

-
-
1. Колесниченко В. П. Критерии нефтегазоносности среднемиоценовых отложений платформенного борта Западно-Кубанского прогиба : автореф. дис. ... канд. г.-м. наук / В. П. Колесниченко. – Ставрополь, 1999. – 14 с.
 2. Мятчин К. М. Условия формирования песчаных тел в чокракских отложениях северного борта Западно-Кубанского прогиба и их нефтегазоносность : автореф. дис. ... канд. г.-м. наук / К. М. Мятчин. – М., 2006. – 20 с.

References

1. Karpova G.V. *Glinistye mineraly i ih jevoljucija v terrigennyh otlozhenijah* [Clay minerals and their evolution in terrigenous deposits]. Moscow, 1972, 172 p.
2. Kolesnichenko V.P. *Kriterii neftegazonosnosti srednemiocenovyh otlozhenij platformennogo borta Zapadno-Kubanskogo progiba* [Criteria of a neftegazonosnost of srednemiocenovy deposits of a platform board of the West Kuban deflection]. Stavropol, 1999, 14 p.
3. Mjatchin K.M. *Uslovija formirovanija peschanyh tel v chokraskih otlozhenijah severnogo borta Zapadno-Kubanskogo progiba i ih neftegazonosnost'* [Conditions of formation of sandy bodies in chokrasky deposits of a northern board of the West Kuban deflection and their neftegazonosnost]. Moscow, 2006, 20 p.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Серебрякова Оксана Андреевна, ассистент

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

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

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

Каспийское море представляет собой один из главнейших объектов разведки и добычи природных ресурсов, способных в ближайшее время стать мощной сырьевой базой России. Открытие нефтегазовых месторождений на юге Каспия, а в начале XXI века и в северной акватории привлекает внимание исследователей к изучению условий формирования залежей природного сырья.

Ключевые слова: геоэкология, нефть, свойства, месторождения, Каспийское море.

GEOECOLOGICAL PROPERTIES OILS NEW FIELD OF THE CASPIAN SEA

Serebryakova Oksana A., Assistant

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

Serebryakov Andrei O., Senior Lecturer

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

The Caspian Sea is one of the main objects of exploration and extraction of natural resources that could soon become a strong resource base in Russia. The discovery of oil and gas fields in the south of the Caspian Sea, and in the early 21st century on the northern waters, attracts the attention of researchers to study the conditions of formation of deposits of natural resources.

Key words: *Geoecology, Oil, Property, Deposits of the Caspian Sea.*

В северной акватории Каспийского моря разведаны новые месторождения нефти и газа. В альбских песчаниках притоки газа и конденсата получены в скв. 4, 5 Хвалынская и в скв. 3 месторождения «170 км». Пластовые газы альбской залежи (скв. 5, инт. 1311–1319 м) содержат (%масс.) метана 67, этана 12, пропана 5–6, бутана 4, пентана с высшими до 4, CO_2 до 0,4, сероводород отсутствует.

Нефти аптской залежи (скв. 4, 6 Филановское, инт. 1357–1372 м, $R_{пл} = 14,9$ МПа, $T_{пл} = 67$ °С) имеют плотность 830 кг/м^3 и вязкость более 11 Сст, содержат (%масс.) серы 0,15, смол 4,2, асфальтенов 0,05, НК = 53 °С.

На Хвалынском месторождении из доломитов титонского яруса верхней юры (скв. 1 Хвалынская, инт. 2978–2993,5 м) получен промышленный приток газа и конденсата. На месторождении «170 км» из этих же доломитов в скв. 3 получены промышленные притоки газа и нефти. Из известняков оксфордского яруса верхней юры (скв. 3, инт. 3240–3268 м) получен промышленный приток нефти. Из келловейских песчаников в скв. 3 получены промышленные притоки газа и конденсата. Нефти юрских залежей (скв. 2 Филановское, инт. 1456–1462 м, $R_{пл} = 15,7$ МПа, $T_{пл} = 69$ °С) легкие (плотность 800 кг/м^3), вязкость 0,6 МПа·с, серы до 0,7 %, смол до 2,7 %, асфальтенов 0,1 %, парафина 8,9 %, НК до 50 °С.

На Сарматской структуре в карбонатных верхнеюрских отложениях выявлено 6 промышленных залежей: три газоконденсатные залежи в отложениях титонского яруса, одна газоконденсатная залежь в отложениях кимериджского яруса и две нефтяные залежи приурочены к оксфордскому ярусу. На структуре Центральная выявлена одна нефтяная залежь с газовой шапкой в отложениях волжского (титонского) яруса верхней юры, притоки нефти получены из алевролитов неокомского яруса нижнего мела. На структуре Корчагина открыто 6 промышленных залежей на глубинах от 690 м до 1860 м в отложениях средней юры, нижнего мела и палеогена. На структуре Ракушечная получен промышленный приток газа и нефти из песчаников нижнего мела и доломитов верхней юры.

Нефти неокомского продуктивного горизонта недонасыщены газом. Давление насыщения равняется 10,98 МПа при пластовом давлении 15,7 МПа, т.е. коэффициент газонасыщения (K_g) составляет 0,7. Динамическая вязкость 0,63 МПа·с. Газосодержание нефти (ГФ) достигает $120 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Растворенные в нефтях газы плотностью до $1,2 \text{ кг/м}^3$, наряду с метаном (до 56 мол.%), содержат около 40 мол.% его гомологов: этан (14 мол.%), пропан-бутановую фракцию (19 мол.%), пентаны и вышекипящие углеводороды (6,5 мол.%). В составе нефтяного газа также присутствуют азот – до 1,4 мол.%, углекислый газ – до 1,5 мол.%, водород – 0,004 мол.% и гелий – 0,004 мол.%. В нефтях сероводород не обнаружен.

Нефти в поверхностных условиях имеют плотность 823 кг/м^3 . Содержание бензиновых фракций в сепарированной нефти (выкипающих до 200 °С) составляет 35,5 масс.%, керосиновых фракций (выкипающих в пределах

200–300 °С) до 19,5 масс.%, масляных и газойлевых фракций (выкипающих в пределах 300–500 °С) до 30,5 масс.%, остаток до 14,6 масс.%

Пластовые нефти неомского горизонта имеют следующие основные параметры: объемный коэффициент – 1,3, плотность – 696 кг/м³, вязкость – 0,55 мПа·с.

Нефти аптского продуктивного горизонта недонасыщены газом. Коэффициент газонасыщенности (Кг) нефти составляет 0,55, так как давление насыщения равняется 8,2 МПа при пластовом 14,9 МПа. Плотность в пластовых условиях – 768 кг/м³, динамическая вязкость – до 2,6 мПа·с. Газосодержание нефти составляет 61 м³/т, по данным дифференциального разгазирования, до 545 м³/т. Объемный коэффициент в пластовых условиях – 1,2 м³/м³.

Растворенные в аптских нефтях газы плотностью 1,2 кг/м³, наряду с метаном (до 50 мол.%), содержит до 49 мол.% его гомологов: этан (21 мол.%), пропан-бутановую фракцию (23 мол.%), пентаны и вышекипящие углеводороды (5,4 мол.%). В составе нефтяного газа присутствуют азот – 0,5 мол.%, углекислый газ – до 0,02 мол.%, редкие газы – до 0,001 мол.%. В нефтях сероводород не обнаружен.

Аптские нефти в поверхностных условиях имеют плотность 830 кг/м³. Содержание бензиновых фракций в сепарированной нефти (выкипающих до 200 °С) – до 24 масс.%, керосиновых фракций (выкипающих в пределах 200–300 °С) – до 17 масс.%, масляных и газойлевых фракций (выкипающих в пределах 300–500 °С) – до 27 масс.%.

Пластовые нефти аптского горизонта имеют следующие параметры: объемный коэффициент – до 1,22, плотность – 737 кг/м³, вязкость – 2,3 мПа·с (табл. 1).

Таблица 1

Физико-химические свойства новых нефтей Каспийского моря

Параметры	Неомская			Аптская		
Пластовое давление, МПа	15,7			14,9		
Пластовая температура, °С	69			67		
Давление насыщения при температуре пласта, МПа	10,9			8,2		
Газосодержание:	м ³ /м ³	м ³ /т	масс.%	м ³ /м ³	м ³ /т	масс.%
- при стандартной сепарации	98	119	13	51	61	7
- при дифференциальном разгазировании	87	107	11	45	55	6
- потенциальное газосодержание	99	120	12	55	66	8
Объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, м ³ /м ³ :						
- при стандартной сепарации	1,3			1,16		
- при дифференциальном разгазировании	1,2			1,14		
Объемный коэффициент нефти при давлении насыщения, м ³ /м ³ :						
- при стандартной сепарации	1,3			1,17		
- при дифференциальном разгазировании	1,27			1,15		
Плотность нефти, кг/м ³ :						
- в пластовых условиях	723			768		
- при давлении насыщения	716			761		
Вязкость нефти, мПа·с:						
- в пластовых условиях	0,6			2,6		
- при давлении насыщения	0,6			2,4		
Коэффициент изотермической сжимаемости нефти при пластовой температуре, 1/МПа	0,0018			0,0013		

Плотность выделившегося газа, кг/м ³ : - при стандартной сепарации - при дифференциальном разгазировании	1,2 1,1	1,27 1,12
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³ : - при стандартной сепарации - при дифференциальном разгазировании	823 817	830 826
Содержание, %масс.: газа до С ₄ вкл. механических примесей воды до обезвоживания после обезвоживания хлористых солей, мг/л	2,6 0,017 следы следы 17	0,5 0,01 отс. отс. 11
Давление насыщенных паров, мм рт. ст. при 38 °С	311	271
Температура вспышки, °С: в открытом тигле в закрытом тигле	13 ниже минус 35	29 ниже минус 35
Фракционный состав, %об.: до 100 °С до 200 °С до 300 °С	9 34 52	1 20 39

Таблица 2

Изменения вязкости и плотности новых нефтей

Показатели качества	Температура, °С							
	20		30		40		50	
	Неок.	Апт	Неок.	Апт	Неок.	Апт	Неок.	Апт
Кинематическая вязкость, мм ² /с	7,1	9	4,4	13	3,6	8,9	3	6,7
Условная вязкость, °ВУ	1,6	1,7	1,3	2,1	1,3	4,7	1,2	1,5
Плотность, кг/м ³	825	838	817	830	809	826	801	815

Фракционный состав нефтей и физико-химическая характеристика узких фракций исследовались на аппарате АРН-2 по ГОСТ 11011 с отбором узких фракций. Выход фракций до 350 °С составляет 57 %масс., до 530 °С до 88 %масс. (табл. 3).

Таблица 3

Фракционный состав новых нефтей (масс.%) после стандартной сепарации

Температурные пределы выкипания фракций, °С	Неоком	Апт
Газ до С ₄	1,8	1,4
Н.К.–60	5,4	3,2
60–90	5,4	3,2
90–120	6,7	4,8
120–150	6,3	4
150–200	9,8	6,3
200–250	9,6	7,6
250–300	10	8,9
300–350	9	7,4
350–400	7,9	6,4
400–450	6,8	6,3
450–500	6,8	6

Для генетической идентификации углеводородов Каспийского моря ниже дана сравнительная характеристика нефтей Каспийского и Олейниковского месторождений (рис. 8) смежной Каспийской прибрежной территории Скифской плиты.

Каспийское месторождение прибрежной зоны акватории приурочено к крупной брахиантиклинальной складке, свод которой находится в прибрежной части акватории Каспийского моря. Нефтяные залежи установлены в байосском ярусе средней юры и аптском ярусе нижнего мела. На Олейниковском месторождении нефтяносным является альбский горизонт нижнего мела. Коллекторами являются песчаники, залежи пластовая, сводовые.

Нефти месторождений легкие и высокопарафинистые (парафина до 26 %, температура плавления его – до 57 °С), малосернистые, низкокислотные. В них содержится сравнительно небольшое количество силикагелевых смол (до 3,6 %) и высокий процент асфальтенов (до 2,5 %).

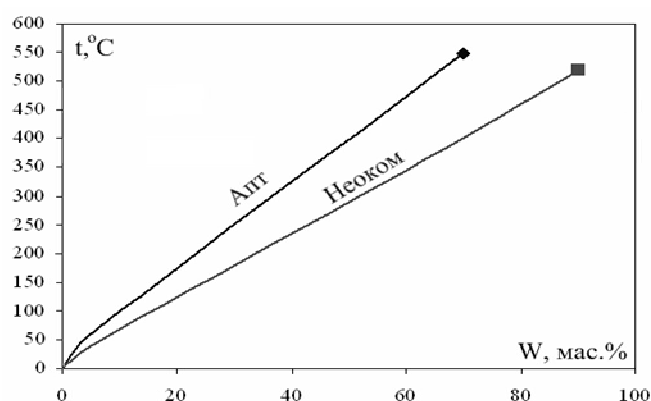


Рис. 1. Кривые истинных температур кипения (ИТК) нефтей

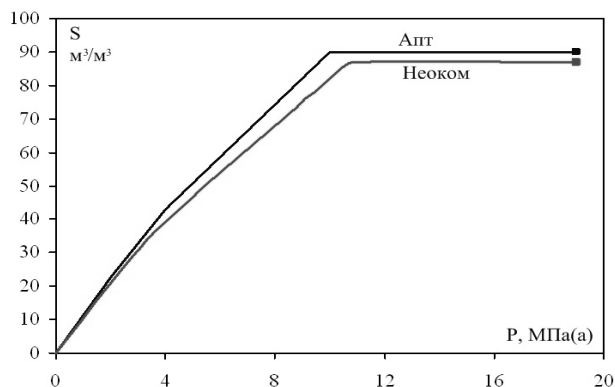


Рис. 2. Зависимость газосодержания (S , $\text{м}^3/\text{м}^3$) нефтей от давления (P , МПа) при пластовой температуре

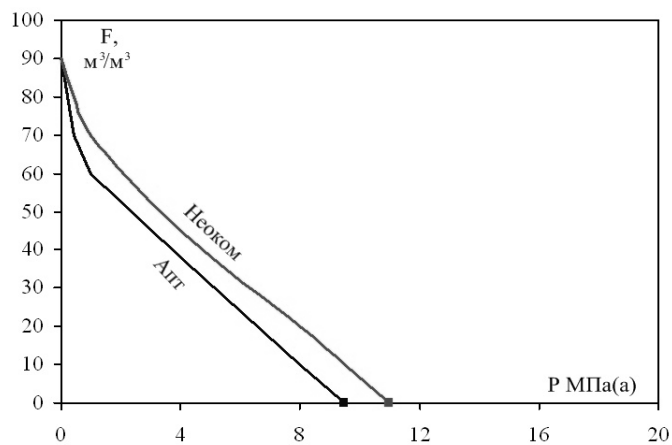


Рис. 3. Зависимость газового фактора нефтей ($F, \text{м}^3/\text{м}^3$) от давления ($P, \text{МПа}$) при пластовой температуре

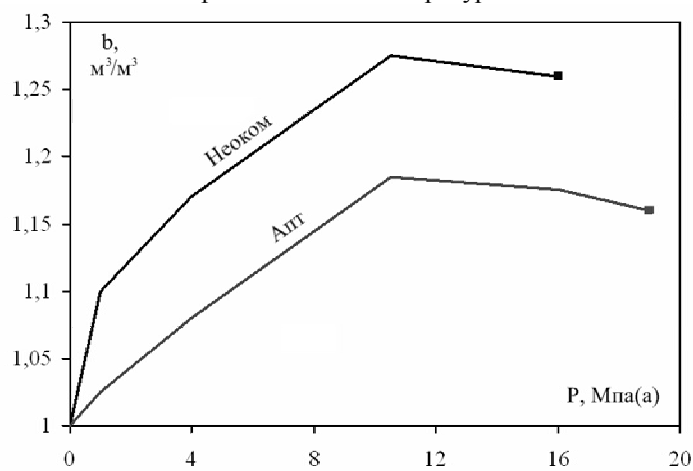


Рис. 4. Зависимость объемного коэффициента нефтей ($b, \text{м}^3/\text{м}^3$) от давления ($P, \text{МПа}$) при пластовой температуре

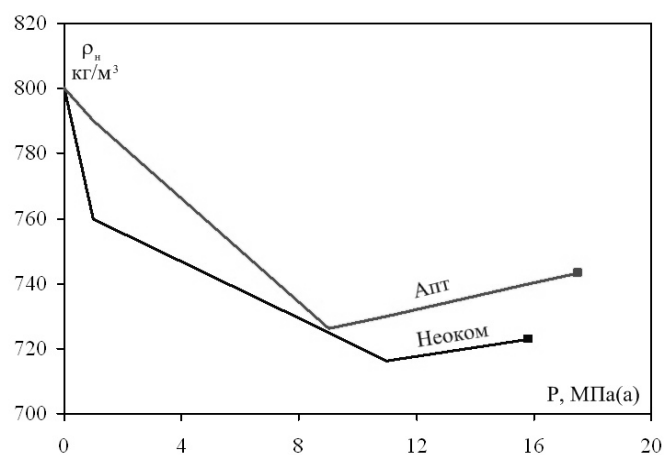


Рис. 5. Зависимость плотности нефтей ($\rho, \text{кг}/\text{м}^3$) от давления ($P, \text{МПа}$) при пластовой температуре

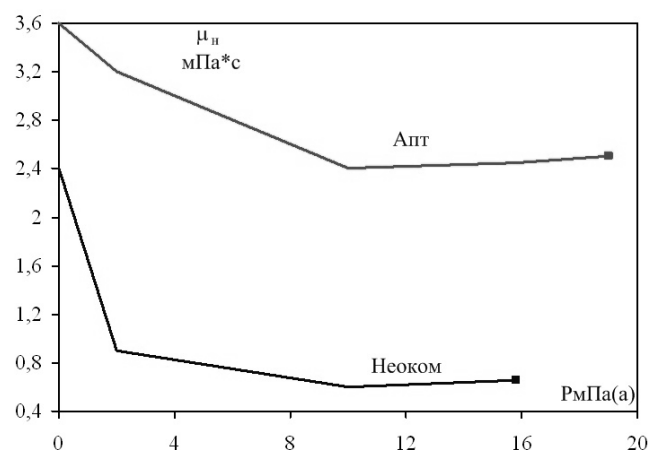


Рис. 6. Зависимость вязкости нефтей (μ , МПа·с) от давления (Р МПа) при пластовой температуре

Количество бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, довольно значительное и составляет 24,8 %, суммарный выход светлых фракций до 350° составляет 52,3 %. Бензиновые фракции содержат в основном метановые углеводороды (71–79 %) и невысокий процент ароматических (3–9 %). В керосино-газойлевых и масляных фракциях содержание углеводородов невелико и не превышает 11 %.

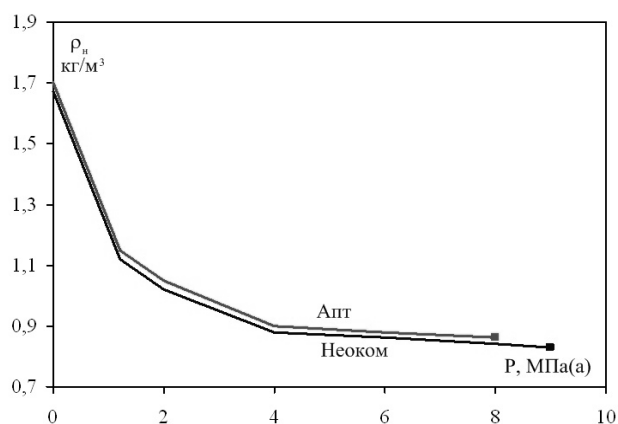


Рис. 7. Зависимость плотности газов сепарации (ρ , кг/м³), в стандартных условиях от давления (Р, МПа) разгазирования нефтей

Ввиду насыщенности метановыми углеводородами, дистилляты нефтей экономически целесообразно использовать как сырье парафинового производства с целью получения значительного количества жидких и твердых парафинов. Характер распределения состава углеводородных групп алканов, аренов и цикланов по температурным фракциям выкипания нефтей свидетельствует о генетическом единстве нефтей вала Карпинского и нефтей северной акватории Каспийского моря (Серебряков, 2006).

В таблице 4 представлено потенциальное содержание 10° фракций в нефтях. Выход фракций до 350 °С составляет 44,6, до 530 °С – 79 %масс.

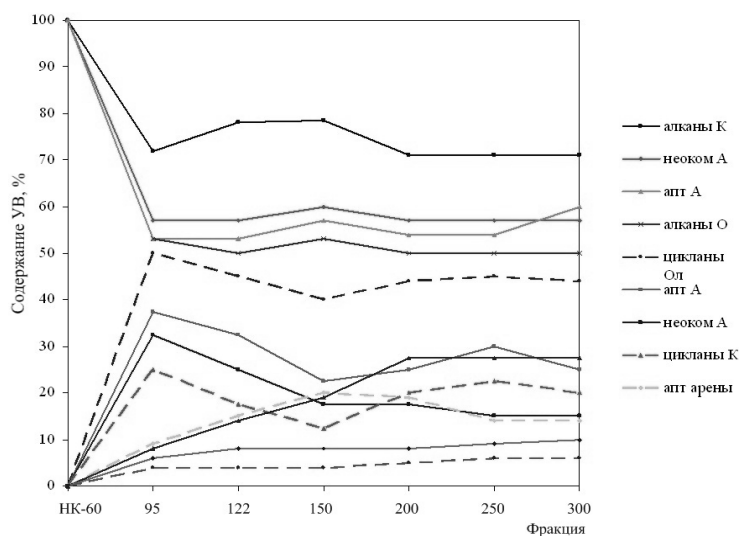


Рис. 8. Распределение группового состава нефтей по температурным фракциям отбора перегонки

Таблица 4

Потенциальное содержание фракций в нефтях

Неоком				Апт			
Температура отбора, °С	Суммарный выход, %масс.	Температура отбора, °С	Суммарный выход, %масс.	Температура отбора, °С	Суммарный выход, %масс.	Температура отбора, °С	Суммарный выход, %масс.
Газ до C ₄	2,6	300–310	52,5	Газ до C ₄	0,5	300–310	39,6
НК–62	8,4	310–320	53,9	НК–62	2	310–320	41,1
62–70	9,6	320–330	54,9	62–70	2,8	320–330	42,4
70–85	11,7	330–340	56,1	70–85	3,9	330–340	42,9
85–100	14,6	340–350	57,1	85–100	5,9	340–350	44,6
100–110	15,9	350–360	58,4	100–110	7	350–360	46,8
110–120	17,8	360–370	60,2	110–120	8,2	360–370	48
120–130	19,6	370–380	62,1	120–130	9,6	370–380	50,9
130–140	21,6	380–390	64,1	130–140	11	380–390	52,6
140–150	23,9	390–400	66,2	140–150	12,5	390–400	54,9
150–160	25,9	400–410	67,9	150–160	13,9	400–410	57,2
160–170	28	410–420	69,7	160–170	15,6	410–420	59,6
170–180	30	420–430	71,4	170–180	17,4	420–430	61,4
180–190	31,2	430–440	73,3	180–190	18,4	430–440	63,6
190–200	32,6	440–450	75,2	190–200	19,4	440–450	65,2
200–210	34,6	450–460	77	200–210	20,5	450–460	67
210–220	36,4	460–470	78,8	210–220	22	460–470	68,8
220–230	38	470–480	80,7	220–230	23,5	470–480	70,4
230–240	39,1	480–490	82,2	230–240	25,1	480–490	72
240–250	41,4	490–500	83,8	240–250	26,9	490–500	73,6
250–260	43,4	500–510	85,3	250–260	28,9	500–510	75,2
260–270	45,6	510–520	86,8	260–270	30,9	510–520	77,1
270–280	47,5	520–530	88,3	270–280	33,3	520–530	79
280–290	49,6			280–290	35,3		
290–300	51,2	Ост. > 530	99,9		37,5	Ост. > 530	98,1

Таблица 5

Содержание и индивидуальный состав газов, растворенных в нефтях

Углеводородные компоненты	На нефть		На газ		На нефть		На газ	
	Неоком	Апт	Неоком	Апт	Неоком	Апт	Неоком	Апт
Метан	–	–	–	–	–	–	–	–
Этан	0,04	–	1,4	–	0,04	–	0,6	–
Пропан	0,5	0,09	19	19	0,5	0,09	8,1	5,6
Изобутан	0,47	0,08	18	16,8	0,4	0,08	7,5	5
Н-бутан	1,6	0,3	61	64,1	1,6	0,29	25,5	19
Изопентан	–	–	–	–	1,4	0,43	23,8	27,9
Н-пентан	–	–	–	–	2,1	0,46	34,5	42,3
Итого	2,6	0,46			6,2	1,53		

Таблица 6

Групповой углеводородный состав фракций НК–180 °С нефтей

Тип углеводородов	Неоком		Апт	
	%масс.	%об.	%масс.	%об.
Ароматические	17,5	14,6	19,7	16,8
Изо-парафиновые	28,3	29,9	24,9	26,4
Нафтеновые	20,3	19,3	24	23,1
Парафиновые	33,8	36,2	30,9	33,1

Во всех фракциях до 300° преобладают парафиновые углеводороды, содержание нафтенных углеводородов изменяется от 1 до 38 %масс. По мере утяжеления фракций содержание ароматических углеводородов изменяется от 0 до 27 %масс.

Исследования новых нефтей Каспийского моря позволяют заключить, что по основным показателям качества они соответствуют требованиям ГОСТ 305 на зимнее и летнее топливо марки 3-0,2 -35, с улучшенными экологическими свойствами. Дистиллят 140–370 °С по основным показателям отвечает требованиям ГОСТ 305 на летнее дизельное топливо марки Л-0,2-40, потенциальное содержание дистиллята – до 39 %масс. Дистилляты 180–370 и 180–350 °С по основным показателям отвечают требованиям ГОСТ 305 на летнее и зимнее топливо марки Л-0,5-62, потенциальное содержание дистиллятов – до 1,4 %масс.

Остатки разной глубины отбора нефтей подразделяются на:

- 1) судовые топлива (ISO 8217) – отвечают требованиям ТУ 38.401-58-302-2001;
- 2) топочные мазуты по ГОСТ 10585;
- 3) остаток выше 350 °С соответствует судовому топливу марки ISO-F-RMD-15;
- 4) остатки, за исключением гудронов выше 500 °С и 530 °С, могут быть использованы в качестве сернистых мазутов марок 40 и 100 по ГОСТ 10585.

По соотношению содержания асфальтенов, силикагелевых смол и парафина нефти не рекомендуются для получения дорожных битумов.

Неокомские нефти по классификации ГОСТ Р 51858-2002 относятся:

- к классу 2 – сернистая (серы общей 0,68 %масс.);
- типу 0 – особо легкая (плотность 825 кг/м³);
- группе 1 – по степени подготовки.

В процессе прямой перегонки могут быть получены следующие товарные продукты:

- бензин – сырье для пиролиза марки Б по ТУ 38.402-62-120-90 – фракции НК – 120 и НК – 140 °С, с выходом 15 и 19 %масс. соответственно;
- судовое топливо по ТУ 38.401-58-302-2001 марки ISO-F-RMD-15 (остаток выше 350 °С) и марки ISO-F-SMB-10 (остатки выше 300 и 280 °С);
- топочный мазут по ГОСТ 10585-99 марки 40 и марки 100;
- вакуумные газойли марки «А» – сырье для крекинга по ТУ 38.1011304.

В процессе коксования гудрона из остатка выше 500 °С может быть получено до 2,9 %масс. (на нефть) сернистого кокса.

Потенциальное содержание базовых масел с индексом вязкости 90 составляет 17 %масс. на нефть или до 40 %масс. на остаток выше 350 °С.

Аптские нефти по классификации ГОСТ Р 51858-2002 относятся:

- к классу 1 – малосернистая (серы общей 0,16 %масс.);
- типу 1 – легкая (плотность 838 кг/м³);
- группе 1 – по степени подготовки.

Содержание твердых парафинов превышает и требования ГОСТ Р 51858-2002 на экспортные нефти (содержание парафина 11 %масс., вместо 6 %масс.).

В процессе перегонки могут быть получены следующие товарные нефтепродукты:

- 1) керосин технической марки КТ-2, потенциальное содержание фракции 120–280 °С в нефти – 25 %масс.;
- 2) летнее дизельное топливо марки Л-0,2-40 ГОСТ 305, потенциальное содержание топлива (дистиллят 140–370 °С) – до 38 %масс.;
- 3) летнее дизельное топливо марки Л-0,2-62 ГОСТ 305 (дистиллят 180–370 °С), выход топлива – до 31 %масс.;
- 4) топочный мазут по ГОСТ 10585-99 марки 100;
- 5) вакуумные газойли марки «А» – сырье для крекинга по ТУ 38.1011304.

В процессе коксования гудрона может быть получено 3,2 %масс. (на нефть) малосернистого кокса.

Потенциальное содержание базовых масел с индексом вязкости 90 составляет до 24 %масс. на нефть или 44 %масс. на остаток выше 350 °С.

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

Список литературы

1. Серебряков А. О. Перспективы нефтегазоносности Каспийского моря / А. О. Серебряков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 11. – С. 36–40.
2. Серебряков А. О. Экологические и геохимические технологии оценки нефтегазоносности / А. О. Серебряков, Т. С. Смирнова [и др.]. – LAMBERT, 2012. – 156 с.

References

1. Serebrjakov A.O. Perspektivy neftegazonosnosti Kaspijskogo morja [Prospects of a neftegazonosnost of the Caspian Sea]. *Juzhno-Rossiiskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии* [Southern Russian messenger of geology, geography and global energy], 2007, no. 11, pp. 36–40.
2. Serebrjakov A.O., Smirnova T.S. [i dr.] *Jekologicheskie i geohimicheskie tehnologii ocenki neftegazonosnosti* [Ecological and geochemical technologies of an assessment of a neftegazonosnost]. LAMBERT, 2012, 156 p.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ КРАЕВЫХ ОСАДОЧНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Кулемин Роман Федорович, аспирант

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: sport941@yandex.ru

Серебрякова Оксана Андреевна, ассистент

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

Цель исследования – провести анализ строения Чукотского осадочного бассейна с применением методики сравнения сходства структурных элементов исследуемой территории.

Рассмотрены данные обнажений о. Врангеля и надвига Брукса, показан циклический характер седиментогенеза, обусловленный эвстатическими и тектоническими событиями, выделены основные закономерности структурно-тектонического развития. Построена корреляционная литологическая колонка строения Врангелевско-Геральдско-Бруксовой системы, с целью сравнения сходства развития Чукотского осадочного бассейна в Северной Америке и России.

Ключевые слова: фундамент, осадочный чехол, Чукотский бассейн, разрез, о. Врангеля, хребет Брукса.

PECULIARITIES OF BOUNDARY OF SEDIMENTARY OIL AND GAS BASINS

Kulemin Roman F., Post-graduate student

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: sport941@yandex.ru

Serebryakova Oksana A., Assistant

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

Research objective – carrying out the analysis of a structure of the Chukchi sedimentary basin with application of a technique of comparison of similarity of structural elements of the studied territory.

Data of exposures of the island Wrangel and Brooks Range are considered, cyclic character sedimentology caused by evstatchesky and tectonic events is shown, and the main regularities of structural and tectonic development are allocated. The correlation litologi column of a structure of Vrangelevsko-Geraldsko-Bruksovoy of system, for the purpose of comparison of similarity of development of the Chukchi sedimentary basin in North America and Russia is constructed.

Key words: Basement, Sedimentary basin, Chukchi basin, Cross section, Island Wrangel, Brooks Range.