

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ, ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ, ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

УДК 622.279.23

Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова, И.М. Шафиев, Е.Б. Григорьев, М.М. Орман, И.В. Заночуева

Перспективы использования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения

Ключевые слова:

газоконденсат, фракционный состав, компонентный состав, групповой углеводородный состав, бензиновые, керосиновые, дизельные фракции, газожиждкостная хроматография.

Keywords:

gas condensate, fractional composition, component composition, the group's hydrocarbon composition, gasoline, kerosene, diesel fractions, gas chromatography.

Разработка Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) осуществляется по проекту «Сахалин-3», являющемуся одним из первоочередных объектов освоения Сахалинского шельфа в рамках Восточной газовой программы ПАО «Газпром». Ввод месторождения в эксплуатацию, ранее запланированный на 2018 г., перенесен ПАО «Газпром» на 2019 г. из-за необходимости корректировки оценки его запасов [1].

Южно-Киринское НГКМ расположено в пределах Киринского блока, находящегося в южной части Северо-Сахалинского прогиба (рис. 1).

Расстояние от береговой линии о. Сахалин составляет 35 км. Глубина моря в районе месторождения – 110–320 м. В 2010–2011 гг. ООО «Газфлот» были пробурены первые две скважины на Южно-Киринской структуре, выявившие промышленную газоконденсатную залежь в породах дагинского горизонта миоцена. В 2013 г. были пробурены скв. 3 и 4, в 2014 г. – скв. 5 и 6. Месторождение многопластовое. Толщина продуктивных пластов – от 14 до 26 м.

В связи с тем что в ближайшие годы запланирована промышленная эксплуатация Южно-Киринского НГКМ, исследование химической природы и направлений рационального использования конденсатов является актуальным и своевременным. Сведения, полученные для конденсатов в их исходном состоянии, особенно важны для процесса мониторинга физико-химических характеристик, изменяющихся в процессе эксплуатации месторождения.

В настоящей работе представлены результаты комплексного физико-химического исследования конденсатов из всех шести поисково-разведочных скважин месторождения: скв. 1 (I–III объекты разработки), скв. 2 (I–II объекты), скв. 3 (II объект), скв. 4 (II объект), скв. 5 (II–III объекты), скв. 6 (II–III объекты). Интервал перфорации скважин – 2655–2848 м. Исследования конденсатов включали характеристику топливных фракций и направления рационального использования конденсатов. Все исследования проводились в соответствии с действующими нормативными документами.

Общая характеристика конденсатов Южно-Киринского НГКМ

Конденсаты из скв. 1–6 Южно-Киринского ГКМ характеризуются величинами плотности 742,0–748,8 (скв. 1–3) и 750,1–754,6 кг/м³ (скв. 5–6), согласно которым конденсаты относятся к типу легких и средних соответственно. Во фракционном составе (по ГОСТ 2177) температура 10%-ного отгона изменяется в интервале 63,1–77,1 °С, 50%-ного отгона – в интервале температур 133,3–145,8 °С, 80%-ного отгона – в интервале температур 224,8–239,3 °С. Различия в обозначенных точках выкипания конденсатов составляет 12–13 °С. Конец кипения конденсатов равен 298,1–300,5 °С, остаток перегонки – 3,0–4,4 % об. Фракция, выкипающая до 200 °С, составляет примерно 73 % об.

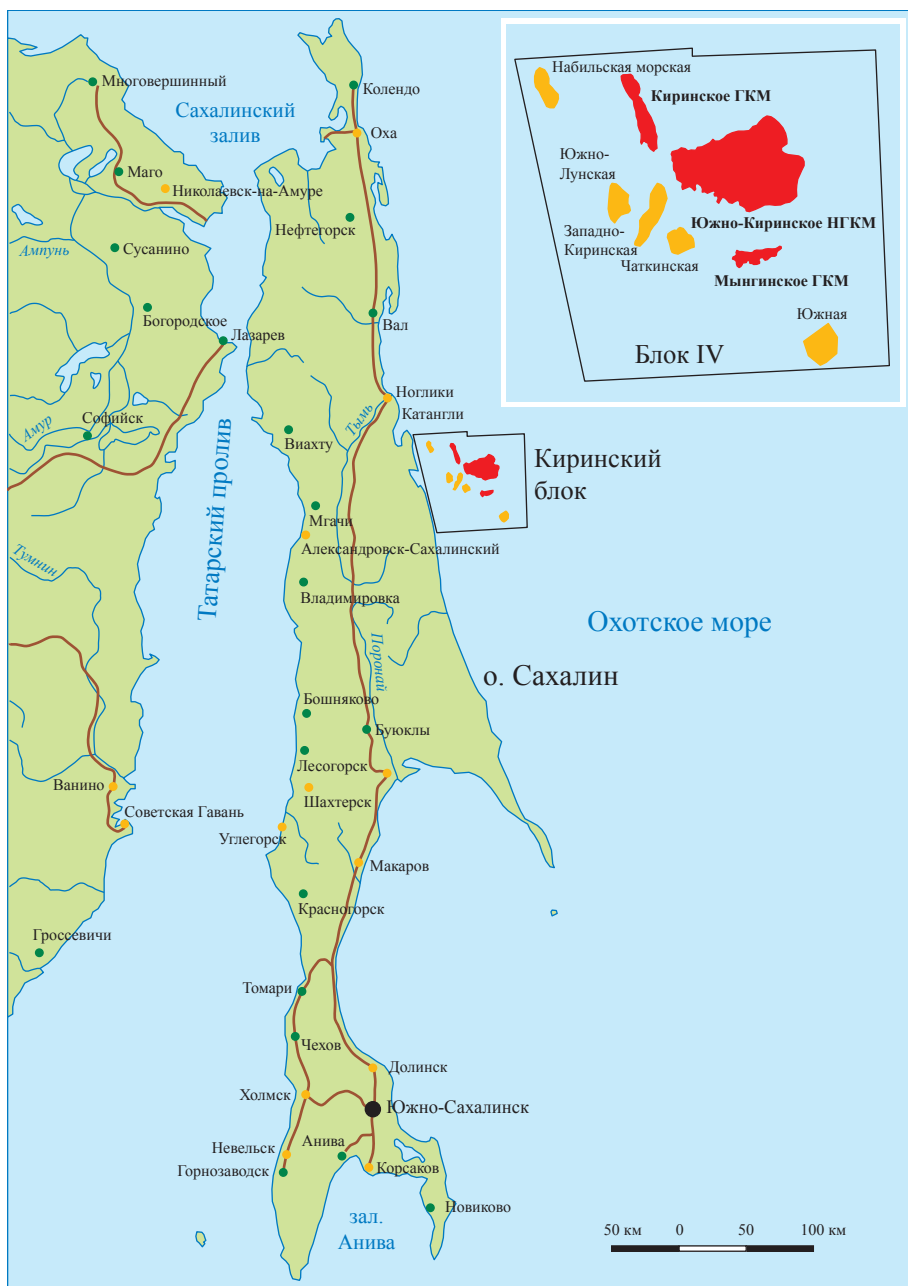


Рис. 1. Месторождения Киринского блока

Особняком в этом ряду находится конденсат из скв. 4, более тяжелый по плотности ($765,5 \text{ кг/м}^3$) и другим физико-химическим свойствам, однако, как и другие конденсаты, выкипающий в том же температурном интервале ($\text{НК-300}^\circ\text{C}$). Во фракционном составе этого конденсата содержится меньшее количество легких фракций и большее тяжелых.

Конденсаты малопарафинистые (содержание парафина составляет 0,15–0,60 % масс.), малосмолистые (содержание смол силикагелевых колеблется в интервале 0,09–0,22 % масс.).

Низкое содержание парафина в конденсате и наличие довольно большого количества легких фракций до 120°C (примерно 40 % по объему) обуславливают низкие температуры помутнения ($(-29)\text{--}(-43)^\circ\text{C}$) и застывания (ниже -60°C). Потеря текучести конденсатов наблюдается только в районе температур $(-50)\text{--}(-54)^\circ\text{C}$, что обеспечивает благоприятные условия для их транспортировки при низких температурах. Бесспорным преимуществом конденсатов является очень низкое содержание серы – 0,03–0,04 % масс.

На рис. 2 приведено сравнение конденсатов Южно-Киринского НГКМ по фракционному составу. Показано, что кривые расположены достаточно близко друг к другу (это свидетельствует о схожести фракционных составов), но не сливаются, поскольку, как было отмечено выше, наблюдается некоторое различие по температурам отгона конденсатов. Тем не менее, можно считать, что конденсаты из скв. 1–6 Южно-Киринского НГКМ схожи по фракционному составу, но не идентичны. Конденсат из скв. 4 является более тяжелым по фракционному составу по сравнению с другими конденсатами.

Компонентный состав конденсатов

Исследование компонентного состава стабильного конденсата проводилось с использованием газового хроматографа Varian CP 3800, снабженного высокоэффективной 50-метровой капиллярной колонкой с нанесенной неподвижной фазой CP-Sil 5 CB, пламенно-ионизационным детектором и автодозатором. Анализ проводился в режиме программирования температуры. Обработка результатов осуществлялась с использованием пакета прикладных программ Galaxie.

Результаты газожидкостной хроматографии (ГЖХ) показали, что протяженность ряда n-алканов составляет C_2 – C_{29} . Молекулярно-концентрационный максимум находится в области углеводорода (УВ) C_5 . Суммарное содержание n-алканов в конденсате – 26,45–29,65 % масс. Конденсаты на 43–56 % масс. состоят из фракции низкокипящих УВ C_5 – C_8 , средняя фракция C_8 – C_{16} – в количестве 34–47 % масс.

На долю высококипящих УВ C_{16} – C_{27} приходится менее 7 % масс. Изопреноидные алканы обнаружены в количестве 2,42–4,06 % масс., из них низкокипящие IPC_{11} – IPC_{15} составляют более 50 %. Пристан и фитан в конденсате содержатся в количествах 0,30–0,44 и 0,20–0,27 % масс. соответственно.

Групповой углеводородный состав конденсата

В групповом углеводородном составе всех исследованных конденсатов (рис. 3) метановые УВ преобладают над нафтеновыми и ароматическими. В дистиллятной части конденсатов НК-300 °С содержание метановых УВ составляет 54,87–57,77 % масс., нафтеновых – 30,16–34,00 % масс. и ароматических – 9,55–15,83 % масс. На основании полученного распределения углеводородов конденсаты Южно-Киринского НГКМ можно отнести к метаново-нафтеновому типу.

Данные рис. 3 показывают, что групповые составы конденсатов достаточно схожи, но не идентичны. Из общей группы можно выделить конденсат из скв. 1 (III об.) с самым низким содержанием ароматических УВ (9,55 % масс.) и самым высоким содержанием нафтеновых УВ (34 % масс.), а также конденсат из скв. 4 (II об.) с самым высоким содержанием ароматических УВ (17,93 % масс.) и самым низким содержанием метановых УВ (50,94 % масс.). Все остальные конденсаты содержат 54,0–57,7 % масс. метановых УВ, 31,0–32,0 % масс. нафтеновых УВ и 11,4–14,2 % масс. ароматических УВ.

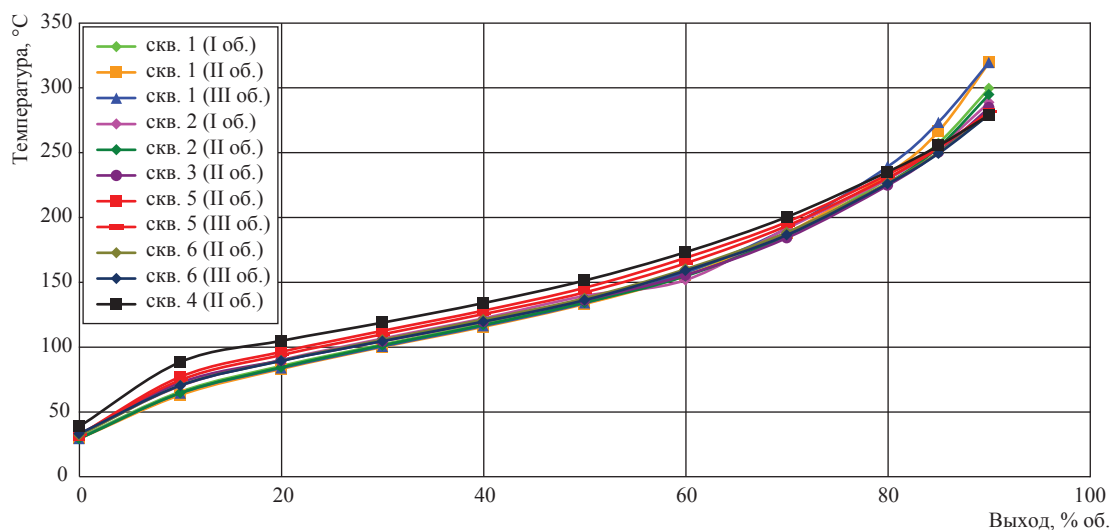


Рис. 2. Сравнение фракционных составов конденсатов из скв. 1–6 Южно-Киринского НГКМ

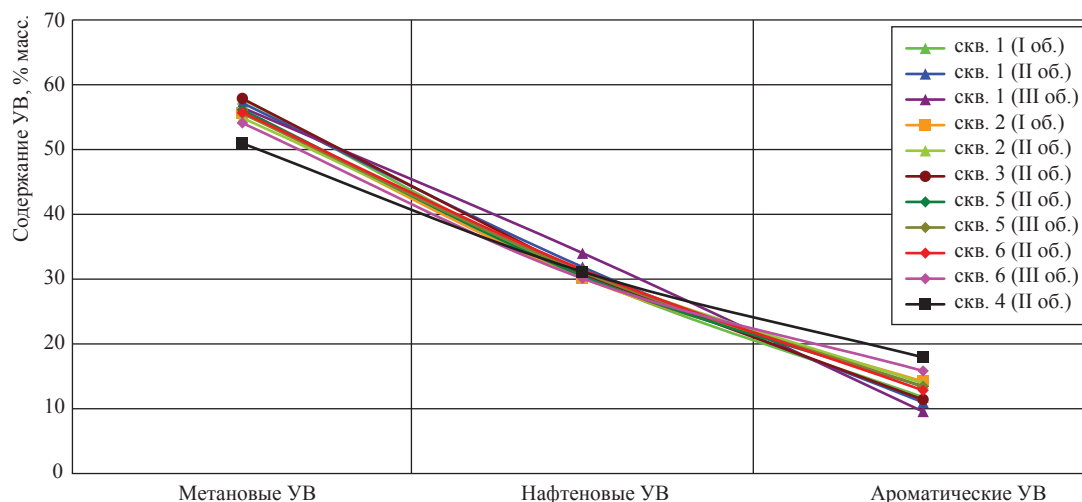


Рис. 3. Групповые углеводородные составы конденсатов из скв. 1–6 Южно-Киринского НГКМ

Характеристика топливных фракций

С целью выбора рационального направления использования конденсатов Южно-Киринского НГКМ на соответствие товарным топливам были исследованы бензиновые фракции НК-120 и НК-200 °С, керосиновая фракция 120–240 °С и фракция дизельного топлива 180–300 °С.

Эксплуатационные характеристики исследованных бензиновых фракций (скв. 2, 3, 6 (II об.)) приведены в табл. 1.

Бензиновые фракции конденсатов НК-120 °С характеризуются довольно высокими октановыми числами для прямогонных бензинов (69,3–71,3 п. по моторному методу и 71,3–75,2 п. по исследовательскому методу) при норме не менее 66 п. по моторному методу. Однако эти фракции не отвечают требованиям ТУ 51-03-11-88 к фракции газоконденсатной бензиновой прямо-

гонной как компоненты для автобензинов газоконденсатных прямогонных по нормируемому показателю давления насыщенных паров (норма – 66–93 кПа). Широкая бензиновая фракция НК-200 °С не отвечает требованиям ТУ 51-03-11-88 по нормируемому показателю давления насыщенных паров и величине октанового числа (всего 64,1–64,5 п. по моторному методу). Плотность и теплота сгорания для прямогонных бензиновых фракций не нормируются, но в среднем для стандартных автобензинов теплота изменяется в интервале 44100–46200 кДж/кг, а плотность составляет 712–742 кг/м³. Несомненной положительной характеристикой бензиновых фракций конденсатов является практическое отсутствие серы (0,002 % масс. для фракции НК-120 °С и 0,01 % масс. для фракции НК-200 °С) при норме не более 0,05 % масс.

Таблица 1

Эксплуатационные характеристики бензиновых фракций

Показатель	Фракция					
	НК-120 °С			НК-200 °С		
	№ скважины (№ объекта)					
	2 (II)	3 (II)	6 (II)	2 (II)	3 (II)	6 (II)
Плотность при 20 °С, кг/м ³	704,5	697,2	701,8	732,8	727,6	730,5
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	0,65	0,56	0,56	0,78	0,77	0,77
Октановое число, метод, п.:						
• моторный	71,3	69,3	69,8	64,1	63,7	64,5
• исследовательский	75,2	72,3	73,3	68,2	66,8	68,4
Давление насыщенных паров, кПа	1,49	1,67	1,55	0,77	1,03	0,81
Теплота сгорания, кДж/кг:						
• низшая	43800	44000	43900	43450	43700	43600
• высшая	47800	48000	47900	47050	47400	47200

На основании приведенных характеристик бензиновых фракций НК-120 и НК-200 °С их можно рекомендовать к использованию в качестве базовых для производства бензинов с последующим улучшением характеристик.

Характеристика керосиновых фракций конденсатов, выкипающих в интервале температур 120–240 °С, (скв. 2, 3, 6 (II об.)) приведена в табл. 2.

По всем показателям керосиновые фракции конденсатов, выкипающие в интервале температур 120–240 °С, удовлетворяют требованиям ГОСТ 10227-86 по нормам для марки первого сорта топлива для реактивных двигателей. Для производства топлива высшего сорта необходимо применение присадки, улучшающей вязкость фракции.

Характеристика фракций дизельного топлива, выкипающей в пределах 180–300 °С, (скв. 2, 3, 6 (II об.)) приведена в табл. 3.

Фракции дизельного топлива конденсатов, выкипающие в температурном интервале 160–300 и 180–300 °С, по всем основным показателям (плотности, фракционному составу,

цетановому числу, температурам помутнения и застывания) соответствует по норме дизтопливу марок Л и З. Однако для применения этих фракций в производстве дизельного топлива необходимы присадки, повышающие вязкость.

В заключение можно сформулировать следующие выводы.

1. Конденсаты Южно-Кириного НГКМ, отобранные из разведочных скважин 1–3, 5, 6 трех эксплуатационных объектов, по величине плотности являются конденсатами легкого (скв. 1–3 с плотностью 742,0–748,8 кг/м³) и среднего (скв. 5–6 с плотностью 750,1–754,6 кг/м³) типов. Конденсаты малопарафинистые, малосмолистые, малосернистые, по химическому составу относящиеся к метаново-нафтеновому типу. Выкипают в интервале температур НК-300 °С с остатком 5,5–6,4 % масс. По физико-химическим характеристикам и фракционному составу конденсаты схожи между собой, но не идентичны. По всем параметрам наблюдаются некоторые различия.

2. Бензиновые, керосиновые и дизельные фракции конденсатов характеризуются

Таблица 2

Характеристика керосиновых фракций конденсатов

Показатель	№ скважины (№ объекта)			Норма для марки топлива для реактивных двигателей*	
	2 (II)	3 (II)	6 (II)	ТС-1	
				сорт	
				высший	первый
Плотность при 20 °С, кг/м ³	779,6	780,7	779,7	Не менее 780 кг/м ³ **	Не менее 775 кг/м ³
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	1,23	1,26	1,19	Не менее 1,30	Не менее 1,25
Характеристика фракционного состава***:					
• температура перегонки, °С:					
– начало перегонки	135,4	131,3	129,0	Не выше 150	Не выше 150
– перегонка 10 % об.	145,9	146,2	144,7	Не выше 165	Не выше 165
– 50 % об.	165,8	170,2	164,5	Не выше 195	Не выше 195
– 90 % об.	213,4	219,5	213,8	Не выше 230	Не выше 230
– 98 % об.	228,8	236,1	229,1	Не выше 250	Не выше 250
• остаток от разгонки, %	1,1	1,2	1,2	Не более 1,5	Не более 1,5
• потери от разгонки, %	0,7	0,6	0,7	Не более 1,5	Не более 1,5
• температура начала кристаллизации, °С	Ниже –60	Ниже –60	Ниже –60	Не выше –60	
• массовая доля ароматических УВ, %	17,5	15,0	20,4	Не более 22	Не более 22

* ГОСТ 10227-86 «Топлива для реактивных двигателей».

** ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности».

*** ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава».

Таблица 3

Характеристика фракций дизельного топлива конденсатов

Показатель	№ скважины (№ объекта), фракция			Норма для марки дизтоплива*	
	2 (II), 160–300 °С	3 (II), 180–300 °С	6 (II), 180–300 °С	Л	З
	Плотность при 20 °С, кг/м ³	802,9	814,8	811,4	Не более 860
Плотность при 15 °С, кг/м ³	806,4	818,1	814,7	–	–
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	2,11	2,56	2,54	3,0–6,0	1,8–5,0
Характеристика фракционного состава***:					
• температура перегонки, °С:					
– 50 % об.	206,5	225,0	220,6	Не более 280	Не более 280
– 95 % об.	265,5	271,4	268,7	Не более 360	Не более 340
• температура помутнения, °С					
	–41	–41	–41	Не выше –5	Не выше –25
• температура застывания, °С					
	–59	–50	–58	Не выше –10	Не выше –35
• цетановое число, ед.(расчетное**)					
	45	46,6	47,0	Не менее 45	Не менее 45

* ГОСТ 305-82 «Топливо дизельное. Технические условия».

** ГОСТ 27768-88 «Топливо дизельное. Определение цетанового индекса расчетным методом».

высокими выходами, благоприятными химическими составами и высоким уровнем основных эксплуатационных характеристик, что позволяет рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения соответствующих топлив.

3. Рекомендуются два варианта переработки конденсатов Южно-Киринского НГКМ:

- топливный вариант – использование бензиновых, керосиновых и дизельных фракций

конденсатов в качестве основы в процессах получения топлив различных марок;

- нефтехимический вариант – производство ценного углеводородного сырья для нефтехимии из легкой части конденсатов (до 150 °С): метилциклогексана, толуола, ксилолов, поскольку содержание их в конденсатах заметно: метилциклогексана – 4,4–4,7 % масс.; толуола – 2,4–2,6 % масс., ксилолов – 3–4 % масс.

Список литературы

1. «Газпром» переносит ввод Южно-Киринского месторождения на 2019 год // Oil&Gas J. Russia. – 2014. – № 6. – С. 10.