

знании первичности складок и вторичности надвигов. В действительности же поднадвиговые дислокации принадлежат к нижележащей аллохтонной структуре и, следовательно, представляют собой самостоятельные пликативные осложнения подстилающих отложений.

Помимо традиционных антиклинальных ловушек могут представлять поисковый интерес участки повышенной тектонической трещиноватости, развитой в зонах разрывных нарушений, прежде всего в местах их сближения. Приоритетное значение при этом имеют карбонатные отложения и песчаники.

Дальнейшее изучение перспектив нефтегазоносности Северо-Западного Кавказа должно быть направлено на комплексную переинтерпретацию всего имеющегося геологического материала, включая данные сейсморазведки, грави- и магниторазведки. При необходимости переработку материалов следует дополнить специальными полевыми структурными наблюдениями.

Детальные исследования целесообразно сконцентрировать на наиболее перспективных объектах и участках, в том числе в районах, где были получены крупные притоки воды и установлены признаки нефтегазоносности. Здесь также может быть рекомендована постановка дополнительных сейсморазведочных и высокоточных гравимагнитных работ.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант 11-05-00857-а.

Список литературы

1. Попков В. И. Внутриплитные структуры бокового сжатия / В. И. Попков // Геотектоника. – 1991. – № 2. – С. 13–27.
2. Попков В. И. Складчато-надвиговые дислокации / В. И. Попков. – Москва : Научный мир, 2002.

References

1. Popkov V. I. *Vnutriplitnye struktury bokovogo szhatiya* [Intra slabby structures of lateral compression]. *Geotektonika* [Geotectonics], 1991, no. 2, pp. 13–27.
2. Popkov V. I. *Skladchato-nadvigovye dislokatsii* [Folding thrusting dislocations]. Moscow : Scientific World, 2002.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ ВОСТОЧНОГО ПРИКАСПИЯ

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

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

Абдрахманова Надия Рифкатовна, аспирант

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

Восточнокаспийский нефтегазоносный район охватывает примыкающие к Каспийскому морю территории Мангышлака и смежных районов. В геологическом разрезе Восточного Прикаспия вскрыты породы палеозойского, триасового, юрского, мелового и третичного возрастов. Нефти приурочены к песчаникам юрского возраста, залежи газа – к меловым. В районе открыты месторождения Жетыбай, Узень, Карамандыбас, Тенги, Тасбулат, Курганбай, Оймаш и другие.

Ключевые слова: нефть, газ, Восточнокаспийский нефтегазоносный район, залежь, возраст.

GEOENVIRONMENTAL AND GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE CASPIAN SEA REGION EASTERN OIL

Serebryakov Andrey O., Senior Lecture

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

Abdrahmanova Nadiya R., Post-graduate student

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

Vostochnokaspiysky oil and gas region covers adjacent to the Caspian Sea area Mangyshlak and adjacent areas. The geological context of the Eastern Caspian opened rocks of Paleozoic, Triassic, Jurassic, Cretaceous and Tertiary age. Oil confined to the sandstones of Jurassic age, the deposits of gas – to the Cretaceous. In the open field Zhetybai, Uzen Karamandybas Teng, Tasbulat, Kurganbay, Oymash and others. In recent years, proved oil and gas areas and Dunga-Espelisay drkgih located in the western part of the sea periclinal Beke-Bashkudukskogo shaft. Oil and gas flows were obtained from the Lower Cretaceous deposits of Dunga. Eastern Caspian oil fields are large multilayer oil deposits. A characteristic feature is the high oil content of wax, from 10 to 20 %. This determines the high pour point oil (25–30 ° C), making them difficult to pumping. Low-sulfur oil (0.20–0.45 % sulfur), the content of tar in them significantly (from 1 * to 17.5 % silica gel resins). Output fractions boiling up to 200 ° C, is from 13 to 19.5%, up to 350 ° C – 31 to 40.5 %. In gasoline fractions boiling in the range of n. C. to 200 ° C, is dominated by paraffinic hydrocarbons, ranging from 63 to 73 %, with a low aromatic content of 6–8 %. Octane number of the fraction are low – a pure 35–38. Fractions of boiling oil at a temperature of from 62 to 120 ° C, containing 29 to 37 % naphthenes, and traces of sulfur, ie, are good raw material for catalytic reforming.

Key words: oil, gas, oil and gas region Vostochnokaspiysky, fallow age.

В последние годы подтверждена нефтегазоносность площадей Дунга-Эспелисай и других, расположенных в западной морской периклинальной части Беке-Башкудукского вала. Притоки нефти и газа были получены из нижнемеловых отложений месторождения Дунга. Нефтяные месторождения Восточного Прикаспия являются крупными многопластовыми нефтяными залежами. Характерной особенностью нефтей является высокое содержание в них парафина – от 10 до 20 %. Это определяет высокую температуру застывания нефтей (25–30 °С), что затрудняет их перекачку. Нефти малосернистые (0,20–0,46 % серы), содержание смолистых веществ в них значительно (от 1* до 17,6 % силикагелевых смол). Выход фракций, выкипающих до 200 °С, составляет от 13 до 19,6 %, до 350 °С – от 31 до 40,6 %. В бензиновых фракциях, выкипающих в пределах от н. к. до 200°С, преобладают парафиновые углеводороды, составляющие от 63 до 73 %, при невысоком содержании ароматических углеводородов 6–8 %. Октановые числа указанной фракции невысоки – в чистом виде 35–38. Фракции, выкипающие из нефтей при температуре от 62 до 120 °С, содержат от 29 до 37 % нафтеновых углеводородов и следы серы, то есть являются хорошим сырьем для каталитическо-

го риформинга. Реактивные топлива не бивают требованиям ГОСТ или по температуре кристаллизации, или по плотности. Осветительные керосины нефтей имеют высокие фотометрические качества и содержат мало серы (не выше 0,08 %). Дистилляты, отобранные в пределах 150–350 °С, отвечают требованиям технических норм на дизельное летнее топливо. Однако температура застывания их лежит на границе, допускаемой ГОСТ. При повышении температуры начала кипения топлива температура застывания его становится некондиционной. У топлива при отборе от 180 до 350 °С температура застывания повышается до -5°С. Дистиллятные базовые масла с высокими индексами вязкости. Масла нефтей с вязкостью при 50 °С 16–17 сст имеют индекс вязкости 100. Выход масел лежит в пределах 10–11,4 %, считая на нефть. Такой же индекс вязкости (100) имеют базовые масла с вязкостью 24,4–29,5 сст при 50 °С. Выход масла нефти 4 %, считая на нефть. Выход остаточного базового масла с вязкостью при 100 °С, равной 23,08 сст, температурой застывания – 16 °С индекс вязкости 94 достигает 16,6 %. Товарные свойства Восточнокаспийских нефтей приведены в таблицах 1–8 и на рисунке.

Таблица 1

Физико-химическая характеристика нефтей

Нефть, глубина, м	ρ_4^{20}	М	ν 50 сст	Температура °С		Давление насыщенных паров, мм, рт. ст.	
				Вспышки в закрытом тигле	Застывания	при 38°С	при 50°С
Жетыбайская	0,8550	523	28,20	-35	34	-	-
Жетыбайская	0,7987	371	9,18		25	68	175
Узеньская	0,8425	317	15,78	-35	30	-	-
Узеньская Юра, 1830м	0,8508	367	20,45		26	88	198

Таблица 2

Разгонка нефтей по ГОСТ 2177–59

Нефть	Н. к. °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
		120	но	150	160	180	200	220	240	260	280	300
Жетыбайская	105	9	12	13	15	18	21	23	25	29	33	34
Узеньская	125	-	4	6	10	14	16	20	22	26	30	36

Таблица 3

Элементарный состав нефтей

Нефть	Содержание, %				
	С	Н	О	S	N
Жетыбайская	85,63	13,91	0,19	0,20	0,07
Узеньская	85,70	13,58	0,38	0,22	0,12

Таблица 4

Изменение вязкости и плотности нефтей в зависимости

Температура, °С	Танатарская нефть			Алтыкульская нефть			Прорвенская нефть		
	ν , сст	ВУ	ρ_4^t	ν , сст	ВУ	ρ_4^t	ν , сст	ВУ	ρ_4^t
20	49,12	6,69	0,8880	202,60	27,35	0,8942	8,58	1,72	0,8703
30	30,70	4,28	0,8814	114,18	15,41	0,8877	5,85	1,46	0,8636
40	20,46	2,99	0,8748	66,80	9,03	0,8793	4,60	1,35	0,8569
50	14,30	2,29	0,8682	42,41	5,81	0,8728	3,72	1,26	0,8502

Температура, °С	Жетыбайская нефть			Узеньская нефть		
	v, cct	ВУ	ρ_4^t	v, cct	ВУ	ρ_4^t
40	12,46	2,09	0,7832	26,43	3,73	0,8283
50	9,18	1,78	0,7754	15,78	2,46	0,8212

Температура, °С	Узеньская нефть (смесь)			Смесь узеньских и жетыбайской нефтей		
	v, cct	ВУ	ρ_4^t	v, cct	ВУ	ρ_4^t
40	34,20	4,74	0,8369	24,50	3,50	0,8100
50	20,45	2,99	0,8299	16,83	2,57	0,8026

Таблица 5

Состав газов, растворенных в нефтях, и низкокипящих углеводородов

Углеводороды	Выход на нефть, %	Содержание углеводородов в газе, вес. %					
		C_2H_6	C_3H_8	<i>изо-C₄H₁₀</i>	<i>н-C₄H₁₀</i>	<i>изо-C₃H₁₂</i>	<i>н-C₃H₁₂</i>
Жетыбайская нефть							
До C_4	0,08	2,5	21,0	16,5	60,0	–	–
До C_5	0,23	1,0	8,2	6,5	23,6	23,7	37,0
Узеньская нефть							
До C_4	0,38	1,5	19,5	17,7	61,3	–	–
До C_6	0,69	0,9	10,8	9,8	33,6	26,2	18,7

Таблица 6

Характеристика фракций, выкипающих до 200°С

Температура отбора, °С	ρ_4^{20}	Фракционный состав, °С				Октановое число			Кислотность мг КОН на 100 мл фракции	Давление насыщенных паров мм рт. ст.	Выход на нефть, %
		н. к.	10 %	50 %	90 %	в чис- том виде	с а ТЭС на 1 кг топли- ва				
							0,82	2,7			
Жетыбайская нефть											
28–85	0,67	35	48	68	80	65,0	82,5	3,2	Следы	419	3,9
28–100	0,68	43	57	77	91	62,5	80,0	90,7			5,5
28–110	0,70	51	66	86	102	59,0	77,5	88,3			6,8
28–120	0,71	60	76	96	112	54,5	75,0	85,8	0,20	224	8,0
28–130	0,72	63	78	101	121	52,3	73,4				9,5
28–140	0,73	67	80	106	130	50,1	71,8				11,0
28–150	0,73	70	82	ПО	140	48,0	70,2		0,43	185	12,3
28–160	0,74	72	83	114	149	46,0	67,2				13,9
28–170	0,74	74	84	119	159	44,0	64,4				15,5

Таблица 7

Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 200°С

Температура отбора °С	Выход на нефть %	ρ_4^{20}	n_D^{20}	Содержание углеводородов, %				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	норм. строения	изомерно-го строения
Жетыбайская нефть								
28–СО	1,7	0,64	1,37	–	–	100	53	47
600–95	3,2	0,70	1,28	4	20	66	35	31
95–122	3,4	0,72	1,41	7	28	65	32	33
122–150	4,0	0,75	1,42	И	19	70	30	40
150–200	7,2	0,77	1,43	10	13	77	29	48
20–200	19,5	0,75	1,42	8	19	73	33	40

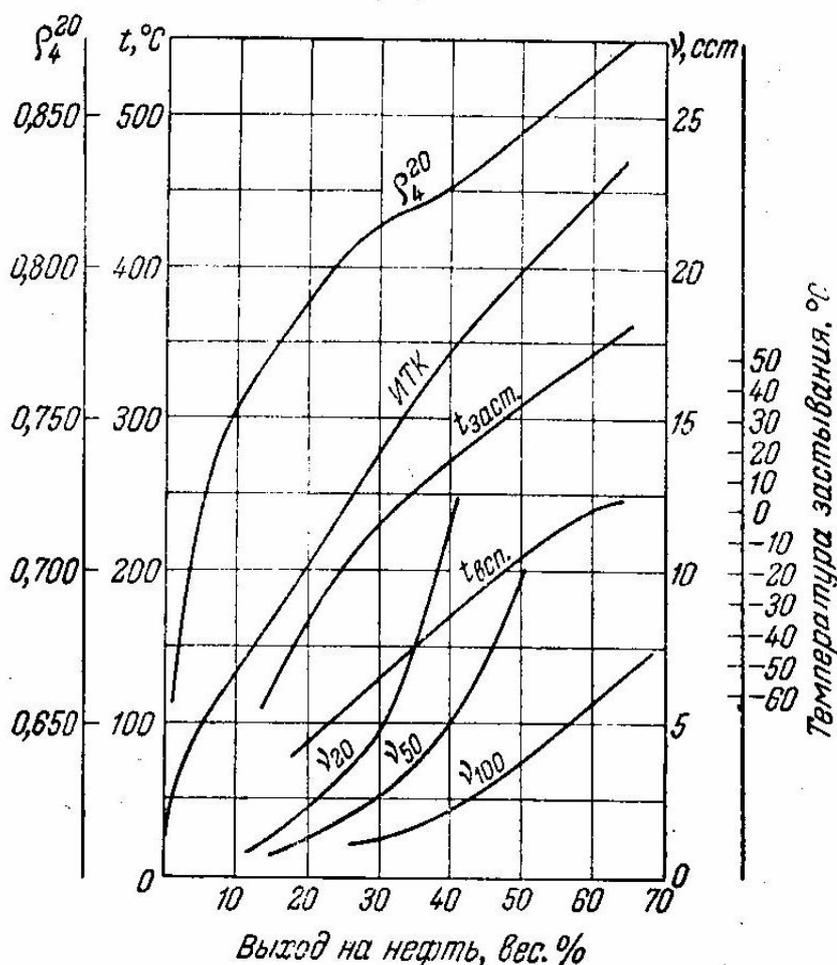


Рис. Кривые разгонки нефти

Таким образом, Восточнокаспийские нефти близки между собой по групповому углеводородному составу и состоят, в основном, из парафино-нафтеновых углеводородов (77–92 %, в том числе 14–27 % комплексобразующих). Из этих нефтей возможно получение дизельного летнего топлива облегченного фракционного состава с высоким цетановым числом (45–62) и малым содержанием серы (0,010–0,091 %). 50-градусные масляные фракции всех нефтей, выкипающие в пределах 350–500 °С, близки по групповому углеводородному составу: содержат 77–92 % парафино-нафтеновых углеводородов, в том числе значительное количество твердого парафина. Во фракциях 350–400, 400–450 и 450–500 °С товарной нефти содержится 2; 3,7 и 4,7 % (на нефть) твердого парафина с температурой плавления 42, 53 и 60 °С соответственно (табл. 8).

Таблица 8

Сравнительная характеристика нефтей Восточного прикаспия

Нефть	Горизонт	Глубина перфорации, м	№ скв.	ρ_{20}^4	М	V ₅₀ , сст	Температура застывания, °С
Жетыбайская	Юрский, II	1805–1802	9	0,8248	176	3,66	13
Жетыбайская	Юрский, III	1833–1830	2	0,8630	329	28,65	34
Жетыбайская	Юрский, VIII	2133–2126	36	0,8504	–	14,64	29
Жетыбайская	Юрский, IX	2182–2173	15	0,8408	–	4,75	21
Жетыбайская	Юрский, XI	2370–2351	-	0,8311	–	7,21	31
Жетыбайская	Юрский, XII	2393–2372	12	0,8254	–	6,30	30
Жетыбайская	Юрский, XIII	2433–2422	15	0,8236	–	6,41	30
Узеньская	Юрский, XIII	1194–1182	2	0,8478	–	15,78	31
Узеньская	Юрский, XIV	1181–1141	1	0,8419	233	11,56	30
Узеньская	Юрский, XV	1195–1190	1	0,8456	275	11,22	30
Узеньская	Юрский, XVI	1345–1130	22	0,8583	277	27,41	31
Узеньская	Юрский, XVII	1341–1130	13	0,8590	–	19,59	30
Узеньская	Смесь	–	–	0,8590	285	21,70	32
Тенгинская	Юрский, XVIII	2018–2013	7	0,8445	–	14,22	32

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 neftey, gaza i kondensata mestorozhdeniy zapadnogo poberezhya Kaspiyskogo morya* [Geochemical regularities of change of structure oil, 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]. *Sinergiya geoekologicheskogo monitoringa razvedki, razrabotki i pererabotki prirodnogo syrya* [Synergy of geoenvironmental monitoring of investigation, development and processing of natural raw materials]. *Yestestvennye i tekhnicheskie 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.

**МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭВОЛЮЦИИ
СЕДИМЕНТАЦИИ В КАЛИЕНОСНОМ БАСЕЙНЕ
ГРЕМЯЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ПРИВОЛЖСКАЯ МОНОКЛИНАЛЬ)**

Московский Георгий Александрович, профессор

Саратовский государственный университет
410012, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Астраханская, 83
E-mail: MoskovskyGA@info.sgu.ru

Гончаренко Ольга Павловна, профессор

Саратовский государственный университет
410012, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Астраханская, 83
E-mail: GoncharenkoOP@mail.ru

При оценке перспектив калиеносности восточного фланга Гремячинского месторождения основная задача сводилась к выявлению показателей строения продуктивных горизонтов. Опыт ранее выполненных нами исследований на месторождении показал, что главными факторами могут служить как общая эволюция галогенного процесса на стадии садки калийных и калиеносных пород, так и особенности минерального состава пород, их текстурно-структурные характеристики и закономерности локализации.

Ключевые слова: Гремячинское месторождение, продуктивные горизонты, седиментация, стадии галогенеза, высаливание, сильвиниты.

**MINERALOGICAL INDICATIONS OF SEDIMENTATION EVOLUTION
WITHIN A POTASSIUM-BEARING BASIN IN THE
GREMYACHINSKOYE FIELD (PRIVOLZHSKAYA MONOCLINE)**

Moskovskiy Georgiy A., Professor

Saratov State University
83 Astrakhanskaya st., Saratov, Russian Federation, 410012
E-mail: MoskovskyGA@info.sgu.ru

Goncharenko Olga P., Professor

Saratov State University
83 Astrakhanskaya st., Saratov, Russian Federation, 410012
E-mail: GoncharenkoOP@mail.ru

In assessing the prospects of potassium-bearing eastern flank Gremyatchinskoe main task is to identify indicators of the structure of productive horizons. The experience of earlier studies by us in the field has shown that the main factors that can serve as a common process in the evolution of halogen stage cages potassium and potassium-bearing rocks and features of the mineral composition of the rocks, their textural and structural characteristics and patterns of localization. Gremyachinskoe potash deposit located in the south of the Volga monocline. The deposit is discovered and studied at the exploration stage Volgograd expedition PGE "Nizhnevolzhskgeologiya" in 1979-1983 gg Since 2006, under exploration Company "EuroChem VolgaKaliy." In the field area halogen deposits are rocks pogozhskoy, antipovskoy, pigarevskoy, valleys and eruslanskoy ritmopachek. The main productive horizon deposits associated with pogozhskoy ritmopachkoy and submitted sylvinites with carnallite-halite rocks and galititami in bottom part of the reservoir. On the eastern flank of the deposit (sites Plain and Darganovsky) in 2010 was revealed the lowest