

УДК 553.98(470.46)

Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова, И.М. Шафиев, Д.Р. Крайн, Е.Б. Григорьев,  
И.Е. Кузнецов, М.М. Орман, А.А. Томиленко, Л.В. Чашникова

## Газоконденсаты Астраханского газоконденсатного месторождения: современное состояние

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ), расположенное в юго-западной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, 60 км севернее г. Астрахани, было открыто в 1976 г. и введено в эксплуатацию в 1986 г. Месторождение является крупнейшим в Европейской части России и уникальным по запасам и флюидальному составу [1, 2].

Формирование АГКМ обусловлено палеотектоническими, геохимическими и термодинамическими процессами, проходившими в карбонатных толщах среднего и нижнего карбона. Литологическая и тектоническая обособленность Астраханского свода явилась благоприятным фактором для формирования замкнутой, изолированной газогидродинамической системы с особыми условиями для накопления углеводородов, образования сероводорода и углекислого газа, а также возникновения жестких термобарических условий залегания пластовых флюидов [1–3].

Начальное пластовое давление месторождения составляет 61,2 МПа на глубине 4050 м, пластовая температура – 110 °С. Потенциальное содержание углеводородов  $C_{5+}$  изменяется по площади месторождения от 221 до 320 г/м<sup>3</sup> газа сепарации (в среднем – 265 г/м<sup>3</sup>), давление начала конденсации варьируется от 38 до 42 МПа [4]. В настоящее время разрабатывается только лицензионный участок ООО «Газпром добыча Астрахань», на котором сосредоточены основные запасы углеводородного сырья (более 65 %) [1].

Авторами статьи проведены анализ современного состояния физико-химических характеристик конденсатов, отобранных в 2012–2013 гг. при испытании 20 эксплуатационных скважин АГКМ, и оценка качества различных топливных фракций.

В табл. 1 приведены значения пластового давления, замеренные на момент отбора образцов конденсатов.

Как видно из данных таблицы, текущее пластовое давление на момент отбора проб конденсатов из скважин равно или выше давления начала конденсации. Минимальное текущее пластовое давление отмечается на скв. А-1 (37,11 МПа) и А-2 (38,40 МПа).

Физико-химические характеристики стабильных конденсатов определялись экспериментально в процессе лабораторного анализа в соответствии с требованиями действующих ГОСТов и методик.

Стабилизация конденсатов проводилась на лабораторной установке дегазации при 50 °С.

По величине плотности (797,1–811,1 кг/м<sup>3</sup>) конденсаты относятся к типу тяжелых. Об этом свидетельствуют и данные фракционного состава. Температура выкипания 10%-ных отгонов варьируется в интервале 89,5–98,5 °С; 50%-ных отгонов – в интервале 180,3–193,0 °С; 80%-ных отгонов – в интервале 297,1–310,0 °С. Конец кипения конденсатов превышает 360 °С. До 360 °С выкипает 88,7–89,6 % объемов конденсатов. В конденсатах присутствуют твердые парафины в количестве 2,14–3,10 % масс. и смолистые соединения – 0,50–1,01 % масс.

Конденсаты и все их фракции характеризуются резким запахом сернистых соединений, содержание которых в конденсатах варьируется в пределах 1,08–1,23 % масс.

На основании анализа физико-химических характеристик установлено, что конденсаты похожи по всем параметрам, но не идентичны. Наблюдаемые различия

### Ключевые слова:

газовый конденсат, фракционный состав, компонентный состав, групповой углеводородный состав, бензиновые, керосиновые, дизельные фракции, газожидкостная хроматография.

### Keywords:

gas condensate, fractional composition, component composition, group hydrocarbon composition, benzene, kerosene, diesel fractions, gas-liquid chromatography.

Таблица 1  
Текущее пластовое давление на скважинах  
в период отбора проб конденсатов

№ скв.	Текущее пластовое давление, МПа
A-1	37,11
A-2	38,40
A-3	49,51
A-4	46,92
A-5	44,32
A-6	47,68
A-7	54,12
A-8	50,20
A-9	48,85
A-10	45,06
A-11	39,54
A-12	40,06
A-13	47,89
A-14	38,93
A-15	46,05
A-16	47,76
A-17	45,83
A-18	46,38
A-19	49,06
A-20	48,57

в величинах плотностей – до 10 кг/м<sup>3</sup>, во фракционном составе – до 10 °С по точкам выкипания 10, 50, 80 % об.; по содержанию твердых парафинов – до 0,53 % масс., смол силикагелевых – до 0,2 % масс.; по температурам помутнения – до 9 °С, температурам застывания – до 12 °С. Плотности конденсатов из

скв. A-1, A-2 и A-5 (797,1–799,3 кг/м<sup>3</sup>) ниже плотностей конденсатов из других скважин (800,7–811,1 /см<sup>3</sup>). Однако для совместной переработки конденсатов эти различия не существенны.

Разгонка конденсатов для построения кривой истинных температур кипения (ИТК), а также на фракции группового углеводородного состава и топливные фракции проводилась на автоматической установке фракционированной разгонки нефтей фирмы Fisher в соответствии с ASTM 2892 и ASTM 5236. Поглощение газообразных сернистых соединений осуществлялось с помощью 10%-ного раствора хлористого кадмия в блоке сероочистки установки.

Сравнительная характеристика конденсатов, отобранных в период 2012–2013 гг., по фракционному составу приведена на рис. 1. Можно отметить, что кривые фракционного состава в целом однотипны по виду и расположены близко друг к другу, однако фракционные составы конденсатов не идентичны. Так, конденсаты из скв. A-1 и A-5 содержат в своем составе большее количество легких фракций (верхние кривые на рис.1), чем конденсаты из других скважин, а конденсат из скв. A-13 – большее количество высококипящих фракций (нижняя кривая).

Компонентный состав нормальных и изопреноидных алканов стабильных конденсатов

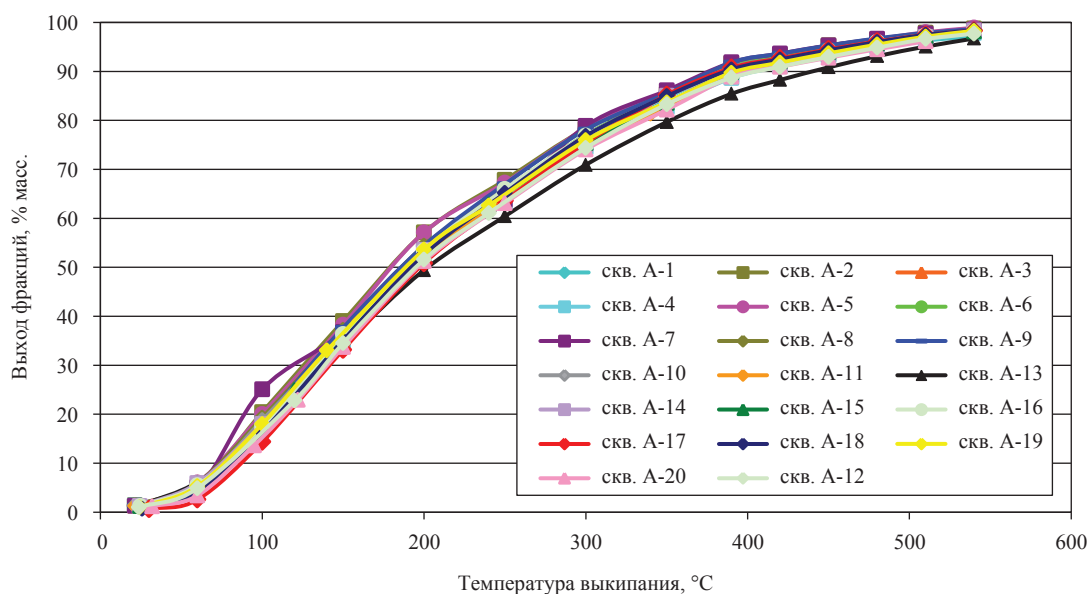


Рис. 1. Фракционный состав конденсатов (кривые ИТК)  
(отбор 2012–2013 гг.)

АГКМ исследовался на газовом хроматографе Varian CP-380, снабженном 50-метровой капиллярной колонкой (CP-Sil 5 CB) и пламенно-ионизационным детектором, в режиме программирования температуры. Обработка хроматограмм и их расчет проводились с использованием прикладной программы Galaxie.

На рис. 2 представлено молекулярно-концентрационное распределение н-алканов в исследуемых конденсатах.

Согласно рис. 2, кривые молекулярно-концентрационного распределения н-алканов конденсатов однотипны и расположены близко друг к другу за исключением конденсата из скв. А-17, доля низкокипящих углеводородов (УВ)  $C_5-C_8$  в котором ниже, чем в других конденсатах. Такое отличие, вероятно, вызвано условиями отбора данной пробы конденсата с сепаратора. Для всех конденсатов отмечается достаточно протяженный ряд н-алканов в 36–40 атомов углерода и один ярко выраженный максимум в области низкокипящих углеводородов  $C_6-C_7$ .

Компонентный состав конденсатов АГКМ: н-алканы – 27,72–30,05 % масс., ациклические изопреноидные алканы – 2,33–2,75 % масс., легкие ароматические УВ (бензол, толуол, этилбензол и ксилолы) – 5,75–6,42 % масс., легкие нафеновые УВ (циклопентан, метилциклопентан, циклогексан и метилциклогексан) – 3,79–4,40 % масс. Нормальные алканы более чем в 10 раз преобладают над изопреноидными.

Для астраханских конденсатов характерным является то, что при значительной протяженности ряда нормальных алканов в 36–40 атомов углерода в составе конденсатов содержится достаточно высокое количество низкокипящих УВ  $C_5-C_8$  (28–31 % масс.), в 1,5 раза превышающее количество высококипящих УВ  $C_{16}-C_{32}$  (16,8–21,8 % масс.). Такие особенности компонентного состава свойственны флюидам, находящимся в зоне аномально высоких температур и давлений.

Генетические показатели конденсатов также достаточно близки. Так, коэффициенты нечетности в области УВ  $C_{15}-C_{17}$  изменяются в интервале 1,01–1,07; в области высококипящих УВ  $C_{25}-C_{26}$  наблюдается некоторое преобладание нечетных УВ над четными ( $(C_{25} + C_{27}) / 2C_{26} = 1,10-1,20$ ); в области УВ  $C_{28}-C_{30}$  – противоположная тенденция: четные УВ преобладают над нечетными ( $(C_{28}+C_{30}) / 2C_{29} = 1,04-1,24$ ). Отношение пристан/фитан (0,94–1,06), характеризующее фациально-генетическую обстановку и тип основного органического вещества, как и отношения пристан/н- $C_{17}$  (0,19–0,20) и фитан/н- $C_{18}$  (0,23–0,25), меняются в узком интервале, что указывает на общность источника и условий образования конденсатов АГКМ. Низкие значения отношения пристан/фитан связаны с сапропелево-гумусовым органическим веществом (ОВ) [5].

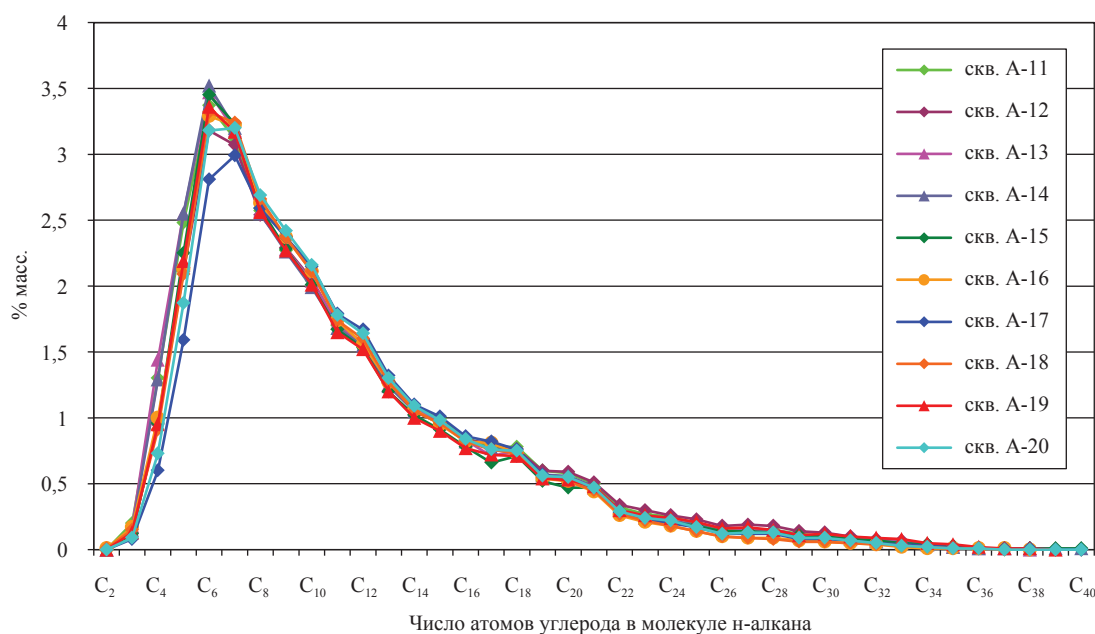


Рис. 2. Молекулярно-концентрационное распределение н-алканов в конденсатах АГКМ

Авторами проведено сравнение исследованных конденсатов методом «отпечатков пальцев» [6], предложенным компанией Chevron, для выявления вертикальной и горизонтальной флюидосообщаемости вмещающих резервуаров. Метод заключается в сравнении диаграмм, построенных по соотношениям высот парных пиков в двух интервалах хроматограмм. Совпадение диаграмм указывает на общий вмещающий резервуар, расхождение более 5 % – на разобщенность резервуаров. На рис. 3 представлены диаграммы, построенные для конденсатов АГКМ.

Результаты, полученные методом «отпечатков пальцев», – совпадение диаграмм в обоих

интервалах хроматограмм – указывают на общность вмещающего резервуара. Аналогичные диаграммы получены и для конденсатов из скважин отбора 2012 г.

Групповой углеводородный состав был определен для трех конденсатов с разными значениями величин плотностей: из скв. А-1 – с плотностью 799,3 кг/м<sup>3</sup>, из скв. А-2 – с плотностью 797,2 кг/м<sup>3</sup> и из скв. А-4 – с плотностью 807,2 кг/м<sup>3</sup>. Групповой углеводородный состав фракций конденсатов, выкипающих до 300 °С, определяли методом анилиновых точек; фракций, выкипающих выше 300 °С, – методом высокоэффективной жидкостной хроматографии на приборе фирмы Varian (табл. 2).

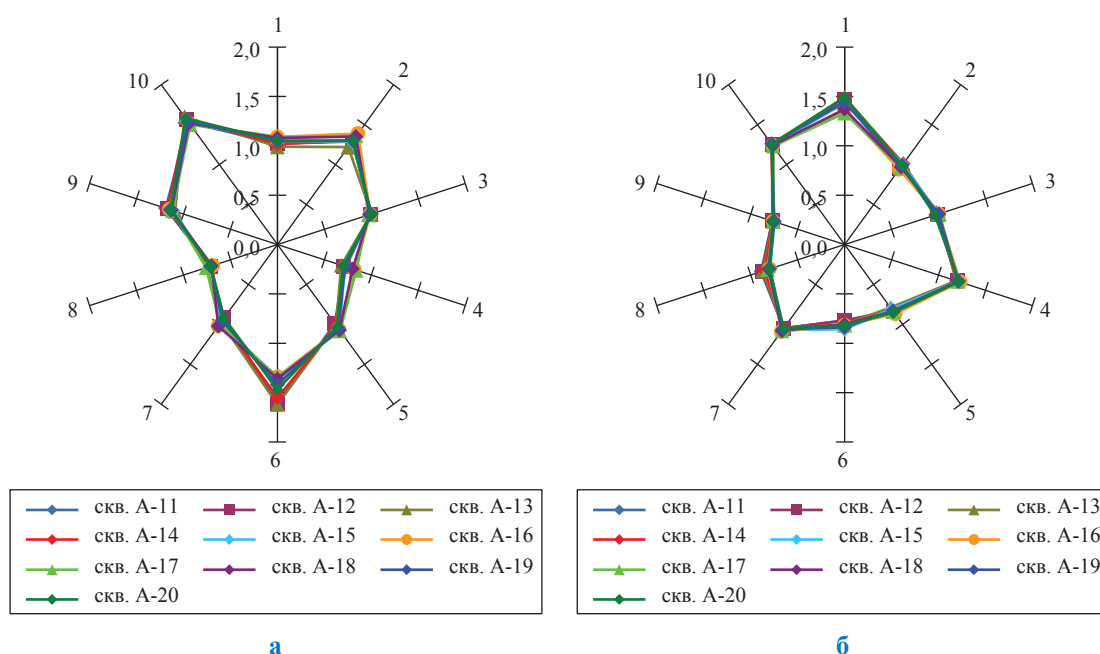


Рис. 3. Диаграммы, построенные в двух интервалах хроматограмм, для конденсатов АГКМ: а – C<sub>8</sub>–C<sub>11</sub>; б – C<sub>11</sub>–C<sub>16</sub>

Таблица 2

Групповой углеводородный состав конденсатов АГКМ

Тип УВ	Содержание, % масс. на конденсат		
	Скв. А-1	Скв. А-2	Скв. А-4
Фракция НК-200 °С			
Метановые	28,95	30,72	28,55
Нафтеновые	12,45	14,18	11,83
Ароматические	10,21	10,78	10,62
Фракция НК-300 °С			
Метановые	40,21	40,59	38,54
Нафтеновые	17,08	18,22	15,98
Ароматические	17,82	18,08	18,55
Фракция НК-540 °С			
Метановые	69,21	70,89	67,93
Нафтеновые			
Ароматические	26,41	26,45	28,50

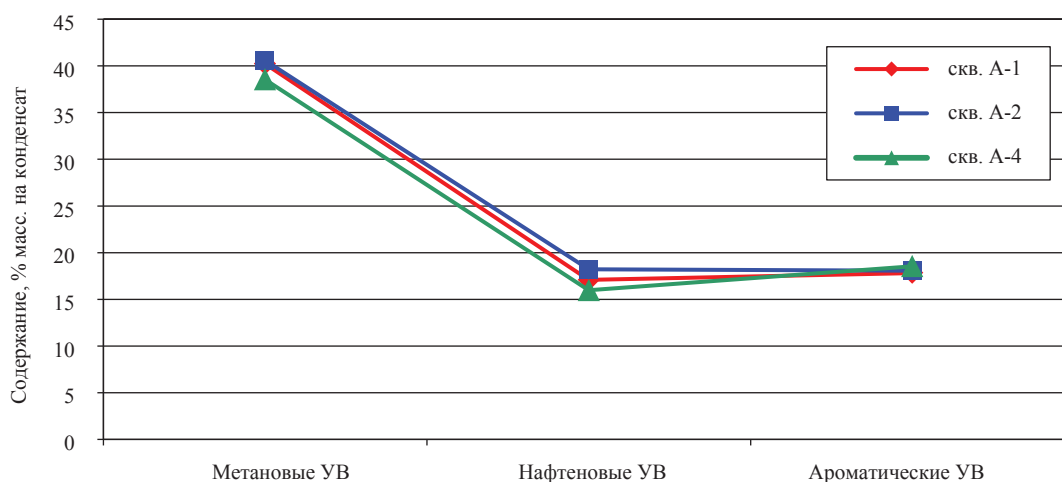
В групповом углеводородном составе конденсатов преобладают метановые УВ – в бензиновой фракции НК-200 °С их содержание составляет 28,55–30,72 % масс., в то время как нафтеновых УВ – 11,83–14,18 % масс. и ароматических – 10,21–10,78 % масс. В дистиллятной части НК-300 °С наблюдается такое же соотношение групп УВ – преобладание метановых (38,54–40,59 % масс.) и примерно одинаковое количество нафтеновых (15,98–18,22 % масс.) и ароматических (17,82–18,55 % масс.), на основании чего конденсаты можно отнести к метановому типу с приблизительно равным содержанием нафтеновых и ароматических углеводородов.

Во фракциях, выкипающих выше 350 °С, содержание ароматических УВ возрастает и сравнивается с суммой метановых и нафтеновых, однако низкие выходы этих фракций не изменяют общей картины метанового основания конденсатов.

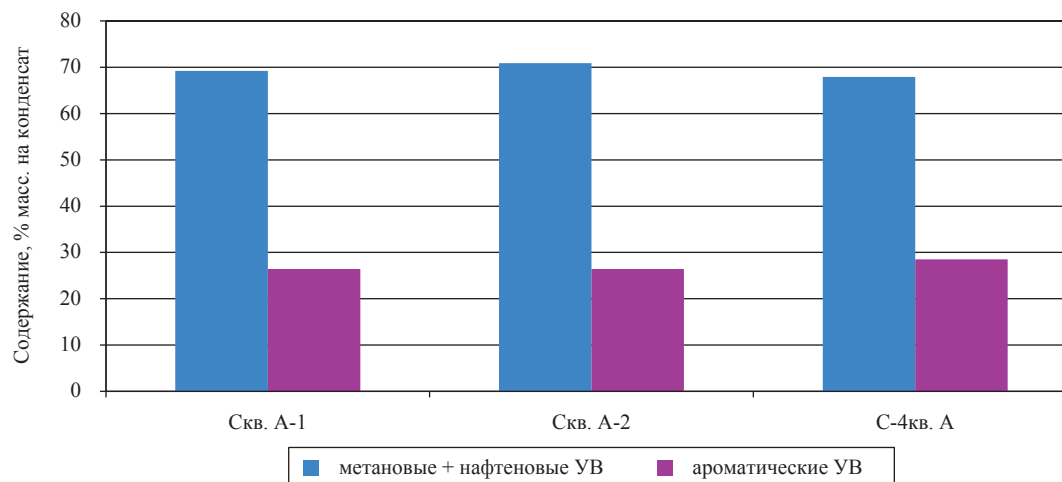
Сравнительный анализ групповых углеводородных составов конденсатов приведен на рис. 4.

Кривые группового состава дистиллятной фракции НК-300 °С конденсатов (рис. 4а) однотипны с примерно равным содержанием в этих конденсатах метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов. Конденсат из скв. А-4 характеризуется более высокой плотностью, чем конденсаты из скв. А-1 и А-2, содержит в своем составе (во фракции НК-540 °С) меньшее количество метановых и более высокое содержание ароматических углеводородов (рис. 4б).

Содержание всех топливных фракций в конденсате высокое. Широкая бензиновая фракция НК-200 °С составляет более половины от массы конденсата – 50,0–52,5 % масс. В более легких конденсатах из скв. А-2 и А-5 выход этой фракции выше (55,7–55,8 % масс.), а в более тяжелом



а



б

Рис. 4. Сравнение групповых углеводородных составов конденсатов: а – фракция НК-300 °С; б – фракция НК-540 °С

конденсате из скв. А-13 – ниже (48,1 % масс.). Легкая бензиновая фракция НК-120 °С содержится в количестве 21,0–24,0 % масс., на долю бензиновой фракции НК-160 °С приходится 35,7–39,0 % масс., бензиновой фракции НК-180 °С – 42,1–46,4 % масс. Выход керосиновых дистиллятов составляет 34,6–39,7 % масс. Содержание фракций дизельного топлива: дистиллят облегченного фракционного состава 140–320 °С – 44,2–48,6 % масс., более тяжелых фракций 160–340 °С – 42,5–47,5 % масс. и фракций 180–350 °С – 36,3–38,9 % масс. Таким образом, конденсат представляет собой перспективное сырье для получения широкого спектра топливных фракций, требующих, однако, процесса гидроочистки.

В табл. 3 приведена характеристика бензиновых фракций различных температурных интервалов выкипания.

Исследованные бензиновые фракции (НК-120 °С, НК-160 °С, НК-180 °С и НК-200 °С) характеризуются достаточно высокими выходами (22,8–23,7; 37,7; 44,6 и 50,2–55,7 % масс.) и хорошими показателями теплоты сгорания. Однако они имеют низкие значения октановых чисел (59,8–62,1 пунктов по моторному методу при норме 66 для прямогонных бензинов) и давления насыщенных паров (0,59–1,33 кПа

при норме 66–93 кПа), повышенное содержание серы (0,211–0,269 % масс. при норме менее 0,05 % масс.) (см. табл. 3, строки выделены цветом), вследствие чего не отвечают требованиям ТУ 51-03-11088 на фракцию газоконденсатную бензиновую прямогонную для автобензинов газоконденсатных прямогонных.

В целом же эксплуатационные характеристики бензиновых фракций конденсатов позволяют рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения автомобильных бензинов после проведения мероприятий по улучшению их качества.

В табл. 4 приведена характеристика керосиновой фракции 120–240 °С конденсатов из скв. А-12 и А-15.

Керосиновые дистилляты конденсатов, выкипающие в температурном интервале 120–240 °С, характеризуются довольно высокими выходами (~38 % масс.), что соответствует требованиям ГОСТ 10227-62 на реактивное топливо марки ТС-1 по плотности, кинематической вязкости, фракционному составу. Однако такие показатели, как содержание ароматических углеводородов и серы (см. табл. 4, ячейки выделены цветом), не укладываются в рамки ГОСТ 10227-62, вследствие чего керосиновые дистилляты можно рекомендовать в каче-

Таблица 3

## Характеристика бензиновых фракций

Показатели	Температурные пределы выкипания фракций, °С								
	НК-120			НК-180			НК-200		
	скв. А-12	скв. А-15	скв. А-7	скв. А-11	скв. А-8	скв. А-10	скв. А-2	скв. А-14	скв. А-17
Выход, % масс.	22,82	23,66	23,76	37,66	46,94	45,58	55,69	52,26	50,21
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	698,8	699,4	701,6	723,0	734,2	736,1	747,2	742,5	749,7
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	0,57	0,57	0,57	0,64	0,69	0,72	0,76	0,75	0,79
Октановое число:									
• по моторному методу	60,5	60,9	62,1	60,4	61,4	61,5	59,8	60,8	60,8
• исследовательскому методу	63,0	63,2	64,7	63,6	65,0	65,3	64,0	65,0	65,0
Давление насыщенных паров, кПа	1,29	1,33	1,32	0,93	0,82	0,73	0,62	0,64	0,59
Теплота сгорания, кДж/кг:									
• низшая	44000	44000	44000	43700	43600	43500	43500	43500	43400
• высшая	48200	48200	48150	47500	47300	47200	47000	47100	46950
Содержание общей серы, % масс.	0,236	0,211	0,20	0,227	0,23	0,24	0,34	0,269	0,211
Групповой углеводородный состав, % масс.:									
• метановые УВ	69,24	69,49	68,27	63,69	61,01	60,04	57,28	58,34	55,16
• нафтеновые УВ	23,38	23,59	24,46	22,04	21,04	21,06	18,46	18,87	20,00
• ароматические УВ	7,19	6,75	7,27	13,55	15,85	16,83	19,25	18,73	20,17
• не идентифицированные УВ	0,19	0,17	0	0,72	2,10	2,07	5,01	4,06	4,67

Таблица 4

## Характеристика керосиновой фракции 120–240 °С

Показатели	Скв. А-12	Скв. А-15	Скв. А-7	Норма для марок топлива для реактивных двигателей (ГОСТ 10227-86)	
				ТС-1	
				высший сорт ОКП 02 5121 0205	первый сорт ОКП 02 5121 0204
Выход, % масс.	38,25	37,84	38,64	–	–
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	791,6	793,0	790,9	Согласно ГОСТ 3900-85, не менее 780 кг/м <sup>3</sup>	Не менее 775 кг/м <sup>3</sup>
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, при температуре 20 °С	1,36	1,45	1,19	Не менее 1,30	не менее 1,25
Фракционный состав (по ГОСТ 2177-99):					
• температура начала перегонки, °С	133,2	133,6	129,3	Не выше 150	Не выше 150
• температура перегонки 10 % об., °С	148,5	148,7	148,7	Не выше 165	Не выше 165
• температура перегонки 50 % об., °С	172,3	171,6	172,7	Не выше 195	Не выше 195
• температура перегонки 90 % об., °С	216,9	213,2	215,6	Не выше 230	Не выше 230
• температура перегонки 98 % об., °С	234	227,1	233,0	Не выше 250	Не выше 250
• остаток, % об.	1,2	1,0	1,3	Не более 1,5	Не более 1,5
• потери, % об.	0,9	0,2	0,8	Не более 1,5	Не более 1,5
Массовая доля ароматических УВ, %	26,4	25,9	27,1	Не более 22	Не более 22
Содержание общей серы, % масс.	0,360	0,345	0,330	Не более 0,20	Не более 0,25

стве основы для получения реактивного топлива только после процесса гидроочистки.

Качество дизельных фракций, выкипающих в различных температурных интервалах, приведено в табл. 5.

Все дизельные фракции характеризуются высокими выходами и по ряду показателей (плотность, фракционный состав, температуры помутнения и застывания) соответствуют требованиям ГОСТ 305-82 на дизтопливо летнее.

Таблица 5

## Характеристика дизельных фракций

Показатели	Фракция, № скв.				Норма для марок дизтоплива (ГОСТ 305-82)	
	140–320 °С, скв. А-19	160–340 °С, скв. А-11	180–350 °С, скв. А-5	180–350 °С, скв. А-14	Л	З
	Выход, % масс.	46,83	39,47	36,78	38,07	–
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	823,6	831,8	847,2	848,0	Не более 860	Не более 840
Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	827,0	835,2	851,3	851,3	–	–
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	1,95	2,52	3,54	3,43	3,0–6,0	1,8–5,0
Фракционный состав:						
• 50 %	207,7	228,6	244,0	246,8	Не более 280	Не более 280
• 96 %	294,0	309,0	327,3	331,2	Не более 360	Не более 340
Температура помутнения, °С	–32	–25	–18	–18	Не выше –5	Не выше –25
Температура застывания, °С	–46	–34	–25	–23	Не выше –10	Не выше –35
Цетановое число, ед. (по расчету, ГОСТ 27768-88)	37,5	42,0	41	42,0	Не менее 45	Не менее 45
Содержание общей серы, % масс.	0,729	0,856	1,38	1,155	Не более 0,20	Не более 0,20

Однако они имеют более низкие значения кинематической вязкости, цетанового числа (см. табл. 5, ячейки выделены цветом) по сравнению с нормами ГОСТа и более высокое содержание серы, вследствие чего для использования их в качестве основы для дизельных топлив различного назначения требуются мероприятия по обессериванию, повышению вязкости и цетанового числа.

### Определение содержания серы в конденсатах и топливных фракциях<sup>1</sup>

Определение содержания общей серы в конденсатах и топливных фракциях осуществлялось методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии по ГОСТ Р 51947-2002 (ASTM D 4294-98).

Перед проведением измерений прибор был откалиброван по ГСО массовой доли серы в минеральном масле до 5 % масс.

Как было отмечено выше, все конденсаты являются высокосернистыми, содержание серы в них варьируется в пределах 1,08–1,20 % масс.

В табл. 6 приведены данные по содержанию серы в топливных фракциях.

Таблица 6  
Содержание серы в топливных фракциях

Пределы выкипания фракций, °С	Содержание серы, % масс.
Бензиновые фракции	
НК-120 (скв. А-7)	0,200
НК-120 (скв. А-12)	0,236
НК-120 (скв. А-15)	0,211
НК-180 (скв. А-8)	0,230
НК-180 (скв. А-10)	0,240
НК-180 (скв. А-14)	0,243
НК-200 (скв. А-2)	0,340
НК-200 (скв. А-14)	0,360
Керосиновые фракции	
120–240 (скв. А-7)	0,330
120–240 (скв. А-12)	0,360
150–250 (скв. А-13)	0,528
Дизельные фракции	
140–320 (скв. А-19)	0,729
160–340 (скв. А-11)	0,856
180–350 (скв. А-14)	1,115
180–350 (скв. А-5)	1,380

<sup>1</sup> Работа по определению содержания серы проведена в Лаборатории химической переработки углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» И.Е. Кузнецовым и Д.А. Кузнецовым.

Все топливные фракции характеризуются повышенным (по сравнению с нормативами) содержанием серы. В бензинах оно должно быть не более 0,05 % масс., в керосиновых фракциях – не более 0,20–0,25 % масс., во фракциях дизельного топлива – не более 0,20 % масс. Вследствие этого для использования топливных фракций конденсатов АГКМ в качестве основы для получения автомобильных бензинов, авиакеросина и дизельного топлива необходимо проведение процесса серочистки этих фракций.

Анализ современного состояния физико-химических характеристик конденсатов, отобранных в 2012–2013 гг. при испытании 20 эксплуатационных скважин АГКМ, и оценка качества различных топливных фракций позволяют сделать следующие выводы:

1) конденсаты АГКМ из исследованных 20 скважин относятся к тяжелым с плотностью 797,1–811,1 кг/м<sup>3</sup>, парафинистым (содержание твердых парафинов – 2,14–3,10 % масс.), малосмолистым (содержание силикагелевых смол – 0,50–1,01 % масс.), высокосернистым (содержание общей серы – 1,08–1,20 % масс.). По всем физико-химическим характеристикам они схожи между собой, но не идентичны;

2) конденсаты характеризуются достаточно протяженным рядом n-алканов в 36–40 атомов углерода и одним ярко выраженным максимумом в области низкокипящих углеводородов C<sub>6</sub>–C<sub>7</sub>. В составе конденсатов отмечено высокое содержание низкокипящих УВ C<sub>5</sub>–C<sub>8</sub> (около 30 % масс.), что присуще флюидам, находящимся в зоне аномально высоких давлений и температур;

3) конденсаты выкипают в широком температурном интервале до 540 °С и содержат в своем составе все товарные фракции – бензиновые, керосиновые, дизельные, отличающиеся высокими выходами. Это позволяет рассматривать конденсаты как перспективное сырье для топливной промышленности. Однако все топливные фракции имеют недостатки, не позволяющие использовать их по прямому назначению в качестве моторных топлив, основным из которых является повышенное по сравнению с нормами содержание серы. Только после процесса серочистки и ряда других мероприятий по улучшению качества топливных фракций (повышению вязкости, октанового и цетанового чисел и др.) эти фракции можно использовать в качестве топлив различного назначения.



Рекомендуется совместная переработка конденсатов ввиду схожести их свойств и фракционного состава. Однако в случае необходимости получения более высоких выходов бензинов целесообразно использовать продукцию скв. А-2 и А-5, в составе которых отмечено наиболее высокое содержание бензиновых фракций;

4) геохимические коэффициенты всех исследованных конденсатов достаточно близки, что указывает на общую геохимическую историю данных флюидов. Источником их образования послужило ОВ сапропелево-гумусового типа;

5) в процессе разработки месторождения закономерно происходит снижение пластового давления, которое влияет на компонентный и фракционный составы добываемого конден-

сата. На скважинах, из которых были получены образцы конденсата, текущее пластовое давление равно или превышает давление начала конденсации пластовой системы. Анализ физико-химических характеристик конденсатов показал, что конденсаты имеют близкие значения физико-химических свойств, но не идентичные. Конденсаты из скв. А-1, А-2 (по которым отмечается самое низкое текущее пластовое давление) и скв. А-5 по физико-химическим параметрам и фракционному составу несколько легче конденсатов из других скважин. Учитывая близость текущего пластового давления к давлению начала конденсации пластовой системы, особенно актуальным становится мониторинг изменения составов и свойств добываемых пластовых флюидов.

### Список литературы

1. Гаврилов В.П. Современная концепция формирования Астраханского газоконденсатного месторождения по геолого-геохимическим данным / В.П. Гаврилов, С.И. Голованова, М.И. Тарханов // Геохимия нефти и газа. – 2006. – № 6.
2. Лапшин В.И. Термогазодинамические особенности формирования и извлечения пластовых флюидов на Астраханском месторождении: обз. инф. / В.И. Лапшин, Д.В. Изюмченко, В.А. Николаев и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 83 с.
3. Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентоотдача пластовых флюидальных систем глубокозалегающих карбонатных залежей: обз. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 115 с.
4. Лапшин В.И. Экспериментальная оценка коэффициента конденсатоотдачи Астраханского ГКМ / В.И. Лапшин, Н.И. Воронин, А.П. Желтов и др. // Геология нефти и газа. – 1989. – № 4. – С. 22–23.
5. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В.А. Чахмахчев. – М.: Недра, 1983.
6. Kaufman R.L. A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations / R.L. Kaufman, A.S. Ahmed, W.B. Hempkins // Proceedings Indonesian Petroleum Association. – 16<sup>th</sup> Annual Convention. – 1987.