 11,0 до 26,0 % (температура плавления парафина – 51–57 °С). В олейниковской (I структура) и бешкульской нефтях содержание парафина соответственно 6,3 и 3,8 %. Выход бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, в нефтях, за исключением бешкульской, высокий – от 20,8 до 43,6 %; выход фракций, выкипающих до 350 °С, – от 52,3 до 81,6 %. В бензиновых фракциях всех нефтей преобладают парафиновые углеводороды, вследствие чего октановые числа их невысокие. Особенно низкие октановые числа у бензиновых фракций комсомольской нефти, в которых до 83 % парафиновых углеводородов (для фракции Н.к. – 200 °С октановое число 20). Сравнительная характеристика нефтей приведена в таблице 39.

Таблица 39

## Сравнительная характеристика нефтей Западного Прикаспия

Нефть	Горизонт	Глубина перфорации, м	№ скв.	$\rho^{20}_4$	M	V <sub>20</sub> , сст	V <sub>50</sub> , сст	Температура застывания, °С
Тенгутинская	Нижнеальбский	1043–1044	72	0,8161	165	–	2,55	18
Олейниковская, I структура	Нижнеальбский	–	Смесь нефтей	0,8144	197	4,59	2,50	-33
Олейниковская, III структура	Нижнеальбский	–	153	0,8180	177	6,08	2,73	18
Олейниковская	Нижнеальбский	–	Товарная	0,8214	188	6,51	2,27	-32
Северо-камьшанская	Нижнеаптский	2203–2204	1	0,8200	204	–	3,46	20
Надеждинская	Нижнеаптский	2234–2236	6	0,8201	194	–	3,42	22
Красно-камьшанская	Нижнеаптский	2238–2242	29	0,8202	205	–	3,74	21
Восточно-камьшанская	Нижнеаптский	2220–2230	1	0,8329	210	–	4,64	24
Комсомольская	Байосский	2800–2804	1	0,7995	262	–	3,52	30
Каспийская	Байосский	2287–2308	14	0,8109	224	–	5,24	30
Уланхольская	Нижнеаптский	–	42 (1)	0,7628	132	1,39	0,88	–
Уланхольская	Неокомский	2166–2172	8	0,7976	152	2,42	1,50	–
Ермолинская	Нижнеаптский	2215–2217	52	0,8155	169	4,33	2,20	15

Бензиновые фракции содержат небольшое количество ароматических углеводородов, что позволяет использовать их для получения бензинов-растворителей без очистки от ароматических углеводородов. Повышенным содержанием ароматических углеводородов отличаются фракция красно-камьшанской нефти (во фракции 28–200 °С до 17 %).

По содержанию нафтеновых углеводородов наиболее благоприятным сырьем для каталитического риформинга являются фракции Олейниковской нефти. Во фракции, выкипающей в пределах 85–180 °С, содержится до 54 % нафтеновых углеводородов. Содержание серы в этой фракции составляет 0,007 %.

Дистилляты осветительных керосинов, выделенные из нефтей, обладают хорошими фотометрическими свойствами (высота некопящего пламени – 23–30 мм) и небольшим содержанием серы (0,02–0,08 %).

Дистилляты дизельных топлив нефтей, за исключением Олейниковской и Бешкульской, характеризуются высокими температурами застывания. Дистиллят дизельного топлива бешкульской нефти содержит большое количество серы – 1,47 %, вследствие чего не может быть использован для получения дизельного топлива без соответствующей очистки.

Базовые дистиллятные и остаточные масла нефтей характеризуются высокими индексами вязкости.

Конденсаты содержат небольшое количество серы – 0,13 % и высокий процент силикагелевых смол – 7 %.

Содержание в конденсате фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 64,6 %, выкипающих до 350 °С, – более 85,7 %.

#### Список литературы

1. Геологическое строение, инженерно-геологические свойства и нефтегазонасыщенность грунтов Каспийского моря : монография. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2010. – 365 с.
2. Серебрякова О. А. Влияние геоморфометрических условий морских акваторий на оценку сырьевого потенциала региона / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 1 (40). – С. 47–50.
3. Серебрякова О. А. Газонасыщенность донных отложений Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 4 (39). – С. 32–41.
4. Серебрякова О. А. Геологическая история развития и генерационный углеводородный потенциал Каспийского моря / О. А. Серебрякова, А. О. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2. – С. 45–51.
5. Серебрякова О. А. Геолого-геохимический и инженерно-геологический прогноз перспектив утилизации промстоков в Каспийском море / О. А. Серебрякова // Естественные и технические науки. – 2010. – № 4 (39). – С. 63–68.
6. Серебрякова О. А. Геометодика морского бурения инженерно-геологических скважин / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2008. – № 4. – С. 129–134.
7. Серебрякова О. А. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазонасыщенности глубинных отложений Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 3 (42). – С. 56–65.
8. Серебрякова О. А. Геоэкологические и инженерно-геологические особенности строения донной грунтовой толщи Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 2. – С. 120–126.
9. Серебрякова О. А. Геоэкологический мониторинг геолого-разведочных работ, разработки, добычи и транспорта нефти и газа в Каспийском море / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 3 (42). – С. 159–174.
10. Серебрякова О. А. Гидрогеологическая стратиграфия Юго-Западного Прикаспия / О. А. Серебрякова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2008. – № 1 (27). – С. 25–30.
11. Серебрякова О. А. Гидрогеологические особенности глубинного захоронения промышленных стоков в морских акваториях / О. А. Серебрякова // Современная гидрогеология нефти и газа. – М. : Геос, 2010. – С. 26–30.
12. Серебрякова О. А. Инженерно-геологическая технология освоения месторождений углеводородов с кислыми компонентами / О. А. Серебрякова, А. О. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 11. – С. 24–31.
13. Серебрякова О. А. Инженерно-геологические преобразования антропогенных грунтов / О. А. Серебрякова, Е. Н. Лиманский // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 11. – С. 59–64.
14. Серебрякова О. А. Инженерно-геологические распределения соляных куполов и межкупольных впадин / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 12. – С. 32–37.
15. Серебрякова О. А. Инженерно-геологический состав грунтов Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Геология. Известия отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2009. – № 14. – С. 14–21.
16. Серебрякова О. А. Инженерно-геологическое обоснование строительства нагнетательных скважин на полигонах закачки промышленных стоков / О. А. Серебря-

кова, Е. Н. Лиманский // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 12. – С. 72–76.

17. Серебрякова О. А. Инженерно-гидрогеологические условия шельфа Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 4 (26). – С. 58–65.

18. Серебрякова О. А. Комплекс инженерно-геологических изысканий морских акваторий / О. А. Серебрякова // Геология. Известия отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2008. – № 13. – С. 56–58.

19. Серебрякова О. А. Корреляция палеозой-мезозойских отложений северочукотского осадочного бассейна и Аляски / О. А. Серебрякова, Р. Ф. Кулемин // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2. – С. 119–125.

20. Серебрякова О. А. Литологическая характеристика нефтегазоносных мезозойских отложений северной части Каспийского моря / О. А. Серебрякова, П. С. Деля // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2 (41). – С. 52–64.

21. Серебрякова О. А. Литологические и геоэкологические особенности инженерно-геологических комплексов / О. А. Серебрякова, В. И. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 4. – С. 72–75.

22. Серебрякова О. А. Математическое моделирование геоэкологической и геологической характеристики Каспийского моря при освоении ресурсов нефти и газа / О. А. Серебрякова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2008. – № 1 (27). – С. 105–112.

23. Серебрякова О. А. Морская геотехнология опробования грунтов в инженерно-геологической скважине на акваториях / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2008. – № 4. – С. 76–90.

24. Серебрякова О. А. Обоснование кондиций гидроминерального сырья / О. А. Серебрякова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 3 (25). – С. 28–31.

25. Серебрякова О. А. Оптимизация морских геолого-разведочных работ / О. А. Серебрякова // Естественные и технические науки. – 2011. – № 6. – С. 290–294.

26. Серебрякова О. А. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Арктического шельфа / О. А. Серебрякова, Р. Ф. Кулемин // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 4 (39). – С. 85–92.

27. Серебрякова О. А. Особенности нефтегазоносности подсолевого комплекса Волго-Ахтубинского обрамления Каспийского моря / О. А. Серебрякова, М. Е. Дуванова // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 4 (39). – С. 103–106.

28. Серебрякова О. А. Сравнительный прогноз нефтегазоносности сухопутных обрамлений морских акваторий / О. А. Серебрякова, Р. Ф. Кулемин, Е. В. Мельникова // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 4 (39). – С. 15–20.

29. Серебрякова О. А. Тектонические особенности геологического строения Арктического шельфа / О. А. Серебрякова, Р. Ф. Кулемин // Естественные и технические науки. – 2010. – № 6. – С. 67–73.

30. Серебрякова О. А. Условия образования и свойства газовых гидратов Республики Калмыкия / О. А. Серебрякова, Е. Н. Лиманский // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 11. – С. 52–55.

31. Серебрякова О. А. Физико-механические параметры инженерно-геологических свойств пород Каспийской акватории / О. А. Серебрякова // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 4. – С. 60–67.

32. Серебрякова О. А. Флюидоупорные свойства глинистых и соленосных пород при подземном захоронении промышленных стоков переработки нефти и газа / О. А. Серебрякова // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2005. – № 2 (11). – С. 45–61.

33. Серебрякова О. А. Формирование скоплений углеводородов в донных породах морских акваторий / О. А. Серебрякова // Геология. Известия отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2010. – № 15. – С. 58–62.

34. Серебрякова О. А. Характеристика газов новых месторождений северной части Каспийского моря / О. А. Серебрякова, А. О. Серебряков, Л. Ф. Ушицева, Е. Н. Лиманский // Газовая промышленность. – 2012. – № 4. – С. 45–52.

#### References

1. Geologicheskoe stroenie, inzhenerno-geologicheskie svoystva i neftegazo-nosnost' gruntov Kaspijskogo morja : monografiya. – Astrahan' : Izd. Dom "Astrahanskij universitet", 2010. – 365 s.
2. Serebrjakova O. A. Vlijanie geomorfometricheskikh uslovij morskikh akvatorij na ocenku syr'evogo potentsiala regiona / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergiya. – 2011. – № 1 (40). – S. 47–50.
3. Serebrjakova O. A. Gazonosnost' donnyh otlozhenij Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergiya. – 2010. – № 4 (39). – S. 32–41.
4. Serebrjakova O. A. Geologicheskaja istorija razvitija i generacionnyj uglevodorodnyj potencial Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova, A. O. Serebrjakov // Geologija, geografija i global'naja jenergiya. – 2011. – № 2. – S. 45–51.
5. Serebrjakova O. A. Geologo-geohimicheskij i inzhenerno-geologicheskij prognoz perspektiv utilizacii promstokov v Kaspijskom more / O. A. Serebrjakova // Estestvennye i tehnicheckie nauki. – 2010. – № 4 (39). – S. 63–68.
6. Serebrjakova O. A. Geometodika morskogo burenija inzhenerno-geologicheskikh skvazhin / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergiya. – 2008. – № 4. – S. 129–134.
7. Serebrjakova O. A. Geohimicheskije kriterii ocenki perspektiv neftegazonosnosti glubinnyh otlozhenij Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergiya. – 2011. – № 3 (42). – S. 56–65.
8. Serebrjakova O. A. Geojekologicheskije i inzhenerno-geologicheskije osobennosti stroenija donnoj gruntovoj tolvi Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergiya. – 2010. – № 2. – S. 120–126.
9. Serebrjakova O. A. Geojekologicheskij monitoring geologo-razvedochnyh rabot, razrabotki, dobychi i transporta nefti i gaza v Kaspijskom more / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergiya. – 2011. – № 3 (42). – S. 159–174.
10. Serebrjakova O. A. Gidrogeologicheskaja stratigrafija Jugo-Zapadnogo Priskaspija / O. A. Serebrjakova // Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии. – 2008. – № 1 (27). – S. 25–30.
11. Serebrjakova O. A. Gidrogeologicheskije osobennosti glubinnoho zahoronenija promyshlennyh stokov v morskikh akvatorijah / O. A. Serebrjakova // Sovremennaja gidrogeologija nefti i gaza. – M. : Geos, 2010. – S. 26–30.
12. Serebrjakova O. A. Inzhenerno-geologicheskaja tehnologija osvoenija mestorozhdenij uglevodorodov s kislymi komponentami / O. A. Serebrjakova, A. O. Serebrjakov // Geologija, geografija i global'naja jenergiya. – 2006. – № 11. – S. 24–31.
13. Serebrjakova O. A. Inzhenerno-geologicheskije preobrazovanija antropogennyh gruntov / O. A. Serebrjakova, E. N. Limanskij // Geologija, geografija i global'naja jenergiya. – 2006. – № 11. – S. 59–64.
14. Serebrjakova O. A. Inzhenerno-geologicheskije raspredelenija soljanyh kupolov i mezhkupol'nyh vpadin / O. A. Serebrjakova // Geologija, geografija i global'naja jenergiya. – 2006. – № 12. – S. 32–37.
15. Serebrjakova O. A. Inzhenerno-geologicheskij sostav gruntov Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova // Geologija. Izvestija otdelenija nauk o Zemle i prirodnyh resursov. – 2009. – № 14. – S. 14–21.
16. Serebrjakova O. A. Inzhenerno-geologicheskoe obosnovanie stroitel'stva nagnetatel'nyh skvazhin na poligonah zakachki promyshlennyh stokov / O. A. Serebrjakova, E. N. Limanskij // Geologija, geografija i global'naja jenergiya. – 2006. – № 12. – S. 72–76.
17. Serebrjakova O. A. Inzhenerno-gidrogeologicheskije uslovija shel'fa Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova // Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии. – 2007. – № 4 (26). – S. 58–65.

18. Serebrjakova O. A. Kompleks inženerno-geologičeskikh izyskanij morskikh akvatorij / O. A. Serebrjakova // *Geologija. Izvestija otdelenija nauk o Zemle i prirodnyh resursov.* – 2008. – № 13. – S. 56–58.
19. Serebrjakova O. A. Korreljacija paleozoj-mezozojskikh otlozhenij severochukotskogo osadochnogo bassejna i Aljaski / O. A. Serebrjakova, R. F. Kulemin // *Geologija, geografija i global'naja jenergija.* – 2011. – № 2. – S. 119–125.
20. Serebrjakova O. A. Litologičeskaja harakteristika neftegazonosnyh mezozojskikh otlozhenij severnoj chasti Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova, P. S. Delija // *Geologija, geografija i global'naja jenergija.* – 2011. – № 2 (41). – S. 52–64.
21. Serebrjakova O. A. Litologičeskie i geojekologičeskie osobennosti inženerno-geologičeskikh kompleksov / O. A. Serebrjakova, V. I. Serebrjakova // *Geologija, geografija i global'naja jenergija.* – 2010. – № 4. – S. 72–75.
22. Serebrjakova O. A. Matematičeskoe modelirovanie geojekologičeskoj i geologičeskoj harakteristiki Kaspijskogo morja pri osvoenii resursov nefti i gaza / O. A. Serebrjakova // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenergii.* – 2008. – № 1 (27). – S. 105–112.
23. Serebrjakova O. A. Morskaja geotehnologija oprobovanija gruntov v inženerno-geologičeskoj skvazhine na akvatorijah / O. A. Serebrjakova // *Geologija, geografija i global'naja jenergija.* – 2008. – № 4. – S. 76–90.
24. Serebrjakova O. A. Obosnovanie kondicij gidromineral'nogo syr'ja / O. A. Serebrjakova // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenergii.* – 2007. – № 3 (25). – S. 28–31.
25. Serebrjakova O. A. Optimizacija morskikh geologo-razvedochnykh rabot / O. A. Serebrjakova // *Estestvennye i tehničeskie nauki.* – 2011. – № 6. – S. 290–294.
26. Serebrjakova O. A. Osobennosti geologičeskogo stroenija i neftegazonosnosti Arktičeskogo shel'fa / O. A. Serebrjakova, R. F. Kulemin // *Geologija, geografija i global'naja jenergija.* – 2010. – № 4 (39). – S. 85–92.
27. Serebrjakova O. A. Osobennosti neftegazonosnosti podsolevogo kompleksa Volgo-Ahtubinskogo obramlenija Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova, M. E. Duvanova // *Geologija, geografija i global'naja jenergija.* – 2010. – № 4 (39). – S. 103–106.
28. Serebrjakova O. A. Sravnitel'nyj prognoz neftegazonosnosti suhoputnyh obramlenij morskikh akvatorij / O. A. Serebrjakova, R. F. Kulemin, E. V. Mel'nikova // *Geologija, geografija i global'naja jenergija.* – 2010. – № 4 (39). – S. 15–20.
29. Serebrjakova O. A. Tektoničeskie osobennosti geologičeskogo stroenija Arktičeskogo shel'fa / O. A. Serebrjakova, R. F. Kulemin // *Estestvennye i tehničeskie nauki.* – 2010. – № 6. – S. 67–73.
30. Serebrjakova O. A. Uslovija obrazovanija i svojstva gazovyh gidratov Respubliki Kalmykija / O. A. Serebrjakova, E. N. Limanskij // *Geologija, geografija i global'naja jenergija.* – 2006. – № 11. – S. 52–55.
31. Serebrjakova O. A. Fiziko-mehaniceskie parametry inženerno-geologičeskikh svojstv porod Kaspijskoj akvatorii / O. A. Serebrjakova // *Geologija, geografija i global'naja jenergija.* – 2007. – № 4. – S. 60–67.
32. Serebrjakova O. A. Fljuidoupornye svojstva glinistyh i solenosnyh porod pri podzemnom zahoronenii promyšlennyh stokov pererabotki nefti i gaza / O. A. Serebrjakova // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenergii.* – 2005. – № 2 (11). – S. 45–61.
33. Serebrjakova O. A. Formirovanie skoplenij uglevodorodov v donnyh porodah morskikh akvatorij / O. A. Serebrjakova // *Geologija. Izvestija otdelenija nauk o Zemle i prirodnyh resursov.* – 2010. – № 15. – S. 58–62.
34. Serebrjakova O. A. Harakteristika gazov novyh mestorozhdenij severnoj chasti Kaspijskogo morja / O. A. Serebrjakova, A. O. Serebrjakov, L. F. Ushicveva, E. N. Limanskij // *Gazovaja promyšlennost'.* – 2012. – № 4. – S. 45–52.

## ФИЗИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕКУЩЕГО НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА

*Коноплев Юрий Васильевич, доктор технических наук, Кубанский государственный университет, 350040, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: geophysic@fpm.kubsu.ru*

*Показана возможность использования газосодержания пластовых нефтей для оценки характера насыщения коллекторов в многофазном потоке независимо от минерализации пластовых или закачиваемых вод.*

**Ключевые слова:** многофазный поток, газосодержание нефтей, насыщение коллекторов, минерализация вод.

## PHYSICAL PREMICES OF CURRENT ENRICHMENT'S EVALUATION OF BANKS IN CONDITIONS OF MULTIPHASE STREAM

*Konoplev Yuri V., D.Sc. in Technic, Kuban State University, 149 Stavropol'skaya st., Krasnodar, 350040, Russia, e-mail: geophysic@fpm.kubsu.ru*

*There's demonstrated a possibility of usage of base oil's gas content for character of enrichment's estimation of collectors in multiphase stream regardless off the mineralization of stratal or injected waters.*

**Key words:** multiphase stream, oil's gas content, enrichment of collectors, water mineralization.

Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений связана с фильтрацией неоднородных потоков флюидов, образующихся либо сразу после ввода скважины в эксплуатацию, либо при последующей разработке продуктивного пласта. Возникновение неоднородной фильтрации (газа, нефти, воды или их смесей) в процессе разработки нефтяных пластов связано со снижением забойного  $P_{\text{заб}}$  или пластового  $P_{\text{пл}}$  давления ниже или равных давлению насыщения  $P_{\text{нас}}$  нефти газом. Снижение давлений  $P_{\text{нас}}$  приводит к образованию в пласте газонефтяной смеси, параметры которой (плотность, теплопроводность, нейтронные характеристики) влияют на показания геофизических методов и могут быть использованы в качестве диагностических признаков при контроле за разработкой месторождения.

Давлением насыщения нефти называется давление, при котором газ начинает выделяться из нефти. Снижение забойных давлений  $P_{\text{заб}}$  ниже или равных давлению насыщения  $P_{\text{нас}}$  сопровождается ростом газовых факторов, что свидетельствует о падении нефтенасыщенности коллектора за счет выделения газа в свободное состояние. Выделение газа в поровое пространство приводит к нарушению однофазной фильтрации в пласте и возникновению двухфазной фильтрации. В процессе разработки нефтяной залежи как забойное, так и пластовое давления претерпевают значительные изменения, при этом меняются как размеры образующихся локальных зон разгазирования нефти, так и степень их насыщения газом. Изменение газонасыщенности пласта приводит в результате к изменению фазовых проницаемостей для нефти и газа. Все это влияет на величины дебитов нефти и газа в скважинах и отражается на индикаторных диаграммах, снятых при различных значениях депрессии на пласт.