

Геология, география и глобальная энергия. 2022. № 1(84). С. 40–52.
Geology, Geography and Global Energy. 2022;1(84): 40–52. (In Russ.).

ОБЩАЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ
(ГЕОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ НАУКИ)

Научная статья
УДК 553.04
doi 10.54398/2077-6322_2022_1_40

Геологическое моделирование нефти и газа месторождений Северного Каспия

Андрей Олегович Серебряков^{1✉}, Виктория Викторовна Набиева²

^{1,2}Астраханский государственный университет, Астрахань, Россия

¹sereb5@mail.ru✉

²Geologi2007@yandex.ru

Аннотация: Геологические исследования компонентов газа и нефти Северного Каспия подтверждают их генерацию в условиях высокого геотермического режима, при котором происходит выделение систем, насыщенных высокими углеводородными комплексами. Нахождение промышленных скоплений нефти и газа в условиях неблагоприятных для генерации углеводородов, подтверждают масштабность процессов миграции и аккумуляции, обеспечивающих промышленное формирование месторождений.

Ключевые слова: геология, моделирование, нефть, газ, Северный Каспий

Для цитирования: Серебряков А. О. Геологическое моделирование нефти и газа месторождений Северного Каспия // Геология, география и глобальная энергия. 2022. № 1(84). С. 40–52.
https://doi.org/10.54398/2077-6322_2022_1_40.

GENERAL AND REGIONAL GEOLOGY
(GEOLOGICAL AND MINERALOGICAL SCIENCES)

Original article

Geological modeling of oil and gas fields of the Northern Caspian

Andrey O. Serebryakov^{1✉}, Victoria V. Nabieva²

^{1,2}Astrakhan State University, Astrakhan, Russia

¹sereb5@mail.ru✉

²Geologi2007@yandex.ru

Abstract: Geological studies of the gas and oil components of the Northern Caspian confirm their generation under conditions of a high geothermal regime, in which systems saturated with high hydrocarbon complexes are isolated. The presence of industrial accumulations of oil and gas in conditions unfavorable for the generation of hydrocarbons confirms the scale of migration and accumulation processes that ensure the industrial formation of deposits.

Keywords: geology, modeling, oil, gas, Northern Caspian

For citation: Serebryakov A. O. Geological modeling of oil and gas fields of the Northern Caspian. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* = *Geology, Geography and Global Energy*. 2022;1(84):40–52. (In Russ.). https://doi.org/10.54398/2077-6322_2022_1_40.

Состав и свойства нефти и газа обладают сложнейшими геохимическими характеристиками, оказывающими мощное техногенное воздействие на окружающую среду и на природные системы. Масштабы и направления промышленного применения углеводородов являются следствием состава и свойств нефти и газа, поступающих на переработку и влияющих на промышленную технологию их освоения, поскольку товарная продукция переработки нефти и газа представляет техногенную и геоэкологическую опасности высокого класса. В связи с этим химические исследования синергетичных моделей природных нефтей и газов необходимы для оптимизации направлений освоения углеводородов.

©Серебряков А. О., Набиева В. В., 2022

Химические составы газов продуктивных горизонтов новейших месторождений Северного Каспия (табл. 1) представлены, в основном, метаном в количестве 85 % моль. Содержание остальных высших компонентов распределилось соответственно (моль): этана до 8 %, пропана до 3 %, бутанов более 3 %, пентанов с высшими УВ более 4 %. Сероводород и водород в газах отсутствуют. Присутствуют редкие элементы.

Таблица 1

Геологическая модель газов новейших морских месторождений				
Компоненты	Продуктивный горизонт			
	Неокомский		Альбский	
	масс. %	мол. %	масс. %	мол. %
Гелий	0,007	0,033	0,007	0,033
Углекислый газ	0,405	0,18	0,148	0,068
Азот	4,21	2,88	4,089	2,957
Метан	71,24	85,16	65,865	83,160
Этан	11,21	7,15	11,682	7,869
Пропан	6,09	2,64	5,630	2,586
Изо-бутан	1,29	0,43	1,630	0,568
Н-бутан	2,18	0,72	2,597	0,905
Изо-пентан	0,92	0,25	1,186	0,333
Н-пентан	0,87	0,23	1,218	0,342
C ₆	0,81	0,19	1,501	0,362
C ₇	0,54	0,11	1,483	0,313
C ₈	0,21	0,04	1,548	0,293
C ₉	0,02	0,002	0,484	0,081
C ₁₀	0,002	0,000	0,931	0,130
Всего:	100,00	100,00	100,00	100,00
Плотность при 20 °С, кг/м	0,799		0,847	
Относительная плотность газа	0,663		0,670	
Молярная масса	19,18		20,25	

Геохимические исследования распределения газовых компонентов в промышленных залежах по содержанию изотопов $\delta^{13}\text{C}$ подтверждают их утяжеление с увеличением числа атомов углерода. Характеристики изотопов газовых компонентов $\delta^{13}\text{C}_{\text{метан}}$ и $\delta^{13}\text{C}_{\text{этан}}$ подтверждают, что газы генерированы в условиях высокого геотермического воздействия, при которых происходит генерация преимущественно газов, насыщенных высокими углеводородными комплексами.

Синергия значений изотопов газа продуктивных отложений подтверждает высокотермическое воздействие на ОВ в процессе генерации УВ. Химические составы газов соответствуют промежуточным областям термогенерации на стадии катагенетической преобразованности при температуре 225 °С на стадии АК. В составе газов компоненты бактериального происхождения зоны диагенеза, а также других геохимических зон генерации отсутствуют. Это свидетельствует о приуроченности газов продуктивных отложений к единой генерационной зоне. Высокая геотермическая зрелость газов, достигнутая в катагенной зоне генерации УВ, не соответствует термобарическим условиям залегания продуктивных пластов, может подтверждать миграционный (аллохтонный) характер газов продуктивных залежей. Синергия концентрационного и изотопного газового состава, отсутствие в залежах компонентов других зон генерации, а также высокие объемы накопления (запасов) в залежах указывают на масштабность процессов миграции и аккумуляции в Северном Каспии (табл. 2), обеспечивших промышленное формирование месторождений.

Химические исследования подтверждают, что газовые залежи Северного Каспия являются результатом генерации УВ из органического вещества (ОВ) осадочных пород Каспия, представляющих собой широкий спектр остатков земных и морских организмов.

По соотношению элементов Н/С и О/С, морское ОВ (кероген) разделяется на четыре типа: тип I – водорослевой, II – планктонный, III – земной (высшая растительность), IV тип – организмов. Генерация химических классов углеводородов из материнских пород зависит от типа органического вещества и геотермических условий. По Н. Б. Вассоевичу, генерация жидких нефтяных углеводородов связана с сапропелевым типом органического вещества, тогда как основа газовых углеводородов генерируется за счет гуминового типа ОВ. Первичная генерация углеводородов из органического вещества различается по типам ОВ. Процессы созревания сапропелевого ОВ сопровождаются существенным образованием углеводородов

C_{5+В}, гуминовой же тип ОВ приводит к образованию значительного количества метановых и C_{2+В} компонентов.

Таблица 2

Геологические модели газов и нефтей новых морских месторождений				
Геологический разрез, место отбора, возраст отложений	CO ₂ %	CH ₄ %	N ₂ + редкие	Геохимическая зональность
Тюлений, Q ₁ V	0,86	92,94	6,20	Растительные остатки
Азау, hv, nk	0,5	98,0	1,5	Биомассовая, ДГ
Ракушечное, Широтное, Филановское, Сарматское. Хвалынское, hv, hz	1,0	98,0	1,0	Биомассовая, ДГ
Ракушечное, K ₁ alb	0,45	76,0 C _{5+В} < 3	3,9	Протокатагенез, ПК ₁ + ПК ₂ , зона сухих газов
Филановское, Каспийское, K ₁ ap	0,40	71,0 C _{5+В} > 5	4,2	Протокатагенез, ПК ₃ + М ₁ , зона сухих газов + ТУ
Ракушечное, Широтное K ₁ nc	нефть: $\rho = 810 \text{ кг/м}^3$, $\eta (20^\circ \text{C}) = 7,8 \text{ сСт}$, НК = 52 °С, T _{пл} = 70 °С			Протокатагенез, ПК ₃ + МК ₁ , зона нефтей вязких + газовые шапки
Ракушечное, J ₁ , Филановское	нефть: $\rho = 810 \text{ кг/м}^3$, $\eta (20^\circ \text{C}) = 6,0 \text{ сСт}$, НК = 49 °С, T _{пл} = 75 °С			Мезокатагенез, МК ₂ + МК ₃ , зона вязких нефтей
Ракушечное, J ₁ , Каспийское	нефть: $\rho = 801 \text{ кг/м}^3$, $\eta (20^\circ \text{C}) = 5,0 \text{ сСт}$, НК = 49 °С, T _{пл} = 80 °С			Мезокатагенез, МК ₄ + АК ₁ , зона легких нефтей, жирных газов, газоконденсата

Углеводороды бактериального типа (метан) генерируются в неглубоких морских и пресноводных водоемах в результате бактериального ацетатного брожения биологического вещества с тепловым режимом до 70 °С (Вассоевич, 1960). Происхождение газа примерно в 20 % крупных газовых месторождений в мире связано с микробактериальными процессами.

Катагенные морские газы содержат кроме метана высокие его гомологи (C₂, C₃, C₄, C₅) и называются «жирными». Жирные УВ являются главным продуктом преобразования ОВ на основной стадии генерации между 70 и 120 °С, с пиковой генерацией +120 °С. Основным источником их генерации являются типы органического вещества, максимально генерирующие жирные компоненты. Катагенный газ может быть генерирован всеми типами керогена в области температур 150–200 °С и выше, в этих зонах закономерно снижается «жирность» газов с доминированием в них метана.

После генерации углеводородов в материнских породах в процессе их первичной и вторичной миграции и аккумуляции в морских залежах природные газы подвергаются процессам хроматографического компонентного фракционирования. При этих процессах химическое моделирование подтверждает существенные системные и композиционные изменения углеводородных смесей различных типов. Фракционное разделение УВ при их миграции в пористой среде осадочных пород осуществляется в процессе физического «хроматографического» эффекта, ведущего к изменениям их состава в сторону увеличения ароматичности и содержания низкомолекулярных соединений. В процессе миграции газы могут быть полностью лишены углеводородов C₅ и более высоких соединений. Состав газов, соответствующих стадии генерации АК, формировался в процессе генерации, миграции и аккумуляции с образованием промежуточных залежей углеводородных систем. Их состав определялся как первичным составом ОВ, нефти и газа, так и геохимическими и термодинамическими условиями материнских пластов. На заключительных процессах миграции в локальные структуры пород происходили периодические хроматографические разгрузки сложных УВ систем на газовые и нефтяные составляющие с образованием соответствующих газовых и нефтяных залежей.

Из продуктивных песчаников новейших месторождений притоки нефти и конденсата получены в скважинах Кувькина, Филановского и в скважинах месторождения «170 км». Нефти аптских залежей имеют плотность 830 кг/м³ и вязкость более 11 сСт, содержат (% масс) серы

0,15, смол 4,2, асфальтенов 0,05, НК = 53 °С. Из доломитов титонского яруса верхней юры получен промышленный приток конденсата. На месторождении «170 км» из этих доломитов, а также из известняков оксфордского яруса верхней юры получены промышленные притоки нефти. Из келловейских песчаников получены промышленные притоки конденсата. Нефти юрских залежей легкие (плотность 800 кг/м³), вязкость 0,6 МПа*с, серы до 0,7 %, смол до 2,7 %, асфальтенов 0,1 %, парафина 8,9 %, НК до 50 °С.

В карбонатных юрских отложениях выявлены три конденсатные залежи в отложениях титонского яруса, одна конденсатная залежь в отложениях кимериджского яруса и две нефтяные залежи приурочены к оксфордскому ярусу. Выявлена нефтяная залежь с газовой шапкой в отложениях волжского (титонского) яруса верхней юры, притоки нефти получены из алевролитов нижнего мела. Открыты шесть промышленных залежей на глубинах от 690 м до 1860 м в отложениях средней юры, нижнего мела и палеогена. Химические модели нефтей из песчаников нижнего мела приведены в таблице 2.

Основные свойства новых нефтей Каспийского моря и результаты групповых исследований нефтей приведены в таблицах 3–4 фракционный состав изложен в таблице 5, виды ИТК на рисунке 1. В таблице 6 показаны компонентные составы газов, растворенных в нефтях.

Нефти залежей продуктивных горизонтов недонасыщены газом. Давление насыщения достигает 11 МПа при пластовом давлении до 15 МПа, т. е. коэффициент газонасыщения (Кг) нефтей составляет 0,7. Динамическая вязкость 0,63 МПа*с. Газосодержание нефти (ГФ) достигает 120 м³/м³ (рис. 2–4).

Растворенные в нефтях газы относятся к «жирным» и имеют плотность до 1,2 кг/м³. Наряду с метаном (до 56 мол. %) они содержат до 40 мол. % его гомологов: этан (14 мол. %), пропан-бутановую фракцию (19 мол. %), пентаны и вышекипящие углеводороды (6,5 мол. %). В составе нефтяного газа 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/м³. 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 мас. %

Пластовые нефти неокомского горизонта имеют следующие основные параметры, объемный коэффициент – 1,3, плотность – 696 кг/м³, вязкость – 0,55 мПа*с. (табл. 3; рис. 5–7).

Таблица 3

Геологическая модель новых нефтей Каспийского моря

Параметры	Неокомская			Аптская		
Пластовое давление, МПа	16			15		
Пластовая температура, °С	69			67		
Давление насыщения при температуре пласта, МПа	10,9			8,2		
Газосодержание:	м ³ /м ³	м ³ /т	мас. %	м ³ /м ³	м ³ /т	мас. %
– 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;	1,2			1,27		
– при дифференциальном разгазировании.	1,1			1,12		

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

Таблица 4

Геологическая модель физических свойств 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	196	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

Таблица 5

Химическая модель состава газов, растворенных в новых нефтях

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

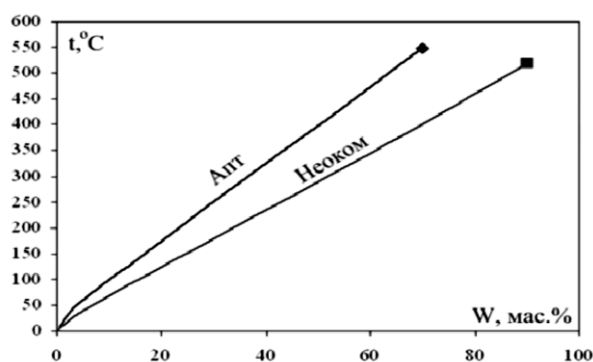


Рис. 1. Геологическая цифровая температуры кипения (ИТК) в новых нефтях

Таблица 6

Геологическая модель состава газов, растворенных в новых 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 7

Геологическая модель группового углеводородного состава фракций НК-180 °С новых 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
Нафthenовые	20,3	19,3	24	23,1
Парафиновые	33,8	36,2	30,9	33,1

Таблица 8

Геологическая модель углеводородного состава новых нефтей

Температуры отбора, °С	Выход на нефть, % масс.	Плотность при 20 °С, кг/м ³	η^{20}	Содержание углеводородов, % масс.		
				парафиновых	нафтеновых	ароматических
Неоком/Апт						
НК-62	5,8/1,5	648/649	1,37/1,38	99/99	1/1	0/0
62-100	6,2/3,9	714/731	1,39/1,40	58/52	32/38	9/10
10-120	3,2/2,3	740/752	1,41/1,42	58/53	28/32	15/15
120-150	6,1/4,3	756/766	1,42/1,43	59/58	17/21	23/21
150-200	8,7/6,9	768/781	1,44/1,44	54/55	19/25	27/19
200-250	8,8/7,5	806/799	1,45/1,44	57/56	16/30	27/14
250-300	9,8/10,6	827/815	1,46/1,45	56/59	17/26	27/15

Фракционный состав нефтей и физико-химическая характеристика узких фракций исследовались по ГОСТ 11011 с отбором узких фракций. Выход фракций до 350 °С составляет 57 % масс., до 530 °С до 88 % масс. (табл. 2-4 и др.)

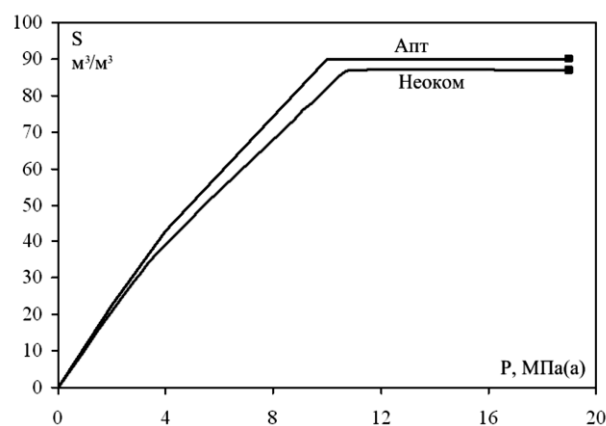


Рис. 2. Геологическая цифровая модель газосодержания нефти и давления в пластовых условиях

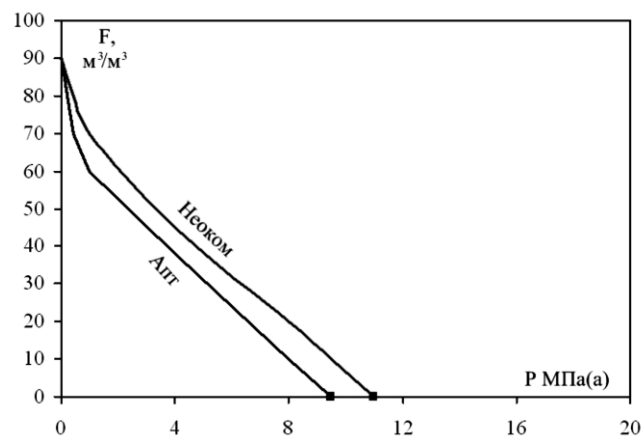


Рис. 3. Геологическая цифровая модель газового фактора нефтей в пластовых условиях

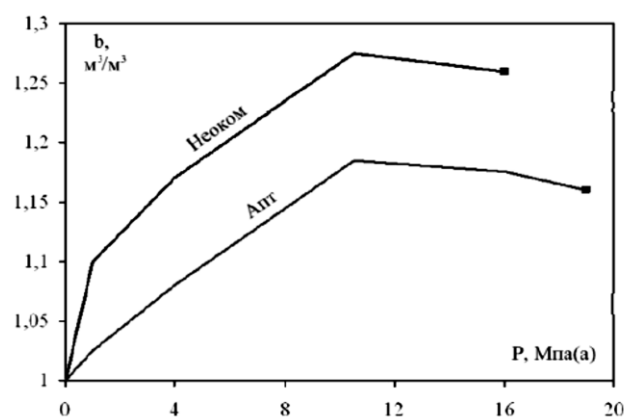


Рис. 4. Геологическая цифровая модель объемного коэффициента нефтей в пластовых условиях

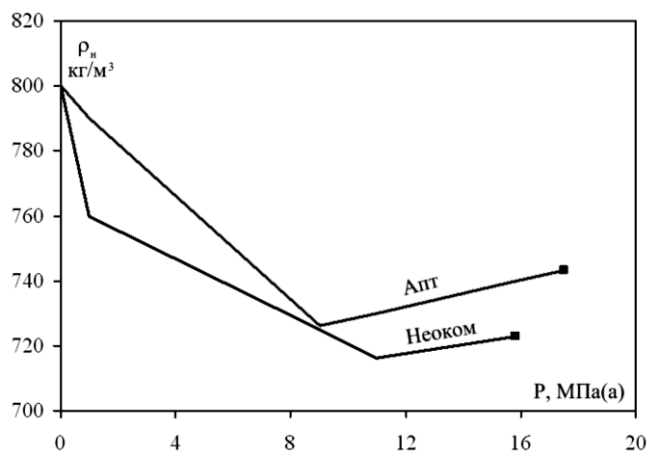


Рис. 5. Геологическая цифровая модель плотности нефтей в пластовых условиях

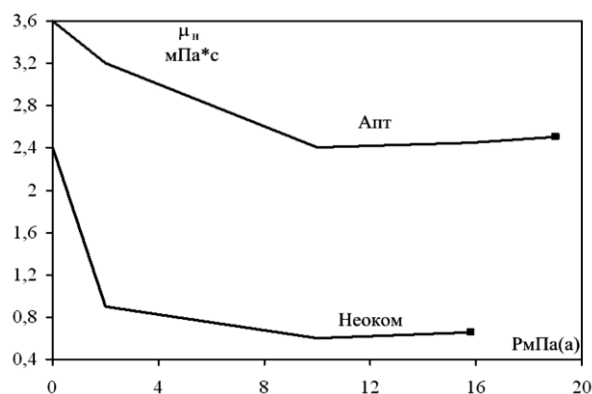


Рис. 6. Геологическая цифровая модель вязкости нефтей в пластовых условиях

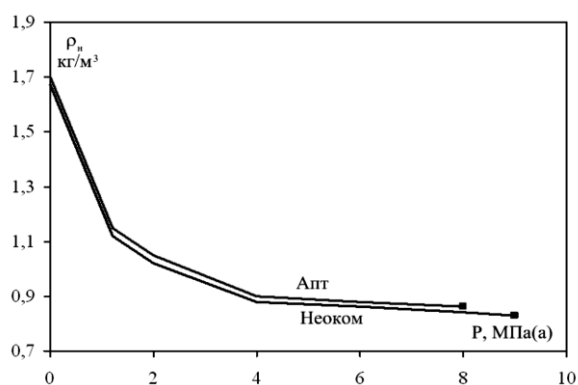


Рис. 7. Геологическая цифровая модель плотности газов в стандартных условиях

Нефти аптских продуктивных залежей недонасыщены газом. Коэффициент газонасыщенности (Кг) нефти составляет 0,55, т. е. давление насыщения газами равняется 8 МПа при пластовых давлениях 45 МПа. Плотность в пластовых условиях 768 кг/м^3 , динамическая вязкость до $2,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Газосодержание нефти составляет $61 \text{ м}^3/\text{т}$, по данным дифференциального разгазирования до $545 \text{ м}^3/\text{т}$. Объемный коэффициент в пластовых условиях $1,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Растворенные в аптских нефтях газы плотностью $1,2 \text{ кг/м}^3$ 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. %), что относит их к классу «жирных» (табл. 6). В составе нефтяных газов аптских залежей присутствуют азот 0,5 мол. %, углекислый газ до 0,02 мол. %, редкие газы до 0,001 мол. %. В нефтях сероводород не обнаружен.

Аптские новые нефти в поверхностных условиях имеет плотность 830 кг/м^3 . Содержание бензиновых фракций в сепарированной нефти (выкипающих до 200°C) до 24 масс. %, керосиновых фракций (выкипающих в пределах $200\text{--}300^\circ\text{C}$) до 17 масс. %, масляных и газойлевых фракций (выкипающих в пределах $300\text{--}500^\circ\text{C}$) до 27 масс. %.

В пластовых условиях нефти аптских залежей имеют следующие химические параметры: объемный коэффициент до 1,22, плотность 737 кг/м^3 , вязкость $2,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ (табл. 9, 10).

В таблице 5 представлено потенциальное содержание температурных фракций разгонки новых нефтей. Выход фракций до 350°C составляет 44,6, до 530°C — 79 % масс.

Таблица 9

Геологическая модель распределения фракций в новых 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 С ₄	2,6	300–310	52,5	Газ до С 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

В таблице 8 приведен индивидуальный углеводородный состав газов, растворенных в нефтях.

Во всех фракциях разгонки новых нефтей до 300 °С преобладают парафиновые (от 56 до 99 %) углеводороды, содержание нафтеновых углеводородов изменяется от 1 % до 28 % масс. Но мере утяжеления фракций содержание ароматических углеводородов изменяется от 0 до 27 % масс. (табл. 11).

Общее число конденсированных колец в средней нефтяной молекуле по мере утяжеления фракций возрастает от 0,7 до 3,4.

Технологические исследования химического качества топливных фракций новых нефтей свидетельствуют о высоком содержании ароматических углеводородов. Химическая характеристика бензиновых фракций новых нефтей приведена в таблицах 10 и 11. Бензиновые фракции НК-120, НК-140 и НК-150 °С по основным показателям качества, отвечают требованиям СТО 1 1605031-008-2006 на «бензин прямогонный экспортный марки 1». Фракции НК-120 и НК-140 °С соответствуют нормам ТУ338.402-62-120-90 на «бензин-сырье для пиролиза марки Б (табл. 10).

Таблица 10

Геологическая модель бензиновых фракций новых нефтей

Показатели	Температура отбора, °С				
	НК–85	НК–120	НК–140	НК–150	НК–180
	Неоком/апт				
Выход, % масс.	9/3,4	15/7	19/10	21/12	27/17
Плотность при 15 °С, кг/м ³	-/683	709/732	720/734	728/736	743/748
Плотность при 20 °С, кг/м ³	677/681	705/728	717/731	725/732	740/745
Содержание серы, % масс.:	отс.	отс.	отс.	отс.	0,01

– общей (ГОСТ 19121);					
– меркаптановой (ГОСТ 17323).	отс.	-/ост.	отс.	отс.	-/ост.
Фракционный состав, °С:					
– НК;	33/36	36/39	42/45	46/51	61
– 10 %;	42/46	50/52	63/60	68/62	75
– 50 %;	64/65	79/82	98/95	103/101	115
– 90 %;	77/78	112/114	129/126	136/130	157
– КК.	86/84	119/121	142/143	154/152	176
Октановое число моторным методом	67/65	61/63	56/60	54/56	52/53
Кислотность, мг КОН 1/100 мл	-	2/12	2,7/-	2,7/-	3,0/1,8
Групповой углеводородный состав, % масс.					
– ароматические;	4/3,4	7/10	10/12	11/14	17/19
– нафтеновые;	14/17	19/28	19/27	18/26	20/24
– парафиновые.	82/79	73/61	71/60	69/59	62/56
Испытание на медной пластине	Выдерживает				

Таблица 11

**Геологическая модель индивидуального углеводородного состава
фракции НК-180 °С новых нефтей**

Компонент	Содержание		Компонент	Содержание	
	% масс.	% об.		% масс.	% об.
пропан	0,10	0,15	метилциклогексан	6,52	6,28
i-бутан	0,25	0,33	1,1,3-триметилциклопентан	0,21	0,21
n-бутан	1,04	1,33	2,2-диметилгексан	0,07	0,07
i-пентан	1,66	1,99	этилциклопентан	0,37	0,36
n-пентан	2,53	3,00	2,5-диметилгексан+0-с8-2	0,20	0,21
2,2-диметилбутан	0,12	0,14	2,4-диметилгексан	0,25	0,26
циклопентан	0,42	0,42	1с,2е,4с-триметилциклопентан	0,24	0,23
2,3-диметилбутан	0,30	0,34	3,3-диметилгексан	0,08	0,08
2-метилпентан	1,72	1,96	1с,2е,3с-триметилциклопентан	0,24	0,25
3-метилпентан	1,08	1,20	толуол	3,95	3,38
n-гексан	3,72	4,18	n-ундекан	2,00	1,99
метилциклопентан	2,09	2,07	2-метилбутилбензол	0,4	0,03
2,4-диметилпентан	0,18	0,20	1,2,3,5-тетраметилбензол	0,06	0,05
бензол	1,11	0,94	A-c11-5	0,04	0,04
3,3-диметилпептан + 5-метилгексен-1	0,07	0,07	A-c11-8	0,05	0,04
циклогексан	2,38	2,26	1,2,3,5-тетрагидронафталин	0,04	0,03
2-метилгексан	2,06	2,25	Нафталин	0,06	0,04
3-метилгексан	1,42	1,53	n-додекан	0,19	0,19
1t,3-диметилциклопентан	0,47	0,46	n-тридекан	0,00	0,00
1с,3-диметилциклопентан	0,44	0,44	n-тетрадекан	0,00	0,00
1t,2-диметилциклопентан	0,79	0,78	n-пентадекан	0,00	0,00
3-этилпентан	0,10	0,11	Итого:	100	100
n-гептан	4,75	5,14			

В таблице 12 представлена модель химической характеристики температурных дистилляторов для получения реактивного топлива, уайт-спирита или керосина технического.

Таблица 12

Геологическая модель керосиновых дистилляторов новых нефтей

Показатели	Температура отбора, °С				
	120–240	120–250	140–200	120–280	200–280
	Неоком/Апт				
Выход, % масс.	21/15	23/18	11/8	29/25	15/14
Плотность при 15 °С, кг/м³	774/783	778/785	772/782	786/794	816/808
Плотность при 20 °С, кг/м³	771/780	778/782	769/779	783/792	814/806
Фракционный состав, °С:					
НК	133/135	135/138	155/153	141/140	207/205
10 %	145/143	150/146	159/160	170/169	211/220
50 %	177/176	195/180	168/166	194/195	239/237
90 %	216/213	228/226	182/180	247/248	265/268
98 %	228/226	241/247	195/196	266/267	272/275
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм²/с	1,2/1,3	1,3/1,4	1,2/1,2	1,7/1,9	2,7/2,9

Температура, °С					
начала кристаллизации	ниже-60 ниже-60	-53/-51	-	-	-
застывания	-	-	ниже-60 ниже-60	-52/-45	-30/-27
вспышки	35/38	36/42	36/37	40/44	выше 70
Содержание серы. % масс.:	0,03	0,05	0,03	0,07	0,15
– общей	0,006	0,007	0,006	0,01	0,04
– меркаптановой	0,0005 0,0002	0,0007	-	-	-
Теплота сгорания низшая, кДж/кг	43277 43300	43254 43437	-	-	-
Высота некоптящего пламени, мм	29/27	28/27	30/28	26/25	-/22
Содержание ароматических углеводородов. % масс.	23/19	23/18	25/20	-	-
Кислотность, мг КОН/100 мл	6,5/3,0	6,7/3,2	-	6,7/ < 4,5	-
Анилиновая точка, °С		55/63	52/60	-	-

Нефтяные дистилляты неомских залежей температурных фракций 120–250 °С не отвечает требованиям ГОСТ 10227 на прямогонное реактивное топливо марки ТС-1 по «содержанию ароматических углеводородов» (23 % масс, вместо допустимых 22 % масс.) и «кислотности» (6,7 мг КОН/100 мл вместо 0,7 мг КОН/100 мл). Дистилляты фракций при 140–200 °С не отвечают требованиям ГОСТ 3134 на уайт-спирит по содержанию ароматических углеводородов (26 % масс, вместо допустимых 16 % масс.) и общей серы (0,030 масс, вместо 0,025 % масс.). Дистилляторы 120–280 °С не соответствует нормам СТО 11605031-010-2007 на керосин технический по кислотности (6,7 мг КОН/100 мл вместо 4,5 мг КОН/100 мл) (табл. 9). Нефти неомских залежей пригодны для автомобильного топлива.

Нефтяные аптские дистилляты фракций 120–230 и 120–250 °С по основным показателям, за исключением кислотности (3 и 3,2 мг КОН/100 мл вместо 0,7 мг КОН/100 мл) пригодны по требованиям ГОСТ 10227 для получения прямогонного реактивного топлива марки ТС-1 с температурой начала кристаллизации минус 60 и минус 50 °С соответственно. Дистилляты 140–200 °С не отвечают требованиям ГОСТ 3134 на уайт-спирит по содержанию ароматических углеводородов (20 % масс, вместо допустимых 16 % масс.). Дистилляты 120–280 °С соответствует нормам СТО 11605031-010-2007 для получения керосина технической марки КТ-2 (табл. 13). Химическая характеристика мазутных остатков новых нефтей после ректификации пригодится в таблице 10.

Таблица 13

Геологическая модель мазутов и остатков новых нефтей									
Показатели	Температура отбора, °С								
	530	500+	400+	370+	350+	300+	280+	Гост 10585	
	Апт /Неоком								
Марка топлива	-	-	M100	M100	M100	M100/ 40	M100/ 40	M40	M100
Выход, % масс.	19/ 11	24/16	43/34	49/39	53/4,3	60/49	65/52	-	-
Плотность при 15 °С, кг/м³	<u>932</u> 964	<u>929</u> 955	<u>907</u> 925	<u>904</u> 915	<u>895</u> 910	<u>884</u> 901	<u>875</u> 895	-	-
Плотность при 20 °С, кг/м³	<u>931</u> 963	<u>927</u> 954	<u>905</u> 924	<u>903</u> 913	<u>893</u> 908	<u>882</u> 899	<u>873</u> 893	не норм	не норм
Условная вязкость. °ВУ, при:									
50 °С	-	-	26/17	13/9	11/7	9/5	8/4	-	-
80 °С	119 58,6	85 31,6	6 5,0	4 3,3	3 2,8	3 2,2	3 2,0	<8.0	<16.0
100 °С	<u>37</u> 20,4	<u>28</u> 12,5	<u>3</u> 2,8	<u>2</u> 2,1	<u>2</u> 1,9	<u>2</u> 1,7	<u>2</u> 1,6	-	-
Вязкость кинематиче- ская. мм²/с при: 80 °С	887 433	635 233	48 34	29 22	25 18	22 13	19 11	не более 59	не более 118
100 °С	273/ 151	208/ 89	24/ 18	16/ 12	14/ 10	12/ 8	11/ 7	-	-
Температура застывания, °С	47/ 40	41/ 38	40/ 36	39/ 29	37/ 24	33/ 15	30/ 12	не выше 10 : 25	не выше 25 : 42

Температура текучести, °С	-	-	-/39	42/ 32	-/27	36/ 18	33/ 15	-	-
Температура вспышки в открытом тигле, °С	выше 300	выше 300	<u>265</u> 624	<u>241</u> 233	<u>220</u> 210	<u>184</u> 190	<u>162</u> 177	не ниже 90	не ниже 110
Содержание серы, % масс.	0,3/2	<u>0,28</u> 1,7	<u>0,27</u> 1,4	<u>0,26</u> 1,3	<u>0,2</u> 1,3	<u>0,2</u> 1,2	<u>0,2</u> 1,2	не более 3,5	не более 3,5
Коксуемость, % масс.	<u>4,3</u> 12,9	<u>6,6</u> 9,7	<u>41</u> 5,2	<u>3,8</u> 5,0	<u>3,6</u> 4,9	<u>3,1</u> 4,0	<u>2,9</u> 3,2	не норм.	не норм.
Содержание ванадия, ppm	<u>4,3</u> 6,5	-/4,8	-	-/3,0	-	-	-	-	-

Химические характеристики бензиновых фракций, направляемых для каталитического риформинга, свидетельствуют, что выход фракций 62–180 и 85–180 °С составляет 15–28 % и 15–20 % масс, соответственно. Содержание нафтеновых углеводородов во фракциях менее 30 % масс.

Химические характеристики вакуумных газойлей фракций 350–500 °С и 350–530 °С нефтей подтверждают, что коксуемость газойлей составляет менее 0,4 % масс, содержание серы в них менее 1 %. Нафтеновые газойли являются благоприятным сырьем для крекинга и соответствуют нормам ТУ 38.1011304 на вакуумный газойль марки «А».

Модель технологической индексации новых нефтей для промышленного освоения и направлений их переработки приведена в таблице 14.

Таблица 14

Геологическая модель технологической индексации новых нефтей				
Показатель		Требования ОСТ 38.01197	Неоком	Апт
Массовая доля серы, %	Класс 1	Не более 0,60	-	-
	Класс 2	0,61–1,81	0,68	0,16
	Класс 3	Более 1,80		
Массовая доля фракций до 350 °С	Тип 1	Не менее 55,0	57	44
	Тип 2	45,0–54,9		
	Тип 3	Менее 45,0		44,6
Потенциальная массовая доля базовых масел, % на нефть/мазут	Группа 1	Не менее 25,0/45,0/		
	Группа 2	15,0–24/45,0/		
	Группа 3	15,0–24,9/30,0–44,9/	17,0/40	24/44
	Группа 4	Менее 15,0		
Индекс вязкости базовых масел	Подгруппа 1	Более 95		
	Подгруппа 2	90–95	90	90
	Подгруппа 3	85–89,9		
	Подгруппа 4	Менее 85		
Массовая доля парафина в нефти, %	Вид 1	Не более 1,50		
	Вид 2	1,51–6,00		5
	Вид 3	Более 6,00	7	
Индекс нефти			2.1.3.2.3	1.3.3.2.3

Таким образом, геологическое моделирование состава и свойств углеводородов подтверждают, что промышленные залежи нефти и газа являются результатом генерации УВ из органического вещества глубинных осадочных пород Каспия, представляющих широкий спектр земных и морских организмов.

Вклад авторов: все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Contribution of the authors: the authors contributed equally to this article. The authors declare no conflicts of interests.

Список источников

1. Алиева С. А., Авербух. Б. М. и др. Геология и нефтегазоносность Каспийской впадины. М. : Недра, 2015. 324 с.
2. Глумов И. Ф., Маливицкий Я. П. и др. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М. : Недра. 2014. 425 с.
3. Марабаев Ж. Н., Жолтаев Г. Ж. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия. Астана, 2015. 142 с.
4. Патин С. А. Нефть и экология континентального шельфа. М. : ВНИРО, 2001. 247 с.

5. Серебряков А. О., Серебряков О. И. Промысловые исследования залежей нефти и газа : учебное пос. 2-е изд., стер. Санкт-Петербург : «Лань», 2021. 232 с.

References

1. Alieva S. A., Averbukh B. M. et al. Geology and oil and gas potential of the Caspian depression. M.: Bosom, 2015:324. (In Russ.).
2. Glumov I. F., Malovitsky Ya. P. et al. Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea. M.: Bosom, 2014:425. (In Russ.).
3. Marabaev Zh. N., Zholtaev G. Zh. et al. Geological structure and prospects of oil and gas content of the Severng and the Middle Caspian. Astana, 2015:142. (In Russ.).
4. Patin S. A. Oil and ecology of the continental shelf. M.: VNIRO, 2001:247. (In Russ.).
5. Serebryakov A. O., Serebryakov O. I. Field studies of oil and gas deposits. *Uchebnik = Textbook*. 2nd ed., ster. St. Petersburg: "Lan", 2021:232. (In Russ.).

Информация об авторах

А. О. Серебряков – доцент;

В. В. Набиева – магистрант.

Information about the authors

A. O. Serebryakov – associate Professor;

V. V. Nabieva – undergraduate.

Статья поступила в редакцию 27.12.2021; одобрена после рецензирования 10.01.2022; принята к публикации 17.01.2022.

The article was submitted 27.12.2021; approved after reviewing 10.01.2022; accepted for publication 17.01.2022.