

УДК 622.279.23

Углеводородное сырье Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть

Н.М. Парфёнова^{1*}, Е.Б. Григорьев¹, Л.С. Косякова¹, Д.Р. Крайн¹, И.М. Шафиев¹,
В.А. Логинов¹, И.В. Заночуева¹, А.А. Томиленко¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Разработка и освоение Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) предусмотрены Восточной газовой программой ПАО «Газпром». Ввод Чаяндинского НГКМ в промышленную эксплуатацию запланирован на 2018 г. В статье обобщены результаты комплексного физико-химического исследования флюидов Чаяндинского НГКМ с учетом их геохимических параметров, а также предложены рекомендации по рациональному использованию флюидов. Объектами исследования являлись газ, конденсат (скв. 1–8) и нефть (скв. 3–6) продуктивных горизонтов месторождения (ботуобинского, хамакинского и талахского), отобранные из разведочных скважин в 2010–2015 гг.

Установлено, что газ Чаяндинского НГКМ относится к типу метановых и является «полужирным», низкоуглекислым, азотным, гелиеносным и низкоконденсатным. Подлежит переработке. Среднее содержание конденсата в пластовом газе: 17,5 г/см³ для ботуобинского, 14,0 г/м³ для хамакинского и 13,3 г/м³ для талахского горизонтов. Конденсаты из всех продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ представляют собой очень легкие флюиды плотностью 680–685 кг/м³, практически полностью выкипают при температуре до 200 °С, по химическому составу относятся к метановому типу, схожи между собой по физико-химическим характеристикам. Нефти Чаяндинского НГКМ тяжелые, парафинистые, высокосмолистые, сернистые.

На основании полученных результатов выявлены особенности углеводородного сырья Чаяндинского НГКМ и рекомендованы рациональные пути его использования в топливной промышленности и нефтехимии.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) открыто в 1980 г. на территории Ленского и Мирнинского районов Республики Саха (Якутия). Месторождение многопластовое. Продуктивными являются отложения ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов венда, отличающиеся сложным геологическим строением, литологической и тектонической экранированностью, аномально низкими пластовыми давлениями (11,968–13,28 МПа, что на 15–30 % ниже гидростатического давления) и аномально низкими пластовыми температурами +(9,0–13,1) °С.

Разработка и освоение Чаяндинского НГКМ предусмотрены Восточной газовой программой ПАО «Газпром». По величине балансовых запасов газа месторождение относится к группе уникальных. Нефть же залегают в ботуобинском и хамакинском горизонтах – в тонких подгазовых, подстилаемых пластовой водой нефтяных оторочках. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина оторочек по нефтяной зоне – до 7,4 м [1]. В связи с предстоящим в 2018 г. пуском месторождения в эксплуатацию возникла необходимость исследовать физико-химические характеристики его углеводородного сырья (УВ) с тем, чтобы разработать направления рационального использования скважинной продукции.

Так, в ходе комплексного физико-химического исследования флюидов Чаяндинского НГКМ (пробы 2009–2015 гг.) [2–6] изучены физико-химические и геохимические параметры газа из всех исследованных скважин; газоконденсатов ботуобинского (скв. КБ-1 – КБ-6)¹, хамакинского (скв. КХ-1 – КХ-3), талахского (скв. КТ-1 – КТ-4) горизонтов; нефти из разведочных скважин НБ-1 (1863–1874 м), НБ-2 (1970–1975 м), НБ-3 (1657–1680 м) и НБ-4 (1672–1674 м), вскрывших нефтяную оторочку ботуобинского горизонта.

¹ Сква. КБ-4 вскрыла все три продуктивных горизонта – ботуобинский, хамакинский и талахский.

Ключевые слова: углеводороды, Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, физико-химические характеристики флюидов, рекомендации по использованию углеводородного сырья.

Газ Чаяндинского НГКМ относится к типу метановых (объемная концентрация, %: метан – 82–86; этан – 4,0–4,5; пропан – 1,4–1,6; бутаны – 0,6–0,7) с высоким содержанием азота (7,0–15,0 %) и гелия (0,41–0,60 %) и низким – углекислого газа (0,16–0,20 %) и водорода (0,12 %). Среднее содержание конденсата в пластовом газе варьируется в пределах 13,3–17,5 г/см³. По И.С. Старобинцу, пластовый газ классифицируется как «полужирный», низкоуглекислый, азотный, гелиеносный, низкоконденсатный.

Конденсаты Чаяндинского НГКМ. Физико-химические характеристики стабильных конденсатов определялись экспериментально в процессе лабораторного анализа. Стабилизация конденсатов проводилась при температуре 50 °С. Все исследованные конденсаты являются очень легкими (плотность варьируется в пределах 680,6–685,2 кг/м³), маловязкими (значения кинематической вязкости при 20 °С лежат в пределах 0,56–0,60 мм²/с). Парафины в составе конденсатов не обнаружены. Конденсаты практически полностью выкипают при температуре до 200 °С, т.е. состоят из бензиновой фракции. Исключение составляет конденсат из скважины КБ-4 ботубинского горизонта: первоначально он имел темно-коричневый цвет в отличие от остальных исследованных флюидов – бесцветных или светло-желтых. По данным о фракционном составе этого конденсата можно сделать заключение, что он состоит из легкой бензиновой части, выкипающей при температурах до 200 °С, и тяжелой части, содержащей высококипящие

компоненты нефти. Массовая доля парафина в нем составляет 0,08 %, смолистых соединений – 1,94 %.

Конденсаты ботубинского горизонта из скв. КБ-1–КБ-3, КБ-5 и КБ-6 в Северном блоке месторождения очень близки по фракционному составу (рис. 1). Тогда как конденсаты из скв. КБ-4, расположенной в северной части Южного блока и вскрывшей все три продуктивных горизонта, отличаются фракционными составами в области температур выше 80 °С (точки 50%-ного выкипания). Указанные различия обусловлены примесью нефти (высокомолекулярных компонентов и смолистых веществ) в конденсате ботубинского горизонта (рис. 2).

Что касается талахского горизонта, то все исследованные конденсаты оказались схожими и по свойствам, и по фракционному составу (рис. 3).

Сравнительный анализ исследованных конденсатов трех продуктивных горизонтов по фракционному составу представлен на рис. 4. Кривые фракционных составов всех конденсатов однотипны по форме, расположены тесным пучком в одинаковом интервале выкипания. Исключение составляет конденсат из скв. КБ-4 ботубинского горизонта с примесью нефти (верхняя кривая красного цвета). Несмотря на общую схожесть фракционных составов конденсатов, следует отметить, что они не идентичны. Расхождения в температурах выкипания, например 20 % объема, 50 % объема, 80 % объема, и конца кипения достигают 10–11 °С.

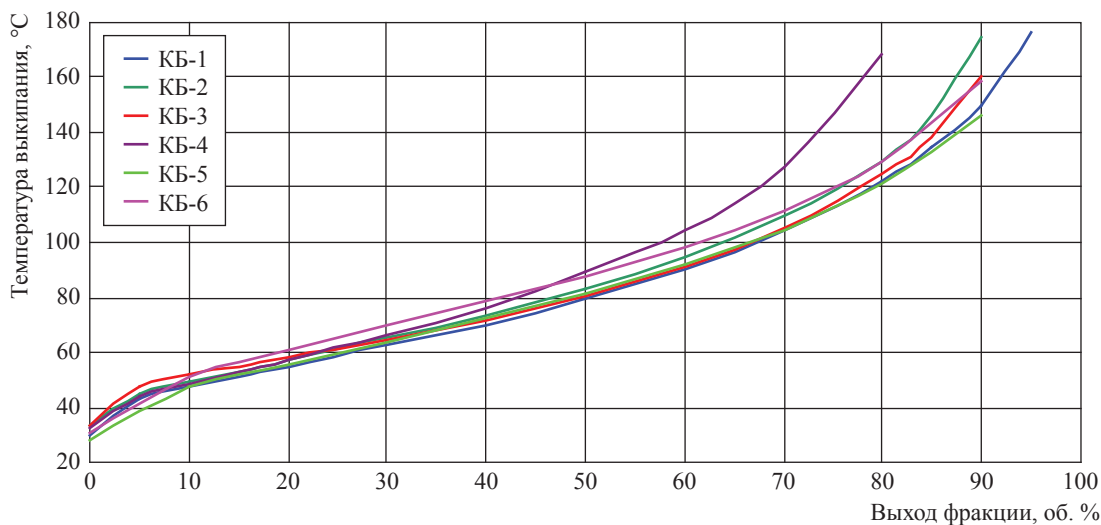


Рис. 1. Фракционный состав конденсатов ботубинского горизонта

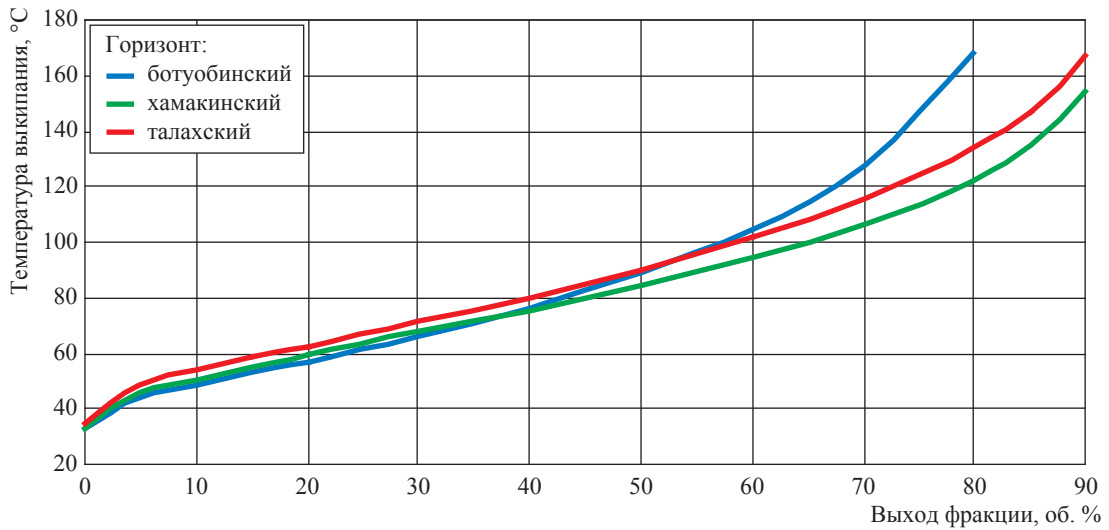


Рис. 2. Фракционный состав конденсатов из скв. КБ-4

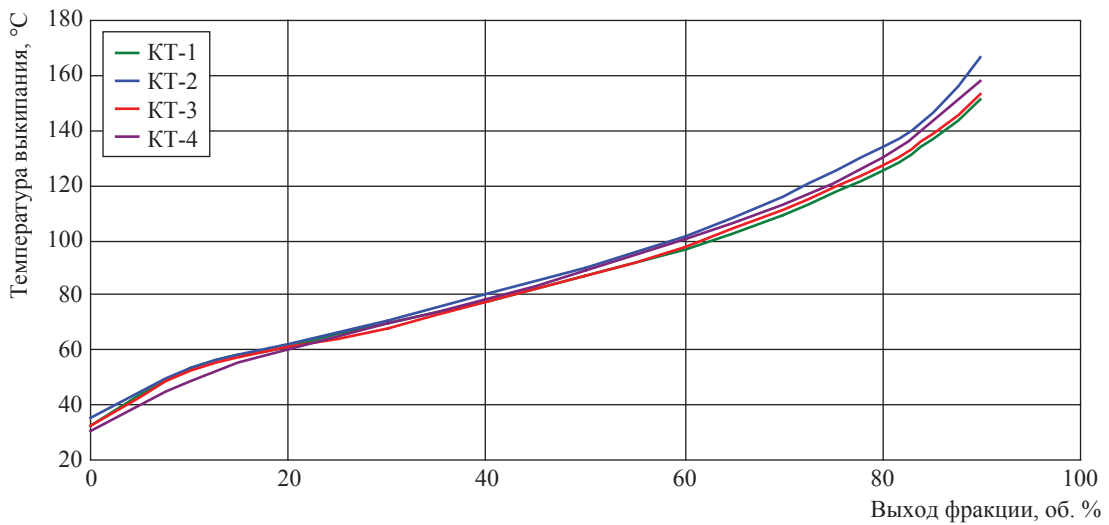


Рис. 3. Фракционный состав конденсатов талахского горизонта

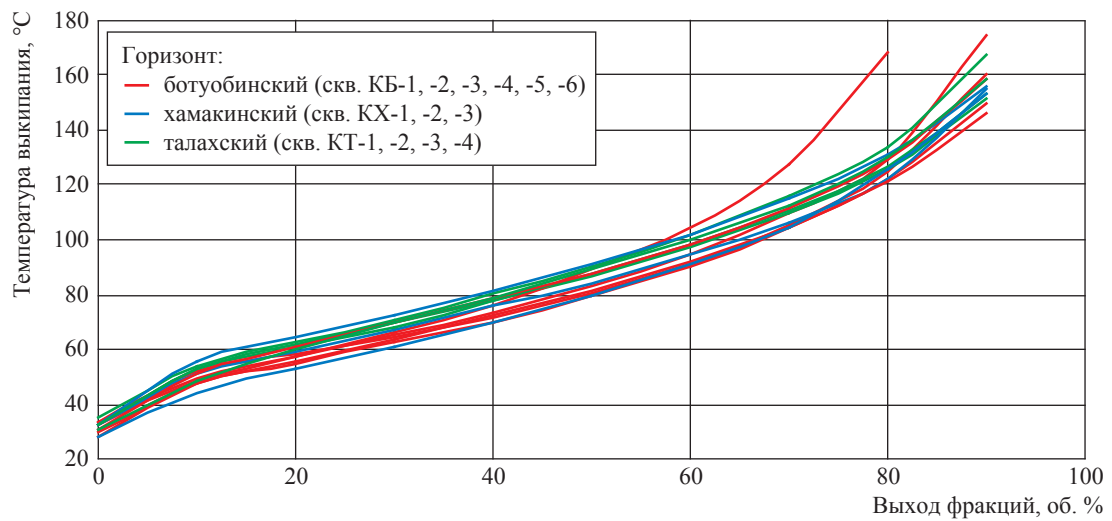


Рис. 4. Сравнение фракционных составов исследованных конденсатов трех продуктивных горизонтов Чайндинского НГКМ

Кроме того, исследованные конденсаты проявили большое сходство с ранее изученными конденсатами из разведочных скважин, пробуренных ранее 2000 г. для всех трех продуктивных горизонтов. Средняя плотность конденсатов по ботубинскому горизонту (11 скважин) составляла 680 кг/м^3 , по хамакинскому (6 скважин) – 683 кг/м^3 , талахскому (3 скважины) – 682 кг/м^3 .

В групповом углеводородном составе конденсатов Чайдинского НГКМ (рис. 5) массовая доля метановых УВ составляет 82–86 %. Они в значительной степени преобладают над нафтеновыми (10–12 масс. %) и ароматическими (4–5 масс. %) УВ. Вследствие этого конденсаты относят к преобладающему метановому типу.

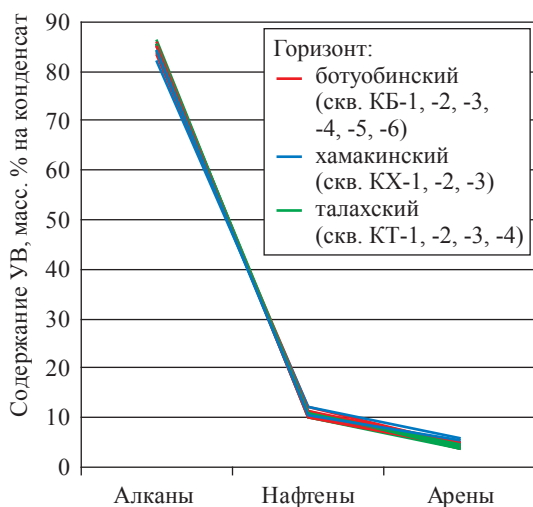


Рис. 5. Групповой углеводородный состав конденсатов Чайдинского НГКМ

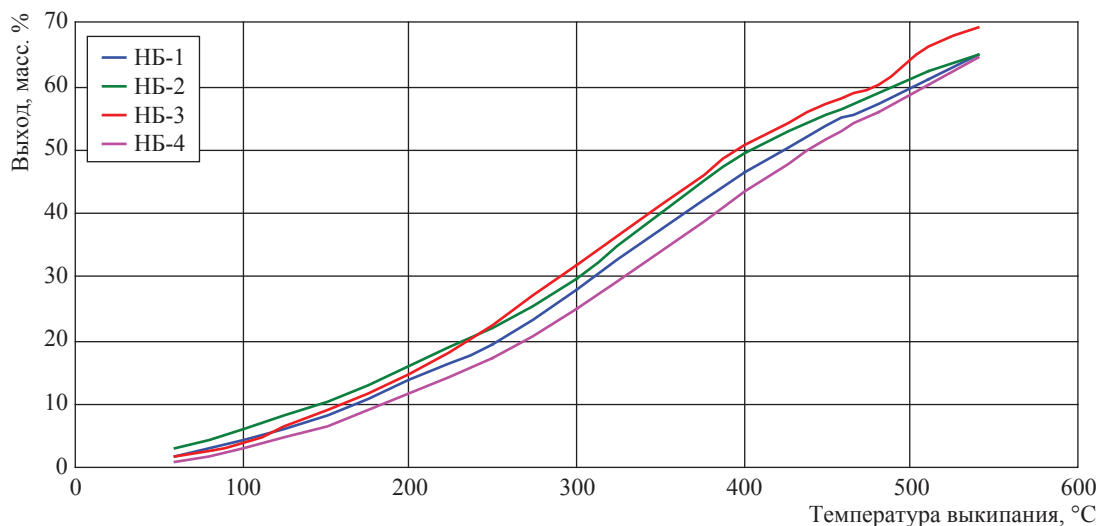


Рис. 6. Фракционный состав нефтей ботубинского горизонта

Нефти Чайдинского месторождения – тяжелые, плотностью $862,8\text{--}882,4 \text{ кг/м}^3$, парафинистые (парафинов – 3,35–5,04 масс. %), высокосмолистые (смола силикагелевых – 13,5–15,7 масс. %), сернистые (серы – 0,71–0,81 масс. %), с довольно низкими температурами застывания (от -39 до -34 °C).

Все нефти ботубинского горизонта выкипают в широком температурном интервале до 540 °C с остатком перегонки (гудроном) в количестве 34–35 масс. %. Кривые фракционных составов однотипны, расположены близко друг к другу, что свидетельствует о схожести нефтей (рис. 6). По групповому углеводородному составу нефти из скв. НБ-1 и НБ-3 схожи (рис. 7).

В дистиллятной фракции нефти НК–300 °C содержится 68,7–68,9 масс. % метановых, 15,2–18,0 масс. % нафтеновых и 13,30–15,9 масс. % ароматических УВ. В дистиллятной фракции НК–540 °C – 73,5–76,9 масс. % метаново-нафтеновых УВ и более высокое по сравнению с фракцией НК–300 °C количество ароматических УВ (23,1–26,6 масс. %). Поскольку во всех дистиллятных фракциях содержание метановых УВ превалирует над нафтеновыми и ароматическими, исследованные нефти можно отнести к типу метановых.

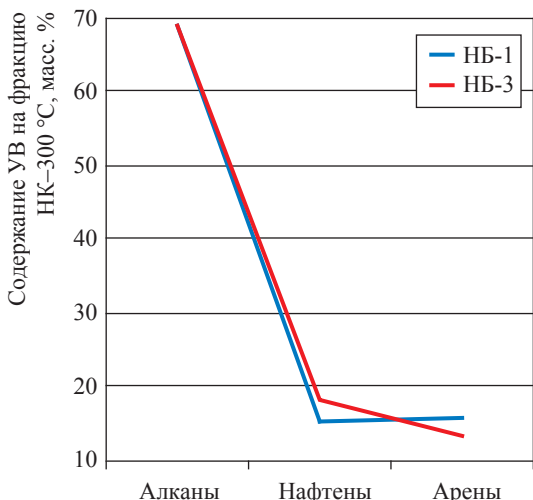


Рис. 7. Групповой углеводородный состав дистиллятной фракции (НК-300 °С) нефтей: НК – начало кипения

Геохимические параметры конденсатов и нефтей

С целью определения корреляционных зависимостей между нефтями и конденсатами, а также геохимических параметров методом газожидкостной хроматографии исследованы компонентные составы нормальных и изопреноидных алканов флюидов (рис. 8). Эти УВ, называемые «биометками», или «биомаркерами», являются надежными индикаторами для установления генотипа органического вещества флюидов. Интерпретацию результатов проводили по нескольким общепринятым методикам геохимического анализа.

Протяженность ряда n-алканов у нефтей составляет 36–40 атомов углерода, массо-

вая доля n-алканов – 35–40 %. Молекулярно-концентрационный максимум (МКМ) приходится на УВ группы C₁₁. У конденсатов, напротив, ряд n-алканов очень короткий (14–17 атомов углерода), но суммарное содержание n-алканов выше – более 45 масс. %. МКМ располагается в области низкокипящих УВ C₅–C₆. Исключение составляет конденсат ботубинского горизонта из скважины КБ-4, протяженность ряда n-алканов у которого 29 атомов углерода, что, по-видимому, связано с примесью нефти и хорошо коррелируется с физико-химическими данными.

По данным исследования индивидуально-го состава, конденсаты Чайнинского НГКМ являются новообразованными, или вторичными. Известно, что вторичные конденсаты характеризуются наличием под газовой шапкой оторочек нефти, разных по объему и физико-химическим свойствам. Формирование таких газоконденсатных систем обычно связывают с дифференциацией газонефтяных систем [7]. Геохимические коэффициенты, рассчитанные по компонентному составу (например, отношение пристан/фитан, равное 0,88–0,84) для исследованных нефтей, свидетельствуют о морском генезисе органического вещества.

Интерпретация результатов газохроматографических исследований n-алканов проводилась с использованием метода «отпечатков пальцев», применяемого в резервуарной геохимии для оценки протяженности природных резервуаров и корреляции продуктивных пластов [8]. В основе метода лежит закономерность, заключающаяся в том, что различия углеводородного

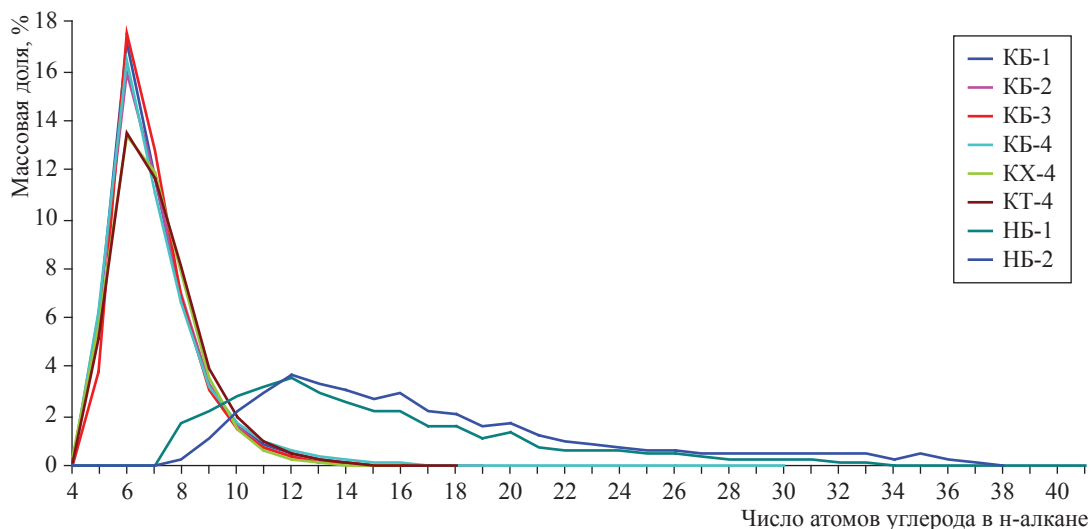


Рис. 8. Молекулярно-массовое распределение n-алканов конденсатов и нефтей Чайнинского НГКМ

состава флюидов в пределах одного месторождения могут быть вызваны разобщенностью вмещающих резервуаров или отдельных участков резервуара, которая препятствует перемешиванию флюидов. В едином резервуаре таких различий не наблюдается [9]. Для корреляции нефтей и конденсатов используют диаграммы, построенные по соотношениям высот парных пиков, выбранных в двух интервалах хроматограмм. Так, на рис. 9 представлена хроматограмма конденсата Чагинского НГКМ с выбранными парами пиков в интервалах хроматограмм C_8 – C_{11} и C_{11} – C_{14} . На рис. 10 приведены диаграммы, построенные по выбранным соотношениям высот парных пиков.

Анализ показывает, что диаграммы «отпечатков пальцев», построенные для конденсатов ботубинского горизонта (см. рис. 10а), достаточно близки, исключение составляет конденсат из скв. КБ-5. Диаграммы конденсатов хамакинского горизонта (см. рис. 10б) совпали в обоих интервалах хроматограмм. Для конден-

сатов талахского горизонта (см. рис. 10в) также отмечается достаточное сходство диаграмм, за исключением конденсата из скв. КТ-1. В целом можно предположить, что хорошие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов изученных горизонтов способствуют латеральной миграции флюидов, благоприятствующей их перемешиванию, а это в свою очередь приводит к усреднению углеводородных составов флюидов и обуславливает значительное сходство их диаграмм для каждого из пластов.

Диаграммы конденсатов скважин, вскрывших три горизонта – ботубинский, хамакинский и талахский, существенно отличаются друг от друга (см. рис. 10г). Отклонение соотношения высот парных пиков для некоторых пар пиков превышает 10 %. По-видимому, вертикальная миграция флюидов затруднена, соответственно затруднено и перемешивание флюидов, что указывает на разобщенность вмещающих резервуаров данных горизонтов на исследуемом участке.

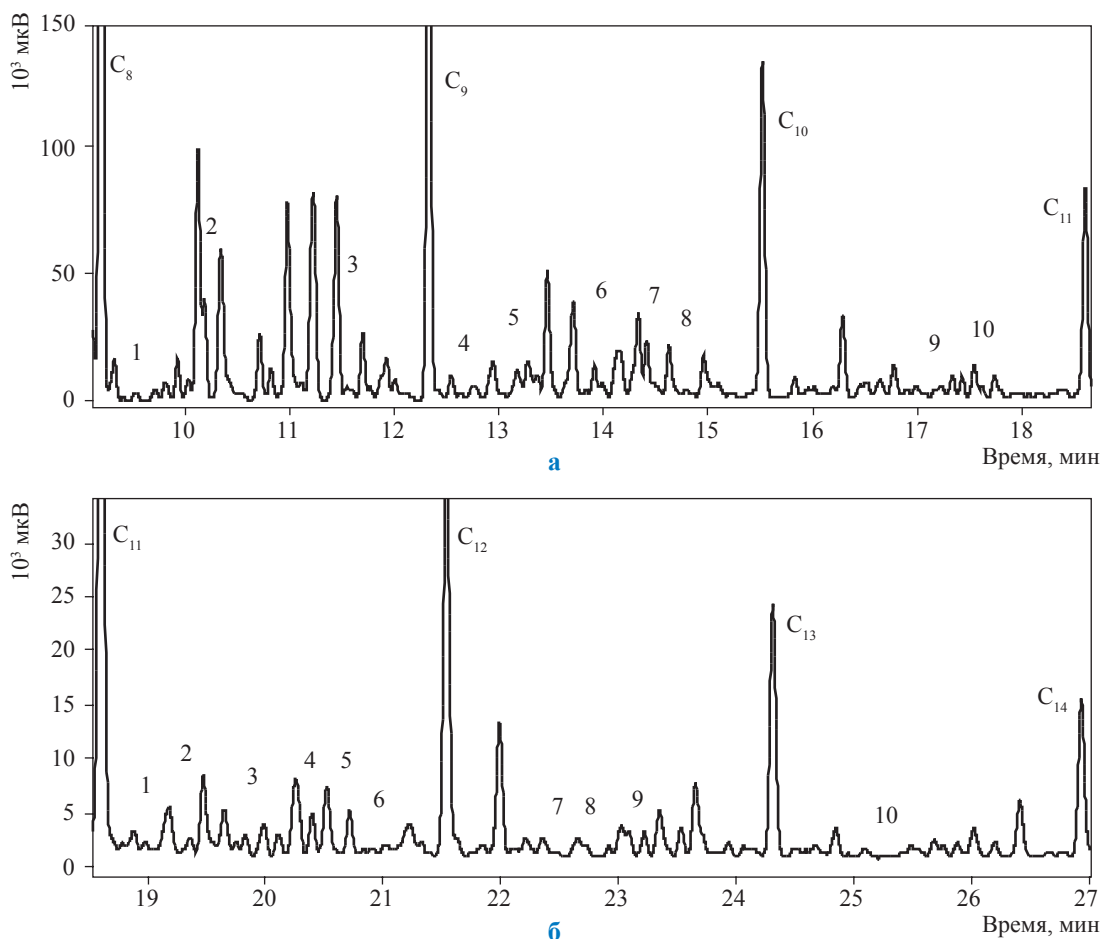


Рис. 9. Интервалы хроматограмм конденсата ботубинского горизонта Чагинского НГКМ: а – C_8 – C_{11} ; б – C_{11} – C_{14}

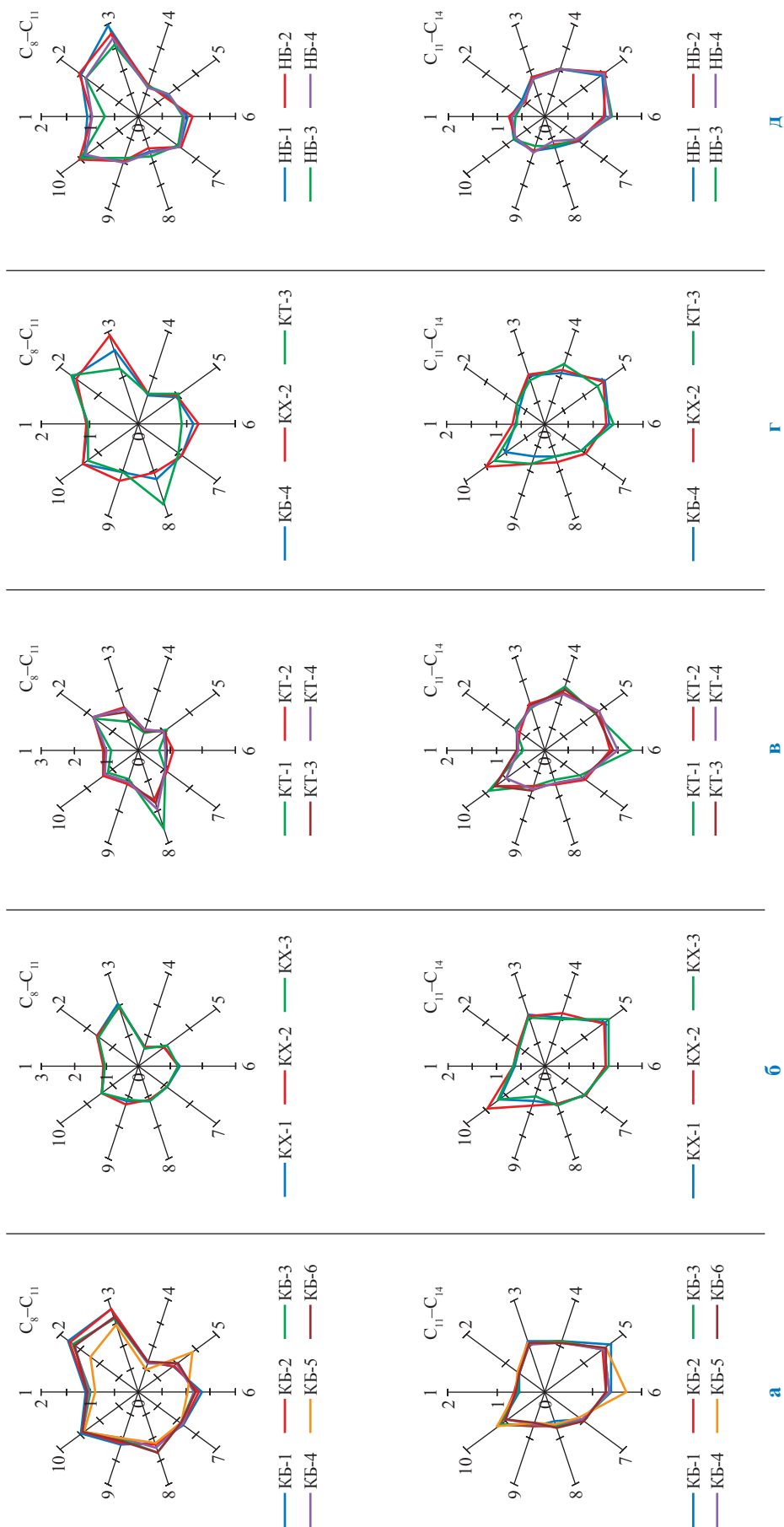


Рис. 10. Диаграммы «отпечатков пальцев» конденсатов (а-г) и нефтей (д) Чаяндинского НПГКМ

Диаграммы нефтей из скважин НБ-1–НБ-4 ботуобинского горизонта (см. рис. 10д) достаточно близки в обоих интервалах хроматограмм. Это позволяет предположить, что нефти из исследованных скважин принадлежат к единому вмещающему резервуару.

Перспективы использования УВ-сырья Чайнинского НГКМ

Газ. Исследования состава газа показали, что содержание конденсата, этана, пропана, бутанов и гелия значительно превышает условно применяемые минимальные промышленные концентрации. Согласно Методическому руководству по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, углеводородных компонентов и определению их потенциального содержания в пластовом газе, 3%-ная концентрация этана в газе является минимально рентабельной на современном технологическом уровне извлечения этана из газа. Метан широко используется в качестве бытового газа, в нефтехимической промышленности, а также в качестве автомобильного топлива. Этан является ценным химическим сырьем для производства полиэтилена. Пропан-бутановая фракция, представляющая собой сжиженные УВ-газы, используется в коммунально-бытовой сфере, промышленности и в качестве автомобильного топлива. Исходя из потенциального содержания используемой технологии и объемов добычи газа, эти компоненты можно получить в значительном количестве.

Согласно Методическим рекомендациям по подсчету запасов гелия² минимально рентабельные концентрации гелия в газах начинаются от 0,05 %. Высокое содержание гелия в газе Чайнинского (0,5–0,6 %) (а также ряда других месторождений Восточной Сибири, например Ковыктинского) ставит перед разработчиками задачу не только извлечения, но и утилизации гелия.

Благодаря уникальным свойствам гелий широко применяется в различных отраслях хозяйства: космонавтике, авиации и судостроении, металлургии, ядерной и лазерной технике, медицине, научных исследованиях, криогенной технике, производстве полупроводников, деталей мобильных телефонов, жидкокри-

сталлических мониторов. В России гелий извлекается из природных и попутных нефтяных газов с его низким содержанием (0,04–0,14 %). До недавнего времени гелий вырабатывался на пяти заводах. Сейчас весь объем гелия производится на гелиевом заводе ООО «Газпром добыча Оренбург», сырьевой базой для которого служит Оренбургское газоконденсатное месторождение. В газе этого месторождения содержится 0,055 % гелия [10–11].

Гелий, содержащийся в газе Чайнинского НГКМ, планируется извлекать на строящемся Амурском газоперерабатывающем заводе, в составе которого предусмотрена гелиевая установка [12]. Однако огромные запасы и довольно низкие объемы потребления гелия как отечественной, так и мировой промышленностью обуславливают необходимость его длительного хранения (десять лет). Поэтому рассматриваются вопросы создания подземных хранилищ гелиевого концентрата в различных геологических структурах – соляных кавернах, изолированных залежах истощенных газовых месторождений, блоках (участках) крупного разрабатываемого месторождения – путем возврата ПГОг³ в разрабатываемый блок [13–14].

Топливные фракции газоконденсатов и нефтей

Бензиновые фракции конденсатов (НК–120 °С и НК–200 °С) характеризуются низким содержанием серы (0,01–0,04 масс. %) и высокими выходами: 65–68 масс. % первая и 90–92 масс. % вторая. Однако эти фракции имеют невысокие октановые числа (53,7–57,7 пункта), обусловленные значительным преобладанием в составе метановых УВ, что препятствует применению их в качестве основы для производства автомобильных топлив. Вследствие высокой массовой доли конденсатов легких УВ (н-пентана – от 13 до 22 %, н-гексана – от 11 до 16 %, н-гептана – от 8 до 12 %) в бензиновых фракциях они могут служить благоприятным сырьем для производства ценных УВ.

Бензиновые фракции нефтей характеризуются невысокими выходами (5–6 масс. % для фракции НК–120 °С, 11–12 масс. % для НК–180 °С и 13,5–14,5 масс. % для НК–200 °С), низкими октановыми числами (57–61 пункт согласно исследовательскому методу) и повы-

² См. Методические рекомендации по подсчету запасов гелия / М-во геологии СССР, Всесоюз. н.-и. геол.-развед. нефт. ин-т (ВНИГРИ); сост. В.В. Тихомиров. – М.: Союзгеолфонд, 1979. – 14 с.

³ ПГОг – промышленные газообразные отходы, содержащие токсичные вещества в виде паров и газов.

шенной по сравнению с нормами массовой долей серы (0,13–0,15 %). Рекомендуется использование фракции НК–180 °С в качестве сырья для процесса каталитического риформинга с целью получения высокооктанового бензина.

Керосиновую фракцию нефтей 120–230 °С с выходом 11,5 масс. %, по основным показателям соответствующую требованиям ГОСТа⁴ на реактивное топливо марки ТС-1, рекомендуется использовать в качестве основы для получения реактивного топлива.

Фракцию дизельного топлива нефтей 180–350 °С с выходом 25–26 масс. % можно рекомендовать как основу для получения дизельного топлива летнего марки Л-0,5-6,1. Из-за более высоких значений температур помутнения и застывания она не проходит по нормам ГОСТа⁵ на дизельное топливо зимнее марки З. Для достижения необходимых значений температур помутнения и застывания требуются соответствующие присадки.

Таким образом, газ Чаяндинского НГКМ относится к типу метановых и является «полужирным», низкоуглекислым, азотным, гелиеносным, низкоконденсатным. Подлежит переработке.

Конденсаты из трех продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ (ботуобинского, хамакинского и талахского) представляют собой очень легкие флюиды плотностью 680–685 кг/м³, практически полностью выкипают до 200 °С, относятся к метановому типу, схожи между собой по физико-химическим характеристикам.

Отличительные особенности конденсатов: фракционный состав, представляющий собой практически бензиновую фракцию НК–200 °С уже на этапе первоначальных значений пластовых давления и температуры; химический состав, характеризующийся значительным преобладанием метановых УВ над нафтеновыми и ароматическими; значительные количества легких индивидуальных УВ (н-пентана, н-гексана, н-гептана) в составе конденсатов.

Нефти Чаяндинского месторождения – тяжелые, плотностью 862,8–882,4 кг/м³, парафи-

нистые (3,35–5,04 масс. % парафинов), высокосмолистые (13,5–15,7 масс. % смол силикагелевых), сернистые (0,71–0,81 масс. % серы), с довольно низкими температурами застывания (от –34 до –39 °С).

Изучение товарных характеристик топливных фракций (бензиновых фракций конденсатов и бензиновых, керосиновой и дизельной фракций нефтей) позволило разработать рекомендации по их рациональному использованию. Конденсаты, представляющие собой бензиновую фракцию, выкипающую в пределах 200 °С и характеризующуюся низкими октановыми числами, запахом сернистых соединений и к тому же низким потенциалом, рекомендуется использовать в качестве разбавителя нефтей Чаяндинского НГКМ с целью понижения температуры застывания. Разбавление нефтей конденсатами будет также способствовать увеличению выхода бензиновых фракций нефтей. Перспективным направлением использования конденсатов можно считать применение фракции C₅–C₆ на установках изомеризации с целью получения высокооктановых компонентов бензина и ценных индивидуальных УВ.

На основе керосиновой (120–230 °С) и дизельной (180–350 °С) фракций нефтей рекомендуется производить соответствующие топлива.

Список литературы

1. Люгай Д.В. Особенности освоения и проектирования разработки Чаяндинского НГКМ / Д.В. Люгай // Газовая промышленность. – 2010. – № 4 (654): спецвыпуск. – С. 56–58.
2. Зинченко И.П. Исследование физико-химических свойств и компонентного состава нефти Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / И.П. Зинченко, Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 1. – С. 16–25.
3. Парфёнова Н.М. Физико-химическая характеристика флюидов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // Тез. докл. II Международной конференции «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов» (HCFD-2012), 15–16 мая 2012. – М.: 2012. – С. 101.

⁴ См. ГОСТ 10227-86. Топлива для реактивных двигателей.

⁵ См. ГОСТ Р 55475-2013. Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия.

4. Парфёнова Н.М. Флюиды Чайядинского НКМ: физико-химические характеристики / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // *Oil&Gas J. Russia*. – 2012. – № 8. – С. 64–71.
5. Парфёнова Н.М. Физико-химическая характеристика конденсатов Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // *Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст.* – М.: Газпром, ВНИИГАЗ, 2012. – С. 20–35.
6. Парфёнова Н.М. Физико-химические характеристики газоконденсатов Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, Е.Б. Григорьев и др. // *Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина*. – 2013. – Т. 270. – № 1. – С. 36–44.
7. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В.А. Чахмахчев. – М.: Недра, 1983. – 184 с.
8. 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. Hemphkins // *Proceedings of Indonesian Petroleum Association – 16th Annual Convention*. – 1987.
9. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов / М.В. Дахнова // *Геология нефти и газа*. – 2007. – № 2.
10. Конторович А.Э. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира / А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, Л.В. Эдер. – Новосибирск: Геоинформмарк, 2007.
11. Самофалова О. Газпромгелий / О. Самофалова // *Взгляд*. – 2012. – 30 ноября. – <https://www.vz.ru/economy/2012/11/30/609665.html>
12. Чертков В.В. Реализация проекта в области глубокой переработки природного газа Амурского ГПЗ / В.В. Чертков // *Тез. докл. III Международной конференции «Газохимия-2016»*, 29–30 ноября 2016 г. – М., 2016. – С. 3.
13. Рыжов А.Е. Определение степени влияния тектонического фактора на формирование залежей углеводородов на Саманчакиском блоке Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова (Рыжова) и др. // *Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 99–105.
14. Бондарев В.Л. Перспективы хранения природного газа, обогащенного гелием, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке / В.Л. Бондарев, А.В. Чугунов, М.А. Саркисова и др. // *Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 3 (23). – С. 63–67.

Raw hydrocarbons of Chayanda oil-gas-condensate field: gas, condensate and oil

N.M. Parfenova^{1*}, Ye.B. Grigoryev¹, L.S. Kosyakova¹, D.R. Krayn¹, I.M. Shafiyev¹, V.A. Loginov¹, I.V. Zanochuyeva¹, A.A. Tomilenko¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: N_Parfenova@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Development and mastering of Chayanda oil-gas-condensate field (OGCF) is envisaged by an Eastern Gas Program of Gazprom PJSC. It's planned to commission OGCF in 2018. The article summarizes results of a complex physical-chemical study of Chayanda OGCF fluids (namely, gas, condensates and oils) with consideration of their geochemical parameters. Samples of gas, condensate (wells no. 1–8) and oil (wells no. 3–6) taken from Botuoba, Khamaki and Tala productive horizons of Chayanda OGCF in 2010–2015 were studied.

It is ascertained that Chayanda gas belongs to a type of methane gases and is semi-fat, low-carbonic, nitric, helium-bearing and low-condensate. Average content of condensate in bedded gas runs up to 17,5 g/sm³ for Botuoba horizon, up to 14,0 g/m³ for Khamaki horizon and up to 13,3 g/m³ for Tala horizon. Condensates from every productive horizon of Chayanda OGCF constitute superlight fluids of 680–685 kg/m³ density, nearly completely boil away at the temperatures up to 200 °C, belong to a methane-prevailing type, and have similar physical-chemical characteristics. Chayanda oils are heavy, waxy, highly-bituminous, sulphurous.

On the grounds of acquired results some features of Chayanda raw hydrocarbons are determined. Some rational applications for these fluids are recommended in fuel industry and petrochemistry.

Keywords: hydrocarbons, Chayanda oil-and-gas-condensate field, physical-chemical characteristics of fluids, recommendations on application of raw hydrocarbons.

References

1. LUGAY, D.V. Features of development and reservoir engineering of Chayanda oil-gas-condensate field [Osobennosti osvoyeniya i proyektirovaniya razrabotki Chayandinskogo NGKM]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2010, no. 4(654): spec. iss., pp. 56–58. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. ZINCHENKO, I.P., N.M. PARFENOVA, L.S. KOSYAKOVA et al. Studies of physicochemical properties and volumecomponents of the oil of the Chayandinskoye OGCF [Issledovaniye fiziko-khimicheskikh svoystv i komponentnogo sostava nefi Chayandinskogo neftegazokondenstnogo mestorozhdeniya]. In: *Relevant issues of studies of field hydrocarbon formations* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]: collection of sci. art. in 2 pts. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011, pt. 1, pp. 16–25. (Russ.).
3. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.Yu. ARTEMYEV et al. Physical-chemical portrait of Chayanda oil-gas-condensate field fluids [Fiziko-khimicheskaya kharakteristika flyuidov Chayandinskogo neftegazokondenstnogo mestorozhdeniya]. In: *Proc. of HCFD Conference*, Moscow, 15–16 May, 2012, no. 2, p. 101. (Russ.).
4. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.Yu. ARTEMYEV et al. Fluids of Chayanda oil-gas-condensate field [Flyuidy Chayandinskogo NGKM: Fiziko-khimicheskiye kharakteristiki]. *Oil&Gas J. Russia*. 2012, no. 8, pp. 64–71. ISSN 1995-8137. (Russ.).
5. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.Yu. ARTEMYEV et al. Physicochemical properties of condensates from Chayandinskoye oil/gas/condensate field [Fiziko-khimicheskaya kharakteristika kondensatov Chayandinskogo neftegazokondenstnogo mestorozhdeniya]. In: *Important to study hydrocarbon reservoir* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]: collection of sci. art. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, pp. 20–35. (Russ.).
6. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, Ye.B. GRIGORYEV. Physicochemical properties of gas condensates from Chayanda oil-gas-condensate field [Fiziko-khimicheskiye kharakteristiki gazokondensatov Chayandinskogo neftegazokondenstnogo mestorozhdeniya]. *Trudy. of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2013, vol. 270, no. 1, pp. 36–44. ISSN 2073-9028. (Russ.).
7. CHAKHMAKHCHEV, V.A. *Geochemistry of hydrocarbon systems' migration* [Geokhimiya processa migratsii uglevodorodnykh system]. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
8. KAUFMAN, R.L., A.S. AHMED, W.B. HEMPKINS. A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations. *Proc. of Indonesian Petroleum Association*. 1987, no. 16.
9. DAKHNOVA, M.V. Application of geochemical research methods at searching, surveying and development of hydrocarbon fields [Primeneniye geokhimicheskikh metodov issledovaniy pri poiskakh, razvedke i razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya nefi i gaza*. 2007, no. 2, pp. 81–89. ISSN 0016-7894. (Russ.).
10. KONTOROVICH, A.E., A.G. KORZHUBAYEV and L.V. EDER. *Raw materials and outlooks for development of helium industry in Russia and in the World* [Syryevaya basa i perspektivy razvitiya geliyevoy promyshlennosti Rossii i Mira]. Novosibirsk: Geoinformmark, 2007. (Russ.).
11. SAMOFALOVA, O. *Gazpromgeliy. Vzglyad* [online]. 2012. 30 November [viewed 20 March 2017]. Available from: <https://www.vz.ru/economy/2012/11/30/609665.html>. (Russ.).
12. CHERTKOV, V.V. Implementation of a project aimed at advanced processing of natural gas at Amurskiy gas processing plant [Realizatsiya proyekta v oblasti glubokoy pererabotki prirodnogo gaza Amurskogo GPZ]. In: *Proc. of International Conference "Gazokhimiya"*, Moscow: 29–30 November, 2016, no. 3, p. 3. (Russ.).
13. RYZHOV, A.E., A.I. KRIKUNOV, L.A. FILIPPOVA et al. Determination of the degree of influence of the tectonic factor on the formation of deposits of hydrocarbons on the Samanchakitsky block of the Chayandinskoye oil and gas condensate field [Opredeleniye stepeni vliyaniya tektonicheskogo faktora na formirovaniye zalezhey uglevodorodov na Samanchakitskom bloke Chayandinskogo neftegazokondenstnogo mestorozhdeniya]. *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh regionov Rossii]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3(19), pp. 99–105. ISSN 2306-8949. (Russ.).
14. BONDAREV, V.L., A.V. CHUGUNOV, M.A. SARKISOVA et al. Outlooks for storing of heliumenriched natural gas in the Eastern Siberia and at the Far East [Perspektivy khraneniya prirodnogo gaza, obogashchennogo geliyem, v Vostochnoy Sibiri i na Dalnem Vostoke]. *Vesti gazovoy nauki: Issues of gas, gas-condensate and oil-and-gas-condensate fields development and operation* [Problemy razrabotki i ekspluatatsii gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondenstnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015, no. 3(23), pp. 63–67. ISSN 2306-8949. (Russ.).