

УДК 622.279.23/4

Н.М. Парфенова, к.х.н., старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования, e-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru; **Л.С. Косякова**, старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования, e-mail: L_Kosyakova@vniigaz.gazprom.ru; **Е.Б. Григорьев**, д.т.н., заместитель директора Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического оборудования, e-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru; **И.М. Шафиев**, начальник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования, e-mail: I_Shafiev@vniigaz.gazprom.ru; **Д.Р. Крайн**, заместитель начальника Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования, e-mail: D_Krain@vniigaz.gazprom.ru; **М.М. Орман**, младший научный сотрудник Лаборатории геолого-промысловых исследований Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», e-mail: M_Orman@vniigaz.gazprom.ru

Газоконденсаты месторождений Киринского блока шельфа Сахалина

Впервые проведены комплексные физико-химические исследования газоконденсатов из разведочных скважин месторождений Киринского блока шельфа Сахалина: Киринского, Южно-Киринского и Мынгинского, являющихся первоочередным объектом освоения Сахалинского шельфа в рамках Восточной газовой программы ОАО «Газпром». Установлено, что конденсаты Киринского ГКМ схожи между собой по физико-химическим характеристикам, относятся к тяжелым конденсатам метаново-нафтеново-ароматического типа. Конденсаты Южно-Киринского и Мынгинского ГКМ легче конденсатов Киринского ГКМ, схожи между собой по физико-химическим показателям и относятся к средним конденсатам метаново-нафтенового типа. Показано, что бензиновые, керосиновые и дизельные дистилляты конденсатов являются благоприятным сырьем для использования их в качестве основы для получения соответствующих топлив. Рекомендована совместная переработка конденсатов по двум вариантам – топливному и нефтехимическому.

Ключевые слова: газоконденсат, фракционный состав, групповой углеводородный состав, бензиновые, керосиновые, дизельные фракции.

Освоение месторождений углеводородного сырья Сахалинского шельфа является одной из главных составляющих Восточной газовой программы ОАО «Газпром».

Киринский блок расположен в южной части Северо-Сахалинского прогиба. На шельфе, где был выделен Киринский блок (рис. 1), по данным сейсморазведки выявлены крупные структуры – Киринская, Южно-Киринская, Мынгинская. В 1992 г. на Киринской

структуре в результате бурения скв. 1 было открыто газоконденсатное месторождение в породах дагинского горизонта миоцена. В 2009 и 2010 гг. ООО «Газфлот» здесь были пробурены разведочные скважины 2 и 3, подтвердившие большие перспективы дагинских образований. В 2010–2011 гг. ООО «Газфлот» были пробурены 2 скважины на Южно-Киринской структуре, выявившие промышленную газоконденсатную залежь в породах того же

дагинского горизонта. В 2011 г. на Мынгинской структуре была пробурена скв. 1 – первооткрывательница газоконденсатного месторождения также в дагинском горизонте. В результате разведочного бурения на Киринском блоке были открыты три газоконденсатных месторождения в породах дагинского горизонта. Коллекторы представлены песчано-алевролитовыми пластами, сформировавшимися преимущественно в условиях дельты, авандельты, верх-

ней сублиторали. На Киринском ГКМ открыто четыре продуктивных пласта, на Южно-Киринском – 2 пласта, и на Мынгинском – 1 пласт. Толщина продуктивных пластов – от 14 до 26 м.

В свете изложенного исследование химической природы и направлений рационального использования конденсатов является особенно актуальным и своевременным.

В настоящей работе впервые представлены результаты комплексного физико-химического исследования газоконденсатов Киринского блока шельфа Сахалина: Киринского, Южно-Киринского и Мынгинского ГКМ, включающие характеристику товарных свойств топливных фракций, а также рекомендации по рациональному использованию флюидов.

Объектами настоящего исследования явились конденсаты из поисково-разведочных скважин:

- конденсаты из скважины К-1, отобранные с разной глубины (1–3 объекта разработки) и скважины К-2 (1-й объект) Киринского ГКМ;
- конденсаты из скважины Ю-К-1 (1–3 объекты разработки) и скважины Ю-К-2 (1–2 объекты разработки) Южно-Киринского ГКМ;
- конденсаты из скв. М-1 Мынгинского ГКМ.

Все исследования выполнены в соответствии с существующими методиками, ГОСТ и ASTM.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОНДЕНСАТОВ
Конденсаты Киринского месторождения

Конденсаты из скважины К-1 Киринского месторождения (1–3 объекта разработки) схожи по физико-химическим свойствам и фракционному составу. По величине плотности (780,2–786,2 кг/м³) их можно отнести к типу тяжелых конденсатов. Конденсаты малопарафинистые (0,73–1,05% масс.), малосмолистые (0,08–0,10% масс.). Температура застывания конденсатов находится в пределах минус 35–37 °С.

Конденсат из скважины К-2 Киринского месторождения (1-й объект разработки) по величине плотности (755,0 кг/м³) и фракционному составу несколько



Рис. 1. Обзорная карта расположения месторождений в Киринском блоке

легче конденсатов из скважины К-1. Конденсат выкипает в том же температурном интервале, но в его составе большее количество легких фракций, выкипающих до 100 °С, и меньшее содержание остатка. Содержание твердых парафинов (0,45% масс.), смол силикагелевых (0,06% масс.), а

также температура застывания (–49 °С) ниже, чем в конденсатах из скв. К-1. Сравнительная характеристика фракционных составов конденсатов Киринского месторождения приведена на рисунке 2. Несмотря на то что конденсат из скважины К-1 первого объекта несколько тяжелее (кривая 1),

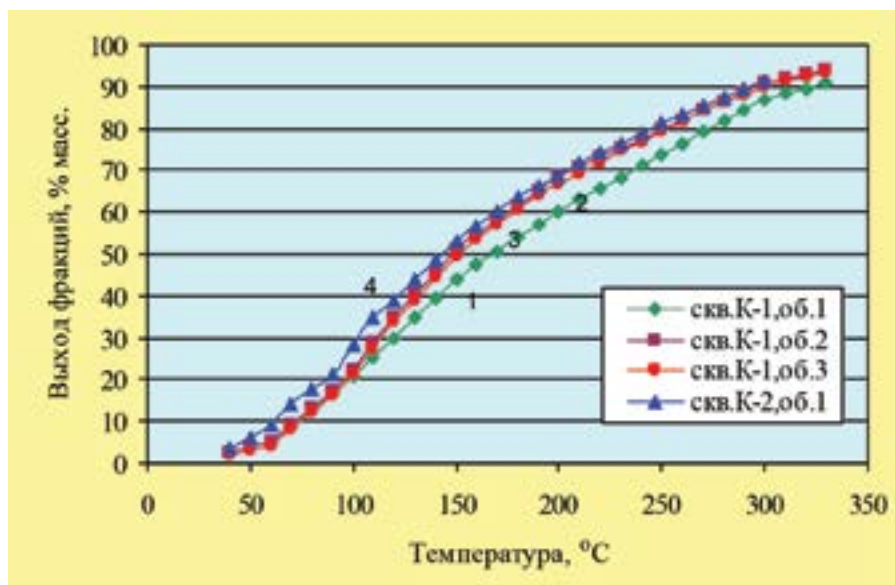


Рис. 2. Фракционный состав конденсатов из скважин К-1 и К-2 (кривые ИТК)

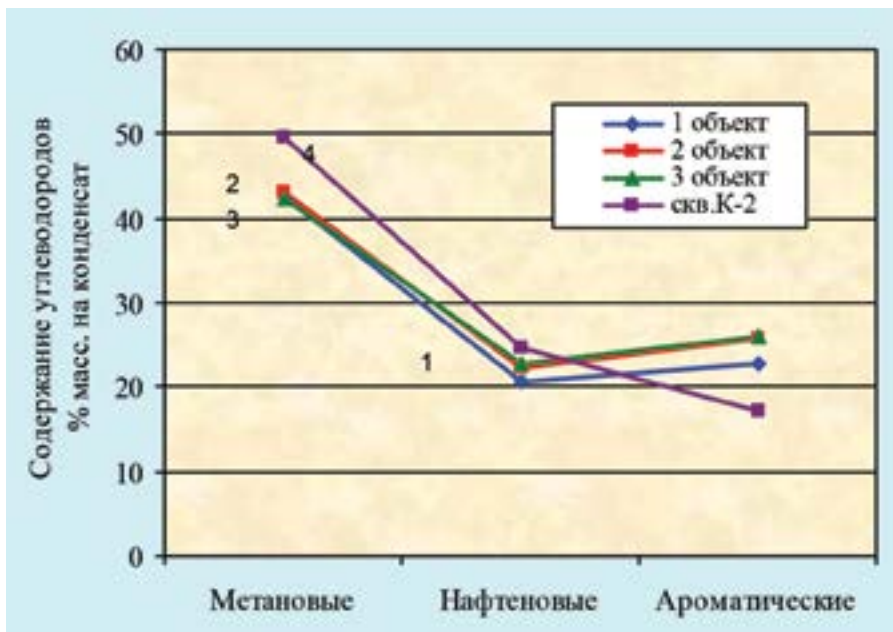


Рис. 3. Групповой углеводородный состав конденсатов из скважин К-1 и К-2 Киринского месторождения

а конденсат из скважины К-2 несколько легче остальных (кривая 4), кривые фракционных составов конденсатов лежат достаточно близко друг к другу и имеют одинаковый характер. Конденсаты из скважины К-1 также схожи между собой по групповому углеводородному составу дистиллятной части, выкипающей в интервале НК-300 °С, которая составляет 85,98–

91,4% масс. (рис. 3). Эти конденсаты характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов – 22,82–25,95% масс. Содержание метановых углеводородов составляет 42,22–43,10% масс., содержание нафтенных углеводородов – 20,61–22,73% масс., что позволяет отнести эти конденсаты к типу метаново-нафтенно-ароматических. Конденсат

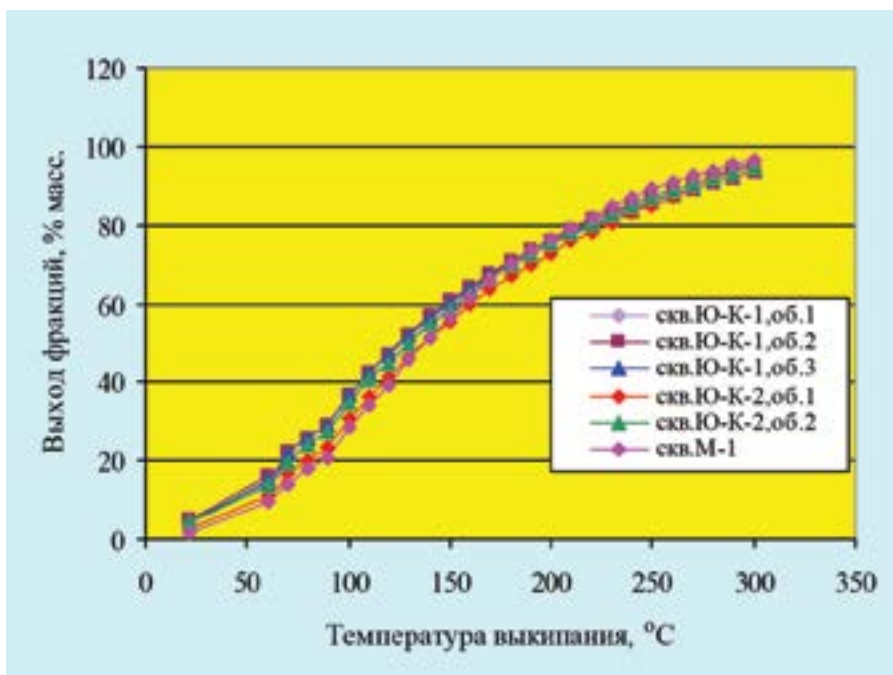


Рис. 4. Фракционный состав конденсатов Южно-Киринского и Мынгинского ГКМ (кривые ИТК)

из скважины К-2 с более высоким содержанием метановых (49,47% масс.) и нафтенных углеводородов (24,77% масс.), чем ароматических (17,16% масс.), можно отнести к типу метаново-нафтенных конденсатов.

Конденсаты Южно-Киринского месторождения

Конденсаты из скважин Ю-К-1 (1–3 объекты разработки) и Ю-К-2 (1–2 объекты разработки) схожи между собой по всем показателям: физико-химическим свойствам, фракционному составу и групповому углеводородному составу в большей степени, чем конденсаты Киринского месторождения, и в заметной степени отличаются от последних. Плотность конденсатов находится в интервале 738,8–748,8 кг/м³, что позволяет отнести их к типу средних конденсатов. Содержание твердых парафинов (0,14–0,26% масс.) и смол силикагелевых (0,08–0,12% масс.) низкое. Температуры застывания (ниже –60 °С) конденсатов Южно-Киринского месторождения гораздо ниже, чем у конденсатов Киринского месторождения (минус 35–37 °С).

Фракционный состав (кривые ИТК) конденсатов Южно-Киринского месторождения приведен на рисунке 4. Кривые фракционных составов располагаются близко друг к другу, обнаруживая схожесть на протяжении всего температурного интервала выкипания конденсатов.

Конденсаты схожи также по групповому углеводородному составу дистиллятной части, выкипающей в интервале НК-300 °С, на которую приходится 89,00–90,9% масс. (рис. 5). Содержание метановых углеводородов составляет 49,52–51,29% масс. и превышает содержание нафтенных и ароматических углеводородов. В отличие от конденсатов Киринского месторождения в конденсатах Южно-Киринского месторождения содержание ароматических углеводородов невысокое – 8,50–12,54% масс. Нафтенные углеводороды содержатся в количестве 27,42–30,26% масс. Конденсаты из скважин Ю-К-1 и Ю-К-2 Южно-Киринского месторождения можно отнести к типу метаново-нафтенных конденсатов.

Конденсат Мынгинского месторождения

Конденсат из скв. М-1 характеризуется плотностью 741,8 кг/м³, низким содержанием твердых парафинов (0,11% масс.) и смол силикагелевых (0,30% масс.). Температура застывания конденсата лежит за пределами –60 °С. Так же, как и другие конденсаты Киринского блока, конденсат Мынгинского месторождения выкипает в пределах 300 °С. По всем физико-химическим характеристикам конденсат Мынгинского ГКМ схож с конденсатами Южно-Киринского ГКМ. Некоторые отличия, заключающиеся в меньшем количестве легких фракций до 120 °С, наблюдаются во фракционном составе (рис. 4, кривая розового цвета), а также в групповом углеводородном составе (рис. 5, кривая 6). Конденсат Мынгинского ГКМ содержит большее количество метановых углеводородов (58,87% масс.) и меньшее количество ароматических углеводородов (6,31% масс.) по сравнению с конденсатами Южно-Киринского ГКМ.

Отличительной особенностью конденсатов Киринского блока является низкое содержание серы, что связано с приуроченностью залежей углеводородов к терригенным отложениям.

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ КОНДЕНСАТОВ

Исследование компонентного состава конденсатов проводилось методом газожидкостной хроматографии (50-метровая капиллярная колонка с неподвижной фазой CP-Sil 5 CB, пламенно-ионизационный детектор, режим программирования температуры от 35 до 315 °С, пакет прикладных программ Galaxie). Был определен компонентный состав нормальных и изопреноидных алканов, которые являются реликтовыми углеводородами, несущими генетическую информацию о природе органического вещества. Соотношения этих углеводородов являются важнейшими генетическими показателями [1].

Характер молекулярно-массового распределения нормальных алканов показан на примере конденсатов из скважины К-1 Киринского месторождения

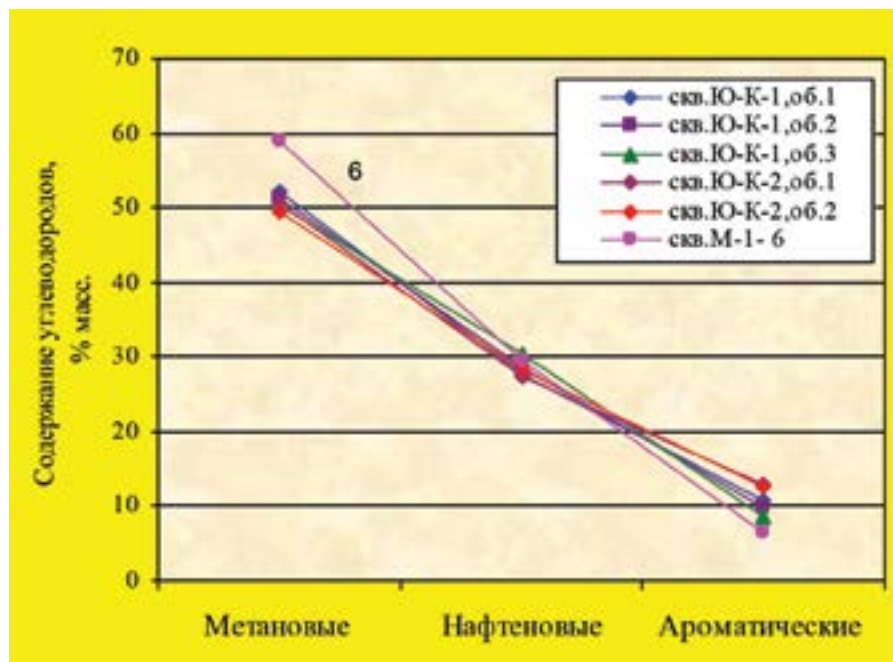


Рис. 5. Групповой углеводородный состав конденсатов Южно-Киринского и Мынгинского ГКМ

(рис. 6). Протяженность ряда n-алканов составляет 2–29, молекулярно-концентрационный максимум находится в области углеводородов C₆–C₇.

Генетические показатели, такие как коэффициент нечетности ($K_{\text{неч.}} = 1,0–1,07$), отношения пристан/фитан (п/ф = 1,85–2,09), пристан/н–C₁₇ (0,67–0,62), фитан/н–C₁₈ (0,46–0,37), $K_i = \text{пристан} + \text{фитан}/\text{н–C}_{17} + \text{н–C}_{18}$ (0,57–0,62) для конденсатов из скв. К-1 и К-2 Ки-

ринского месторождения достаточно близки, что указывают на единое происхождение этих конденсатов из органического вещества смешанного типа [1]. Конденсаты Южно-Киринского и Мынгинского месторождений характеризуются более низкими значениями отношения п/ф (1,59–1,89 и 1,90 соответственно) и более высокими значениями остальных генетических показателей, которые также

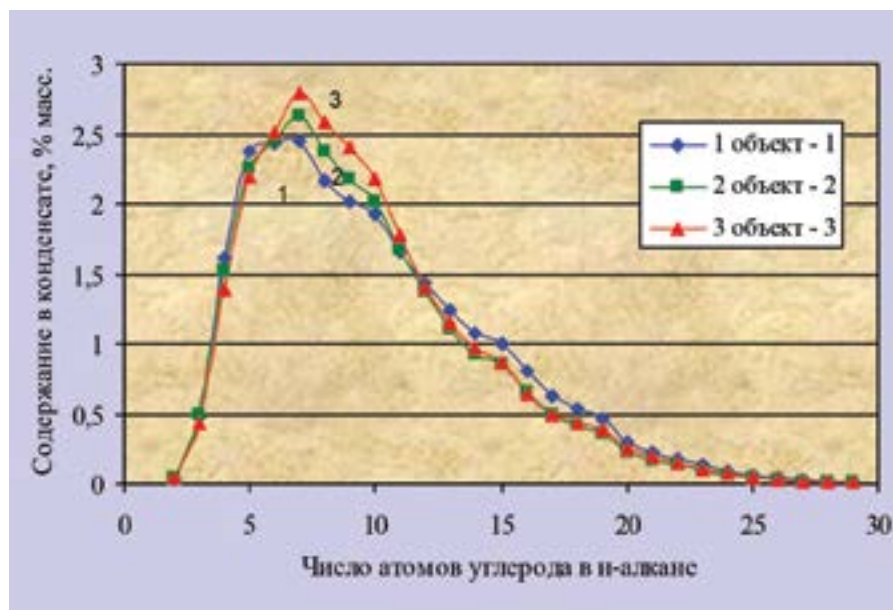


Рис. 6. Молекулярно-массовое распределение n-алканов в конденсатах скважины К-1 Киринского ГКМ

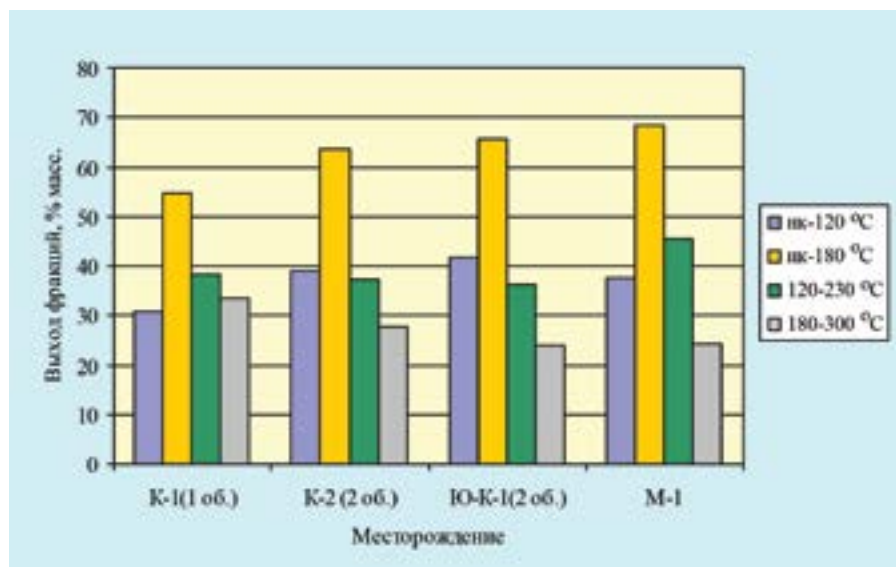


Рис. 7. Выходы топливных фракций конденсатов месторождений Киринского блока

позволяют связать их происхождение с органическим веществом смешанного типа. Однако в связи с различным содержанием ароматических углеводородов, низким в конденсатах Южно-Киринского и Мынгинского месторождений и значительно более высоким в конденсатах Киринского месторождения, можно предположить, что в органическом веществе конденсатов Киринского месторождения более существенна доля гумусовой составляющей, продуцирующей ароматические углеводороды.

ХАРАКТЕРИСТИКА ТОПЛИВНЫХ ФРАКЦИЙ

С целью определения рациональных путей переработки конденсатов были исследованы топливные фракции различного предназначения:

- 1) бензиновые фракции НК-120 °С, НК-180 °С и НК-200 °С;
- 2) керосиновые фракции 120–230 °С и 120–240 °С;
- 3) фракции дизельного топлива 160–300 °С и 180–300 °С.

Бензиновые фракции

Бензиновые фракции разного температурного диапазона характеризуются хорошими выходами: 30,8–40,4% масс. – для фракции НК-120 °С, 54,7–65,5% масс. – для фракции НК-180 °С и 61,2–70,5% масс. – для фракции НК-200 °С. Однако в связи с разным

химическим составом они обладают разными антидетонационными свойствами. Бензины, полученные из конденсатов Киринского месторождения, обладают хорошими антидетонационными свойствами. Октановые числа этих бензинов довольно высокие для прямогонных бензинов: по моторному методу – 75,8–69,4 пункта, а по исследовательскому методу – 73,8–71,3 пункта. Бензины конденсатов Южно-Киринского месторождения имеют более низкие октановые числа (69,1–63,4 пункта – по моторному методу и 72,7–67,0 – по исследовательскому методу), бензины Мынгинского месторождения в связи с самым низким содержанием ароматических углеводородов еще более низкие (66,8–60,0 – по моторному методу и 69,5–62,4 – по исследовательскому). Все бензины характеризуются хорошими показателями теплоты сгорания. Однако они имеют низкие значения давления насыщенных паров (0,72–1,52 кПа при норме для бензинов 66–93 кПа), вследствие чего не отвечают требованиям ТУ 51-03-1188 на фракцию газоконденсатную бензиновую прямогонную для бензинов газоконденсатных прямогонных. В целом же высокие выходы, благоприятный химический состав, в особенности низкое содержание серы, позволяет рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения автомобильных бензинов.

Керосиновые фракции

Керосиновые фракции конденсатов, выкипающие в интервале температур 120–230 °С и 120–240 °С, характеризуются высокими выходами (37,4–40,7% масс.) и по всем основным показателям, кроме значений вязкости, соответствуют требованиям ГОСТ 10227-62 на реактивное топливо марки ТС-1. В керосиновой фракции конденсата из скважины К-1 Киринского месторождения превышено содержание ароматических углеводородов, вследствие чего она может быть использована в качестве основы для получения реактивного топлива только после деароматизации.

Керосиновый дистиллят утяжеленного фракционного состава, выкипающий в интервале 150–250 °С, не соответствует нормам по фракционному составу.

Таким образом, из конденсатов Киринского блока целесообразно получать в качестве основы для реактивного топлива керосиновые фракции, выкипающие в температурных интервалах 120–230 и 120–240 °С. Для полного соответствия этих фракций требованиям ГОСТ на топлива марки ТС-1 требуется лишь улучшение их вязкостных характеристик.

Фракции дизельного топлива

Дизельные дистилляты конденсатов Киринского, Южно-Киринского и Мынгинского месторождений, выкипающие в температурном интервале 180–300 °С, различаются по некоторым показателям, таким как плотность, вязкость, температура застывания, цетановое число, вследствие различного химического состава. Тем не менее по всем этим показателям, за исключением значений вязкости, они соответствуют нормам ГОСТ 306-82 на летнее и зимнее дизельное топливо, вследствие чего их можно рекомендовать в качестве основы для получения дизельного топлива указанных марок.

Сравнительная картина выходов топливных фракций конденсатов месторождений Киринского блока представлена на рисунке 7.

ВЫВОДЫ

1. Исследованы физико-химические характеристики конденсатов место-

рождений Киринского блока шельфа Сахалина.

2. Конденсаты Киринского месторождения из скважины К-1 (1–3 объекты разработки) схожи между собой по физико-химическим характеристикам, по величинам плотности относятся к тяжелым конденсатам, по групповому углеводородному составу – к типу метаново-нафтеново-ароматических конденсатов.

3. Конденсат Киринского месторождения из скважины К-2 (1-й объект) несколько легче конденсатов из скважины К-1. Он выкипает в том же температурном интервале, но с меньшим выходом остатка. По величине плотности относится к типу средних конденсатов, по групповому углеводородному составу – к типу метаново-нафтеновых конденсатов.

4. Конденсаты Южно-Киринского месторождения из скважин Ю-К-1 (1–3 объекты разработки) по всем характеристикам схожи между собой и относятся к средним (по плотности)

конденсатам метаново-нафтенового типа.

5. Конденсат Мынгинского месторождения из скв. М-1 по физико-химическим характеристикам схож с конденсатами Южно-Киринского месторождения и относится к средним конденсатам метаново-нафтенового типа.

6. Все конденсаты Киринского блока малопарафинистые, малосмолистые, низкосернистые, выкипают в интервале температур НК-300 °С с остатком 3,5–5,4% масс.

7. Генетические показатели, выведенные на основании анализа компонентного состава нормальных и изопрееноидных алканов, свидетельствуют о едином происхождении исследованных конденсатов из органического вещества смешанного типа.

8. Целесообразно осуществлять совместную переработку конденсатов месторождений Киринского блока месторождений, поскольку конденсаты выкипают в одном температурном интервале, а усреднение химического

состава будет способствовать улучшению качества конденсатов.

9. Бензиновые, керосиновые и дизельные дистилляты конденсатов характеризуются высокими выходами, благоприятным химическим составом и высоким уровнем основных эксплуатационных характеристик, что позволяет рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения соответствующих топлив.

10. Рекомендуется два варианта переработки конденсатов месторождений Киринского блока шельфа Сахалина:

- топливный вариант – использование бензиновых, керосиновых и дизельных фракций конденсатов в качестве основы в процессах получения топлив различных марок;

- нефтехимический вариант – производство ценного ароматического сырья для нефтехимии – бензола, толуола, ксилолов, поскольку содержание их в конденсатах К-1 и К-2 высокое: бензола – 2–3% масс., толуола – 6–7% масс., ксилолов – 4–5% масс.

Литература:

1. Чухмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. – М.: Недра, 1983.

UDC 622.279.23/4

N.M. Parfenova, Cand.Sc. (Chemistry), Senior Scientific Researcher of the Laboratory of Complex Studies of Hydrocarbon Systems of the Research Center of Oil and Gas Reservoir-Type Systems and Process Modeling, e-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru; **L.S. Kosyakova**, Senior Scientific Researcher of the Laboratory of Complex Studies of Hydrocarbon Systems of the Research Center of Oil and Gas Reservoir-Type Systems and Process Modeling, e-mail: L_Kosyakova@vniigaz.gazprom.ru; **E.B. Grigoriev**, D.Sc. (Engineering), Deputy Director of the Research Center of Oil and Gas Reservoir-Type Systems and Process Equipment, e-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru; **I.M. Shafiev**, Head of the Laboratory of Complex Studies of Hydrocarbon Systems of the Research Center of Oil and Gas Reservoir-Type Systems and Process Modeling, e-mail: I_Shafiev@vniigaz.gazprom.ru; **D.R. Krain**, Deputy Head of the Laboratory of Complex Studies of Hydrocarbon Systems of the Research Center of Oil and Gas Reservoir-Type Systems and Process Modeling, e-mail: D_Krain@vniigaz.gazprom.ru; **M.M. Orman**, Junior Scientific Researcher of the Laboratory of Geological Field Research of the Research Center of Oil and Gas Reservoir-Type Systems and Process Modeling, Gazprom VNIIGAZ LLC, e-mail: M_Orman@vniigaz.gazprom.ru

Gas condensates Kirinsky block fields of Sakhalin shelf

For the first time conducted a complex physico-chemical studies of gas condensates from exploration wells fields Kirinsky block of Sakhalin shelf: Kirinskoe, South-Kirinskoe and Munginskoe, which is the primary object of the Sakhalin shelf development within the Eastern gas program of Gazprom.

It is established that the condensates Kirinskoye gas condensate field are similar by its physical- chemical characteristics, are heavy condensates methane-naphthenic-aromatic type. Condensates South-Kirinskoe and Murinskoe GCF easier condensates from Kirinskoye field, similar in physical-chemical indicators and relate to the average condensates methane-naphthenic type.

It is shown that gasoline, kerosene and diesel distillates condensates are favourable raw material to use them as the basis for the respective fuels.

Recommended co-processing condensates in two ways – fuel and petrochemical.

Keywords: gas condensate, fractional composition, the group's hydrocarbon composition, gasoline, kerosene, diesel fractions.

References:

1. Chakhmakhchev V.A. Geokhimiya protsessy migratsii uglevodородnykh system (Geochemistry of the hydrocarbon systems migration). – М.: Недра, 1983.