

УДК 622.279.23

Характерные особенности конденсатов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

Н.М. Парфёнова^{1*}, Е.Б. Григорьев¹, Л.С. Косякова¹, И.М. Шафиев¹, В.А. Логинов¹,
Р.Ю. Наренков¹, М.М. Кубанова¹, А.Д. Люгай¹

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

Ключевые слова:

Сибирская платформа, газовые конденсаты, фракционный состав, углеводородный состав, Чаяндинское НГКМ, Ковыктинское ГКМ, Тас-Юряхское НГКМ.

Тезисы. В статье приведен краткий обзор характеристик конденсатов трех нефтегазоносных провинций (НГП), входящих в состав Сибирской платформы. Показано, что свойства и состав конденсатов различны не только в каждой НГП, но и в пределах каждой нефтегазоносной области (НГО).

Обобщены результаты комплексного физико-химического исследования (2009–2018 гг.) конденсатов крупнейших месторождений Лено-Тунгусской НГП – Чаяндинского, Ковыктинского и Тас-Юряхского – с выявлением характерных особенностей конденсатов и рекомендацией направлений их рационального использования.

Конденсаты Непско-Ботуобинской НГП Сибирской платформы в зависимости от районирования отличаются друг от друга химическими и фракционными составами. Непско-Ботуобинский район Непско-Ботуобинской НГО, в котором расположены мощные толщи многолетнемерзлых пород, характеризуется аномальными пластовыми условиями. Конденсаты расположенных в этом районе месторождений (в том числе Чаяндинского и Тас-Юряхского) представляют собой легкие флюиды плотностью 0,680...0,690 г/см³, практически полностью выкипающие при температурах до 200 °С, относятся к метановому типу, имеют схожие (но не идентичные) физико-химические характеристики.

По мере продвижения на юг Непско-Ботуобинской НГП и далее на юг Сибирской платформы наблюдается закономерность в изменении состава и свойств конденсатов, а именно: расширение фракционного состава и обогащение углеводородного состава конденсатов с увеличением значений пластовых температур и давлений. Конденсаты Ковыктинского ГКМ, расположенного в Ангаро-Ленской НГО, также относятся к типу легких метановых, однако фракционный состав их более обширен (до 300 °С), а углеводородный – богаче компонентами.

Выявлены характерные особенности исследованных конденсатов, а также перспективные направления их использования.

Перспективы создания крупных центров добычи газа в Восточной Сибири в значительной степени связаны с Непско-Ботуобинской и Ангаро-Ленской нефтегазоносными областями (НГО), расположенными в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) Сибирской платформы. Это Якутский и Иркутский центры газодобычи соответственно с Чаяндинским нефтегазоконденсатным (НГКМ) и Ковыктинским газоконденсатным (ГКМ) месторождениями в качестве базовых. Разработка и освоение этих уникальных по запасам углеводородного сырья месторождений входит в один из крупных проектов ПАО «Газпром» – Восточную газовую программу. В связи с предстоящим в ближайшие годы вводом в эксплуатацию этих месторождений комплексное исследование характеристик и разработка направлений рационального использования конденсатов являются особенно актуальными.

В пределах Лено-Тунгусской НГП исследования авторов охватили Непско-Ботуобинскую и Ангаро-Ленскую НГО, которые считаются главнейшими НГО на юге Сибирской платформы [1–3]. В Непско-Ботуобинской НГО расположены Чаяндинское НГКМ и Тас-Юряхское ГКМ, а в Ангаро-Ленской НГО – Ковыктинское ГКМ.

Сибирская платформа, включающая несколько НГП, относится к древнейшим платформам. К настоящему времени накоплен большой информационный материал по ее геологическому строению и полезным ископаемым. Согласно опубликованным данным, конденсаты древних платформ характеризуются небольшой плотностью (до 0,65 г/см³), низкой температурой начала кипения (НК) (30...70 °С), преобладанием

метановых углеводородов (УВ) (до 92 %) в углеводородном составе. Отмечается, что только конденсаты некоторых месторождений, приуроченных к областям интенсивного прогибания в кайнозойское время, обогащены нафтеновыми УВ [4]. Это обобщение считается спорным, так как в состав Сибирской платформы входят несколько НГП, отличающихся друг от друга условиями формирования залежей УВ-сырья, – Лено-Тунгусская, Лено-Виллойская и Енисейско-Анабарская. Провинции в свою очередь делятся на несколько НГО, которые охватывают по несколько нефтегазоносных районов (НГР).

Представленные в статье новые, полученные на современном оборудовании результаты помогут восполнить пробел в характеристике конденсатов вышеупомянутых месторождений, являясь источником данных для справочников и вузовских пособий.

Лено-Тунгусская НГП охватывает внутреннюю часть Сибирской платформы. Залежи УВ открыты в трех нефтегазоносных комплексах – рифейском, вендском (терригенном) и верхневендско-нижнекембрийском (карбонатном). К настоящему времени на этой территории открыты около 30 месторождений с крупными и уникальными залежами нефти и газа, из них 20 – в Непско-Ботуобинской НГО [5] (рис. 1).

В ряде публикаций даны характеристики химическому составу и свойствам конденсатов Лено-Тунгусской НГП как отдельно по вновь открытым месторождениям, так и обобщающего характера по одной НГО. Термобарические условия на территории провинции различные в разных НГР. Например, Непско-

Ботуобинский НГР Непско-Ботуобинской НГО, расположенный в северной части провинции, отличается аномально низкими пластовыми давлением ($P_{пл} = 12...13$ МПа) и температурой ($T_{пл} = 9...13$ °С), обусловленными наличием ММП (см. рис. 1). Здесь расположены такие месторождения, как Среднеботуобинское, Тас-Юряхское, Чайндинское, Верхневелючанское, Талаканское и др. К югу от Непско-Ботуобинского НГР значения $P_{пл}$ выше. Так, $P_{пл}$, МПа, и $T_{пл}$, °С, составляют соответственно: 14,6...15,1 и 16 на Верхнечонском НГКМ; 22,6 и 32 на Дулисьминском НГКМ; 24,9 и 37 на Ярактинском НГКМ (рис. 2).

Таким образом, к югу платформы наблюдается закономерность повышения пластовых давлений и температур, которая должна сказываться на УВ-составе флюидов. Действительно, конденсаты Ярактинского НГКМ характеризуются более широким фракционным составом, чем конденсаты, например, Чайндинского НГКМ. Однако, по справочным¹ и опубликованным в научной литературе данным [6], для конденсатов Лено-Тунгусской НГП приводятся усредненные характеристики: невысокие плотности (0,67...0,70 г/см³), содержание метановых УВ до 85 %, незначительное количество ароматических (2...11 %) и от 7 до 21 % нафтеновых УВ. При этом следует заметить, что интервал содержания ароматических и нафтеновых УВ довольно значительный. Если 7%-ное содержание нафтеновых УВ может считаться низким, то 21%-ное – достаточно высоким, что предопределяет различные пути рационального использования конденсатов.

В пределах Ангаро-Ленской НГО $P_{пл} = 25,9$ МПа, $T_{пл}$ составляет до 57 °С, соответственно, конденсаты должны характеризоваться другими свойствами, о чем свидетельствуют характеристики конденсатов расположенного там Ковыктинского ГКМ.

Промышленная нефтегазоносность Лено-Виллойской НГП установлена в отложениях от верхней перми до юры. Пластовые давление и температура на территории провинции высокие ($P_{пл} = 22,2...41,4$ МПа, $T_{пл} = 40...90$ °С). Конденсаты пермских и триасовых отложений имеют плотность 0,740...0,790 г/см³, почти полностью выкипают при температурах до 300 °С. Бензиновые фракции составляют

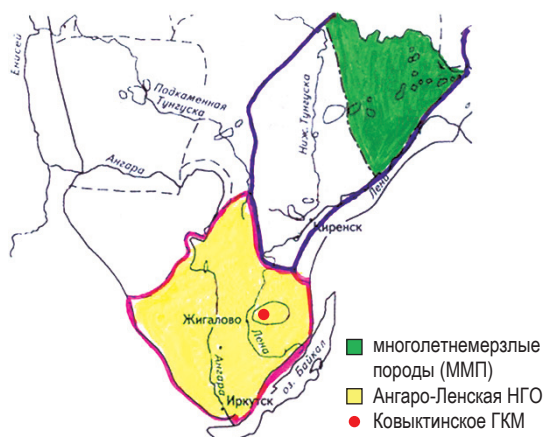


Рис. 1. Схема расположения НГО и месторождений в Лено-Тунгусской НГП

¹ См. Нефтяные и газовые месторождения СССР: справочник. Кн. 2: Азиатская часть. – М.: Недра, 1987. – 480 с.

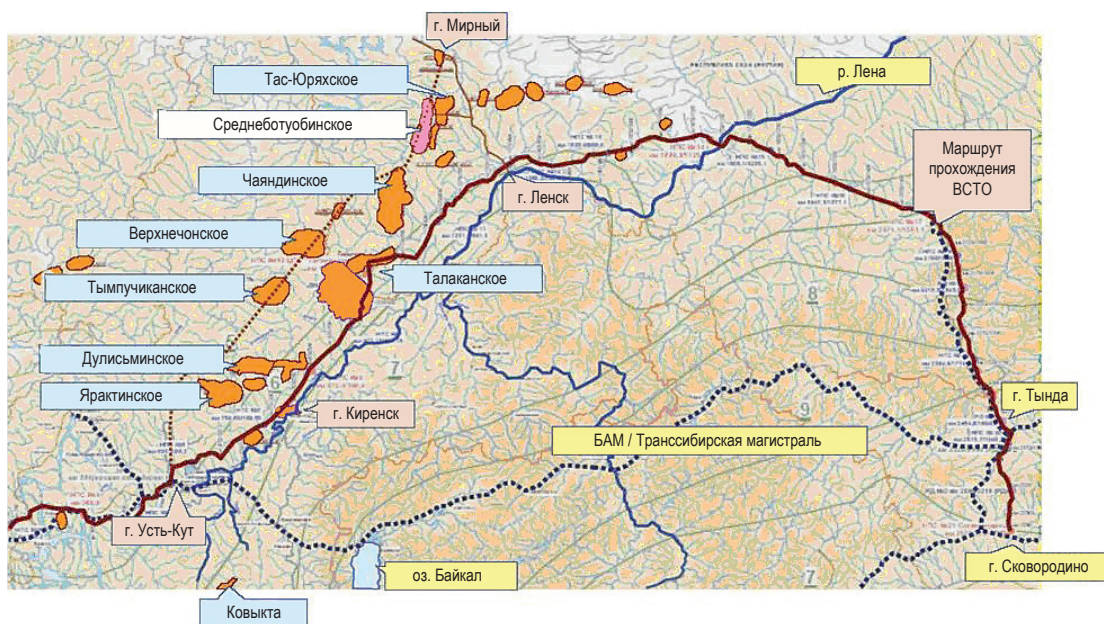


Рис. 2. Расположение основных месторождений Непско-Ботубинской НГО: ВСТО – трубопровод Восточная Сибирь – Тихий океан

56...90 %. В групповом УВ-составе высоко содержание ароматических (до 22 %) и нефтяных (до 52 %) УВ, метановые УВ составляют 33...50 %. Конденсаты нижнеюрских отложений¹ тяжелее пермских и триасовых (0,799...0,849 г/см³) и относятся к метаново-нафтеновому типу [2, 3]. Например, конденсаты Средневилюйского месторождения плотностью 0,736 г/см³ на 96 % выкипают при температурах до 250 °С и содержат в своем составе 39,0; 42,0 и 19 % масс. метановых, нефтяных и ароматических УВ соответственно.

Газоконденсатные месторождения Енисейско-Анабарской НГП расположены в отложениях верхней перми, юры и нижнего мела. Провинция характеризуется в основном высокими пластовыми давлениями и температурами ($P_{пл} = 22,3...24,7$ МПа, $T_{пл} = 29,6$ °С). Конденсаты юрских и меловых отложений характеризуются плотностями от 0,73 до 0,84 г/см³ и НК = 38...156 °С. По углеводородному составу¹ конденсаты юрских отложений метановые, меловых – метано-нафтеновые [2, 3].

Таким образом, на основе краткого обзора конденсатов трех НГП Сибирской платформы можно сделать вывод, что свойства и состав конденсатов различны не только в каждой НГП, но и в пределах каждой НГО. Считается, что на формирование нефтей и конденсатов в месторождениях влияют многие факторы, но среди них основное значение имеют тип

ископаемого органического вещества и термобарический режим недр, причем пластовое давление оказывает большее влияние, чем температура [7]. Предполагается, что время окончательного формирования современного состава и свойств пластовых УВ систем месторождений нефтегазоносных провинций относится к концу четвертичного периода, когда установились современные границы распределения ММП и сформировались современные пластовые давления и температуры. Текущее влияние мощной толщи ММП выражено в северо-восточной части Непско-Ботубинской НГП падением пластовых давления и температуры, снижением содержания УВ C_{5+} в свободных газах [8].

Следует отметить, что только в последние годы наметилась тенденция рассматривать пластовые флюиды – газ, нефть, конденсат – не только с геологических и геохимических позиций, но и с точки зрения рационального использования в том числе химотологии.

В 2009–2018 гг. авторами проведено комплексное исследование состава и свойств конденсатов крупнейших месторождений Лено-Тунгусской НГП – Чайндинского, Тас-Юряхского НГКМ и Ковыктинского ГКМ – с выявлением характерных особенностей конденсатов и разработкой направлений их рационального использования. Следует отметить, что опубликованные данные о составе и свойствах конденсатов Лено-Тунгусской НГП

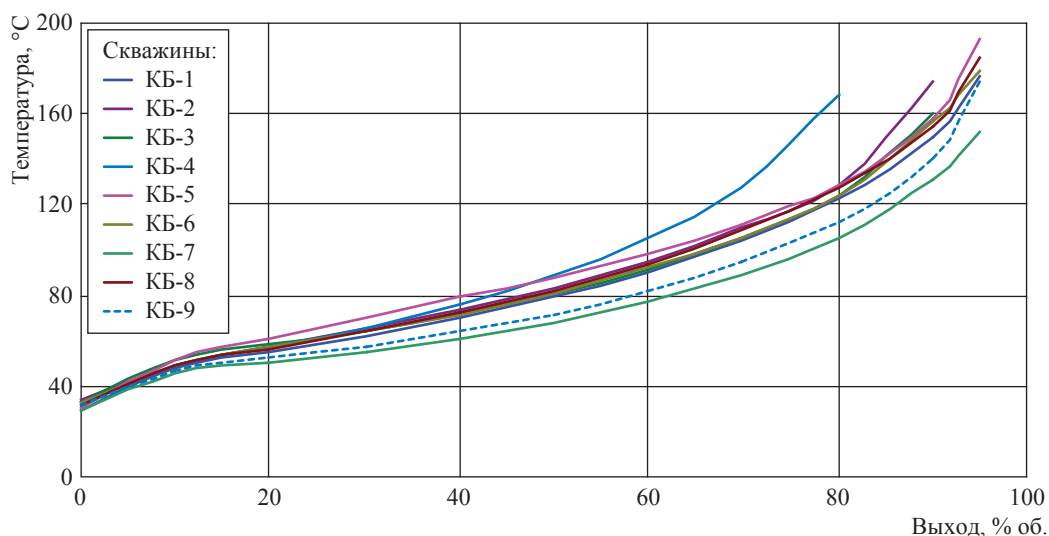


Рис. 3. Фракционный состав конденсатов ботуобинского горизонта

разноречивы, четкой схемы исследований не существовало. Зачастую при определении УВ-состава бралась фракция НК...125 °С при том, что не было данных о расшифровке индивидуального состава более широких бензиновых фракций. Однако в настоящее время имеются данные об индивидуальном составе широкой бензиновой фракции НК...200 °С, которые дают более точную картину группового УВ-состава, что и было использовано авторами.

Конденсаты Чаяндинского НГКМ

Чаяндинское НГКМ, открытое в 1980 г., расположено на территории Ленского и Мирнинского районов Республики Саха (Якутия) (см. рис. 2). Месторождение многопластовое, продуктивными являются отложения ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов венда. Продуктивные залежи Чаяндинского НГКМ по геологическому строению сложные, литологически и тектонически экранированные, отличаются аномально низкими пластовыми давлениями (11,97...13,28 МПа – на 15...30 % ниже гидростатического) и низкими пластовыми температурами (9,0...13,1 °С). По величине балансовых запасов газа месторождение относится к группе уникальных.

Исследованы газоконденсаты ботуобинского (скв. КБ-1...КБ-9), хамакинского (скв. КХ-1...КХ-27) и талахского (скв. КТ-1...КТ-22) горизонтов из скважин, пробуренных в период 2009–2018 гг. [9–11]. Физико-химические характеристики стабильных

конденсатов определялись экспериментально в процессе лабораторного анализа. Стабилизация конденсатов проводилась при температуре 50 °С.

Все исследованные конденсаты являются легкими (плотность варьирует в пределах 0,680...0,690 г/см³). Парафины в составе конденсатов не обнаружены. Содержание серы составляет 0,02...0,05 % масс. Конденсаты практически полностью выкипают при температуре до 200 °С, т.е. представляют собой бензиновую фракцию.

Сравнительная характеристика конденсатов ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов приведена на рис. 3–5, на которых видно, что конденсаты из всех скважин близки по фракционному составу, но не идентичны. Расхождения в точках выкипания, например 20%-ного, 50%-ного, 80%-ного, конца кипения, достигают 10...11 °С.

В ботуобинском горизонте конденсат из скв. КБ-4 (см. рис. 3) содержит примесь нефти, вследствие чего имеет отличный от остальных конденсатов фракционный состав в области температур выше 80 °С (точка выкипания – 50 % объема).

Групповой УВ-состав конденсатов определяли по индивидуальному УВ-составу, рассчитанному по ГОСТ 32507-2013². В зависимости от конца кипения конденсата это были

² См. ГОСТ 32507-2013 Бензины автомобильные и жидкие углеводородные смеси. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии.

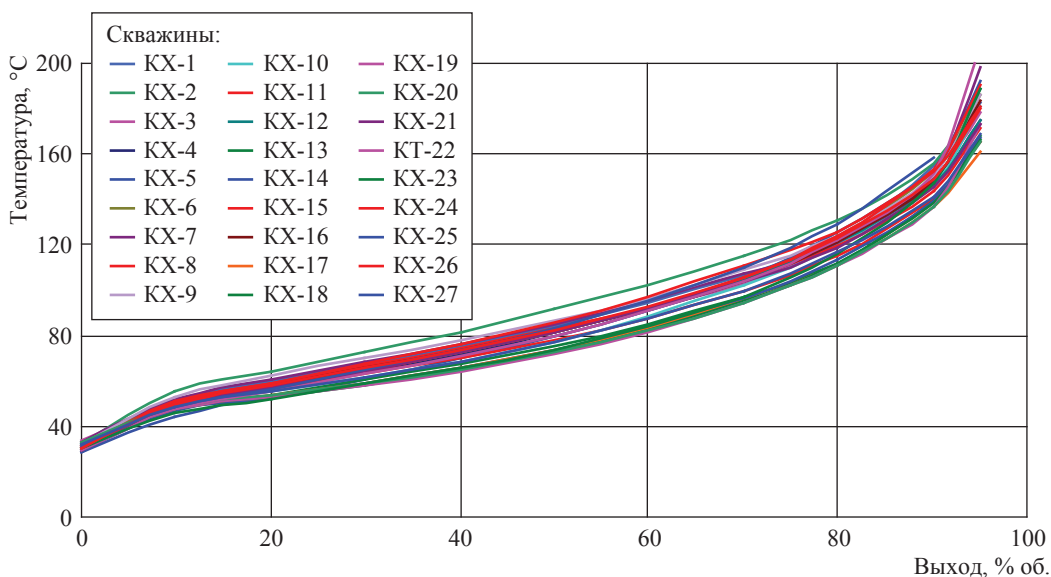


Рис. 4. Фракционный состав конденсатов хамакинского горизонта

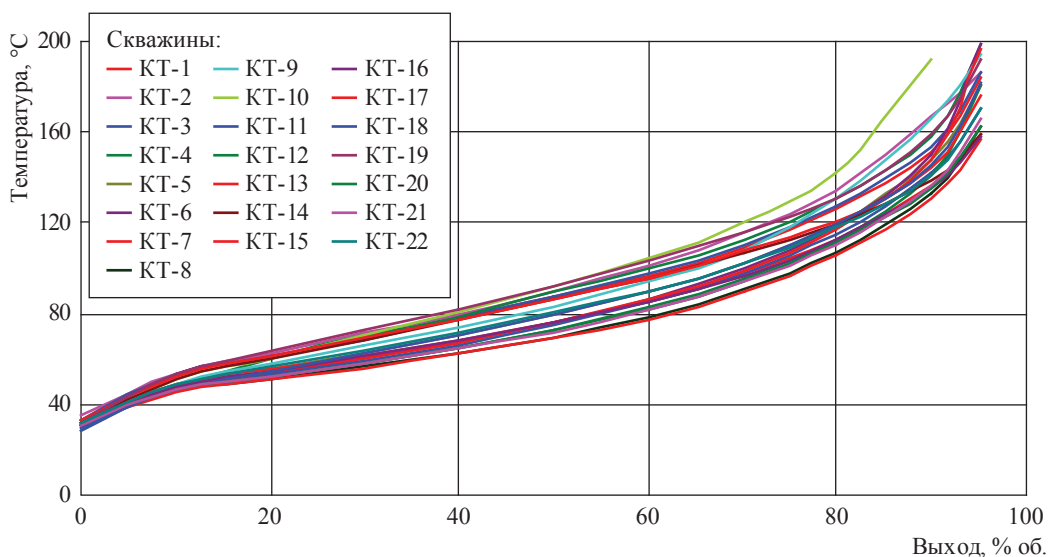


Рис. 5. Фракционный состав конденсатов талахского горизонта

фракции НК...180 и НК...200 °С. В групповом УВ-составе конденсатов (рис. 6) метановые УВ составляют 83,3...87,2 % масс. и в значительной степени преобладают над нефтеновыми (9,8...12,2 % масс.) и ароматическими (3,7...5,4 % масс.), вследствие чего относятся к метановому типу. Видно, что по УВ-составу изученные конденсаты схожи, хотя не идентичны. Самое главное, не наблюдается широкого интервала в содержании каждого вида УВ, как утверждается в научной литературе [6].

Конденсаты Тас-Юряхского НГКМ

Тас-Юряхское НГКМ расположено в Республике Саха в 75 км южнее г. Мирного и 140 км на север от г. Ленска (см. рис. 2). Месторождение открыто в 1981 г. Продуктивными являются отложения в ботубинском, осинском и талахском горизонтах. $P_{пл} = 14,6...15,4$ МПа, $T_{пл} = 11,6...12,2$ °С. По запасам газа месторождение относится к крупным.

Авторами исследованы конденсаты из скв. ТЮ-1 талахского горизонта и ТЮ-2 талахского и ботубинского горизонтов. Конденсаты легкие (плотность 0,676...0,704 г/см³), твердые парафины

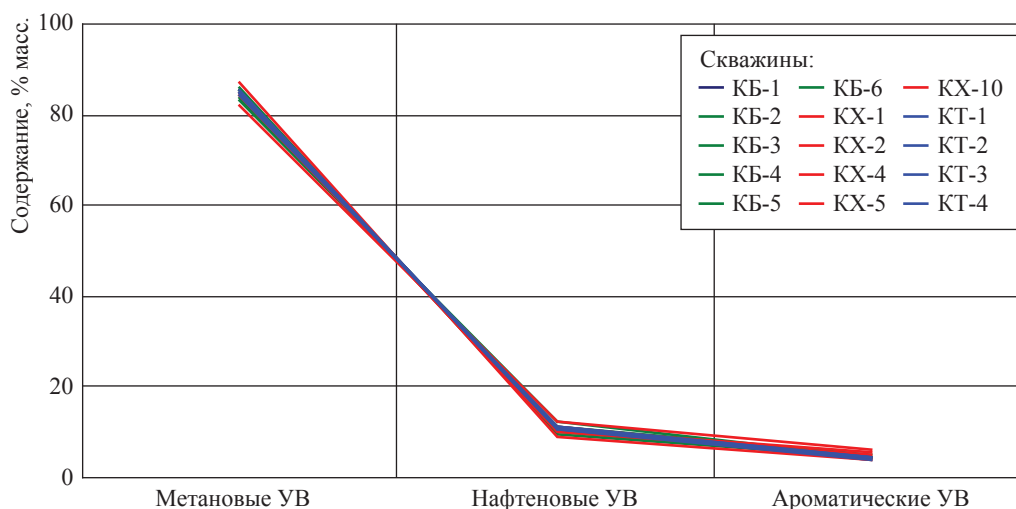


Рис. 6. Групповой УВ-состав конденсатов Чайядинского НГКМ

в них отсутствуют, сера содержится в количестве 0,03...0,06 % масс. Конденсаты выкипают в пределах 200 °С, т.е. представляют собой бензиновую фракцию. В групповом УВ-составе конденсатов содержание метановых УВ составляет 80,1...85,5 % масс., нафтенных – 10,8...13,9 % масс., ароматических – 3,7...6,1 % масс., на основании чего конденсаты можно отнести к метановому типу.

Приведенные данные о конденсатах Чайядинского и Тас-Юряхского НГКМ свидетельствуют о сходстве их физико-химических свойств и фракционных составов. Конденсаты расположены в Непско-Ботубинском районе, где на термобарические условия оказывают влияние мощные толщи ММП. В таких условиях в газовую фазу переходят только наиболее легкие УВ, а более тяжелые составляют жидкую фазу нефтяных оторочек. Подтверждением этой теории служат данные об УВ-составе бензиновых фракций нефтей Чайядинского НГКМ, который схож с УВ-составом конденсатов, что свидетельствует о едином источнике образования УВ.

Конденсаты Ковыктинского ГКМ

Ковыктинское ГКМ, открытое в 1987 г., расположено в Иркутской области на юге Сибирской платформы в пределах Ангаро-Ленской НГО на юге Непско-Ботубинской НГП (см. рис. 1). Площадь Ангаро-Ленского НГО составляет 170 тыс. км². Основным нефтегазоносным комплексом является вендский терригенный, в котором сосредоточены основные ресурсы УВ.

Ковыктинское ГКМ относится к наиболее крупным месторождениям мирового масштаба

и является самым крупным на территории Восточной Сибири. Промышленная продуктивность Ковыктинского ГКМ связана с песчаниками парфеновского горизонта нижнемотской подсвиты венда. Газоконденсатные залежи выявлены в пластах П₁ и П₂. Продуктивная часть разреза характеризуется аномальными термобарическими условиями. $T_{\text{пл}}$ не превышает 57 °С. В коллекторах парфеновского горизонта $P_{\text{пл}} = 24,4...25,9$ МПа, что на 4,7 МПа ниже гидростатического. Понятно, что пластовые условия в данном регионе более благоприятны, чем в Непско-Ботубинском районе.

Авторами исследованы конденсаты из поисково-разведочных скважин, добытые в 2006–2016 гг. Конденсаты относятся к типу легких (их плотность варьирует в интервале 0,708...0,718 г/м³), содержат 0,08...0,17 % масс. твердых парафинов, 0,07...0,11 % масс. серы. Выкипают в пределах 300 °С с остатком 3,2...3,8 % масс. Содержат в своем составе не только бензиновую, но и керосиновую, и дизельную фракции. Рис. 7 показывает, что в целом фракционные составы конденсатов схожи, однако не идентичны. Разница в температурах выкипания, например 50%-ного отгона, составляет 12...13 °С.

В групповом УВ-составе конденсатов метановые УВ (82,2...86,0 % масс.) преобладают над нафтенными (9,7...12,8 % масс.) и ароматическими (4,3...5,7 % масс.), что свидетельствует о метановом типе конденсатов.

Характерные особенности конденсатов

Конденсаты изученных месторождений имеют несколько характерных особенностей.

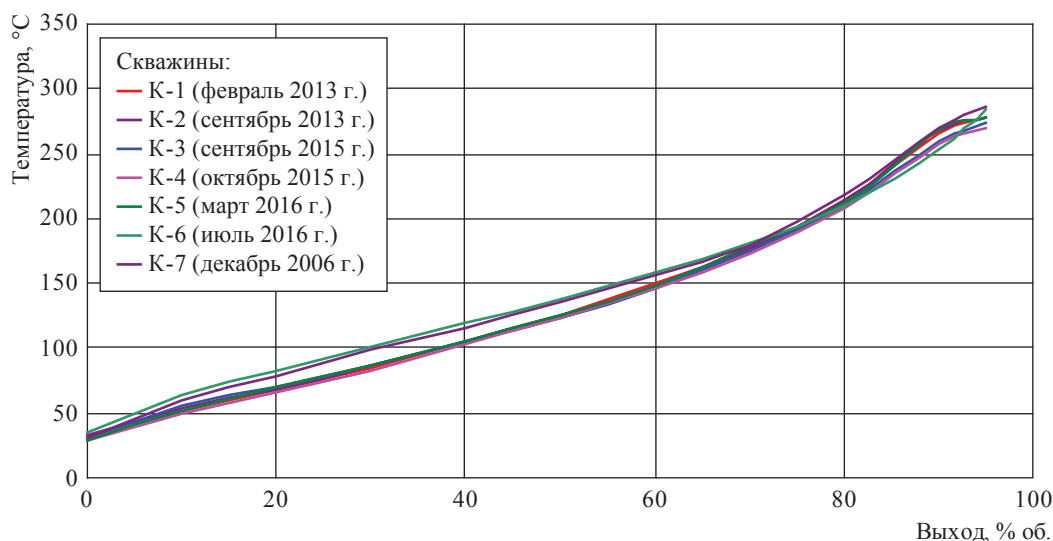


Рис. 7. Фракционный состав конденсатов Ковыктинского ГКМ

1. Химический состав конденсатов со значительным преобладанием метановых УВ над нефтяными и ароматическими. Конденсаты Ковыктинского ГКМ отличаются от конденсатов Чайядинского и Тас-Юряхского НГКМ по фракционному составу тем, что выкипают в пределах 300 °С. Однако в групповом УВ-составе этих конденсатов не наблюдается заметных различий в содержании всех основных групп УВ. Оценить особенности изученных конденсатов возможно при сравнении компонентных УВ-составов, определенных методом газожидкостной хроматографии (табл. 1).

Данные табл. 1 свидетельствуют, что конденсаты Чайядинского (трех горизонтов) и Тас-Юряхского месторождений по компонентному составу схожи между собой, но отличаются от конденсатов Ковыктинского месторождения. Если суммарное количество алканов у всех конденсатов одного порядка: 83,08...84,69 % масс. у конденсатов

Чаядинского и Тас-Юряхского месторождений и 80,82 % масс. в Ковыктинском, то распределение нормальных алканов и изоалканов различное. В конденсатах Ковыктинского месторождения содержание н-алканов меньше (31,46 % масс.), а содержание изоалканов выше (49,36 % масс.), чем в конденсатах Чайядинского и Тас-Юряхского месторождений (43,56...46,77 и 37,41...38,27 % масс. соответственно). Содержание моно-, ди- и три-замещенных изоалканов в конденсатах Ковыктинского месторождения выше, чем в конденсатах двух других месторождений. Содержание цикланов (нафтяных УВ) и аренов (ароматических УВ) находится на сопоставимом уровне, вследствие чего групповые составы конденсатов трех месторождений схожи, что свидетельствует о том, что они принадлежат к единому генетическому типу. Тем не менее, согласно результатам исследования компонентного состава, конденсаты Ковыктинского

Таблица 1

Особенности компонентного состава конденсатов, % масс.

Класс углеводородов	Чаядинское НГКМ, горизонт			Тас-Юряхское НГКМ	Ковыктинское ГКМ
	ботуобинский	хамакинский	талахский		
Алканы, в том числе:	84,98	83,08	84,69	84,17	80,82
• нормальные алканы	46,78	43,56	46,42	46,77	31,46
• изоалканы, в том числе:	38,20	40,71	38,27	37,41	49,36
– монозамещенные	31,74	33,61	31,98	30,61	35,92
– дизамещенные	5,43	6,19	5,29	5,46	10,42
– тризамещенные	1,03	0,92	0,52	1,34	2,72
Цикланы	10,16	10,43	10,44	11,02	10,99
Арены	4,20	4,74	3,87	3,95	4,93
Олефины	0,07	0,11	0,12	0,12	0,10

Таблица 2

Содержание n-алканов в конденсатах, % масс.

Углеводород	Чаяндинское НГКМ	Тас-Юряхское НГКМ	Ковыктинское ГКМ
Н-пентан	11,7...17,9	15,4...15,6	11,7...20,8
Н-гексан	10,1...12,8	11,3...13,6	10,0...12,2
Н-гептан	6,5...9,5	7,3...11,0	6,7...8,2
Н-октан	2,7...5,0	3,4...5,8	2,7...3,9

месторождения богаче по составу компонентов. В отличие от конденсатов Чаяндинского и Тас-Юряхского месторождений, эти конденсаты содержат керосиновую фракцию 120...240 °С и фракцию дизельного топлива 160...300 °С, а это предопределяет другие направления переработки.

2. *Наличие в составе конденсатов высоких количеств легких УВ нормального строения* (табл. 2). Их содержание варьирует в интервалах, % масс.: н-пентана – 11,7...20,8; н-гексана – 10,1...13,6; н-гептана – 6,5...11,0; н-октана – 2,7...5,8, в сумме составляя почти треть от массы конденсата.

3. *Наличие в составе конденсатов олефинов (непредельных УВ)* (см. табл. 1). Присутствие в конденсатах олефинов встречается в природе крайне редко, если судить по опубликованным данным. Содержание олефинов невысокое – в пределах 0,07...0,12 % масс. В качестве одной из причин образования олефинов в конденсатах некоторые авторы называют радиоактивность вмещающих пород [12].

Характерные особенности химического состава конденсатов предопределяют пути их рационального использования.

Геохимические исследования конденсатов

Геохимические исследования затронули проблему флюидосообщаемости природных резервуаров на данных месторождениях. Одним из методов, позволяющих оценить наличие или отсутствие горизонтальной и вертикальной флюидосообщаемости природных резервуаров, их протяженность, экранирующую или флюидопроводящую роль разломов, является широко применяемый в резервуарной геохимии метод «отпечатков пальцев» [13]. В основе метода лежит закономерность, установленная на многих месторождениях. Она заключается в том, что различия флюидов по параметрам углеводородного состава в пределах месторождения, как правило, вызваны разобщенностью резервуаров или отдельных участков сложно-построенного резервуара, что препятствует

перемешиванию флюидов. В едином резервуаре таких различий не наблюдается [14].

Метод «отпечатков пальцев» заключается в сравнении диаграмм, построенных по соотношениям высот парных пиков, выбранных в двух интервалах хроматограмм. Совпадение диаграмм указывает на общность природного резервуара, расхождение более чем на 5 % – на принадлежность к разным резервуарам.

Сравнение диаграмм для конденсатов из разных скважин с целью установления возможной латеральной и вертикальной флюидосообщаемости приведено на рис. 8. Видно, что для конденсатов всех трех горизонтов Чаяндинского НГКМ звездные диаграммы схожи в пределах каждого горизонта, что указывает на наличие латеральной флюидосообщаемости вмещающих резервуаров. В то же время диаграммы каждого горизонта отличаются друг от друга, что свидетельствует о затрудненном вертикальном флюидосообщении по разрезу месторождения.

На рис. 9 показаны звездные диаграммы для скв. КБ-4 Чаяндинского месторождения, вскрывшей три горизонта (см. а). Они отличаются друг от друга в заметной степени, что указывает на разобщенность вмещающих флюиды резервуаров, препятствующую их перемешиванию. Там же показано отсутствие флюидосообщаемости между скважинами Тас-Юряхского НГКМ (см. рис. 9б), о чем свидетельствует заметное различие в диаграммах.

Диаграммы конденсатов из пяти исследованных скважин Ковыктинского ГКМ (см. рис. 9в), очень схожи между собой, что позволяет предположить единство вмещающего резервуара на отдельном участке горизонта или хорошее флюидосообщение между пластами, вскрытыми этими скважинами.

Перспективы использования конденсатов

Бензиновые фракции конденсатов всех исследованных месторождений, а именно НК...120 °С и НК...200 °С, характеризуются низким содержанием серы (0,01...0,04 % масс.) и высокими

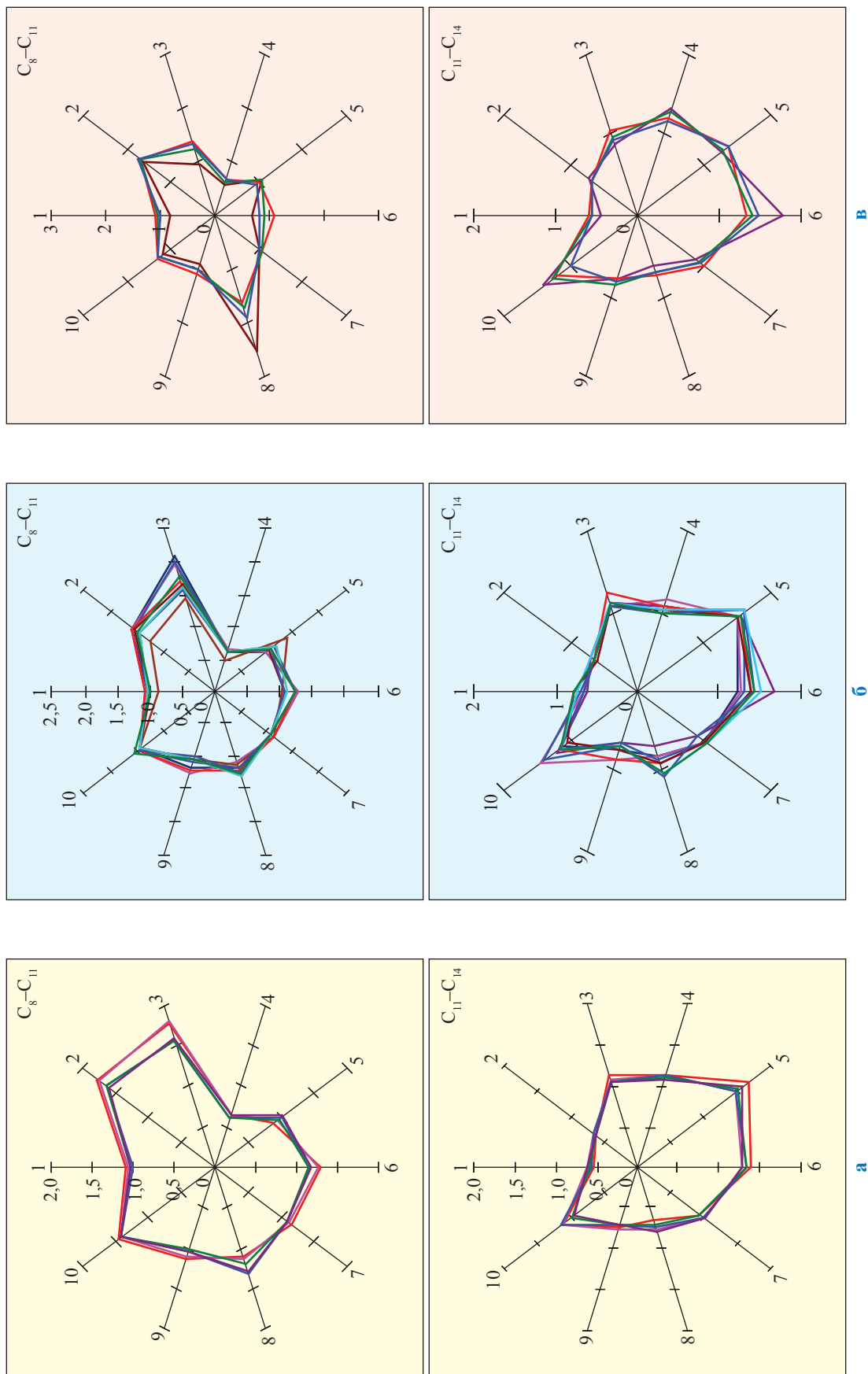
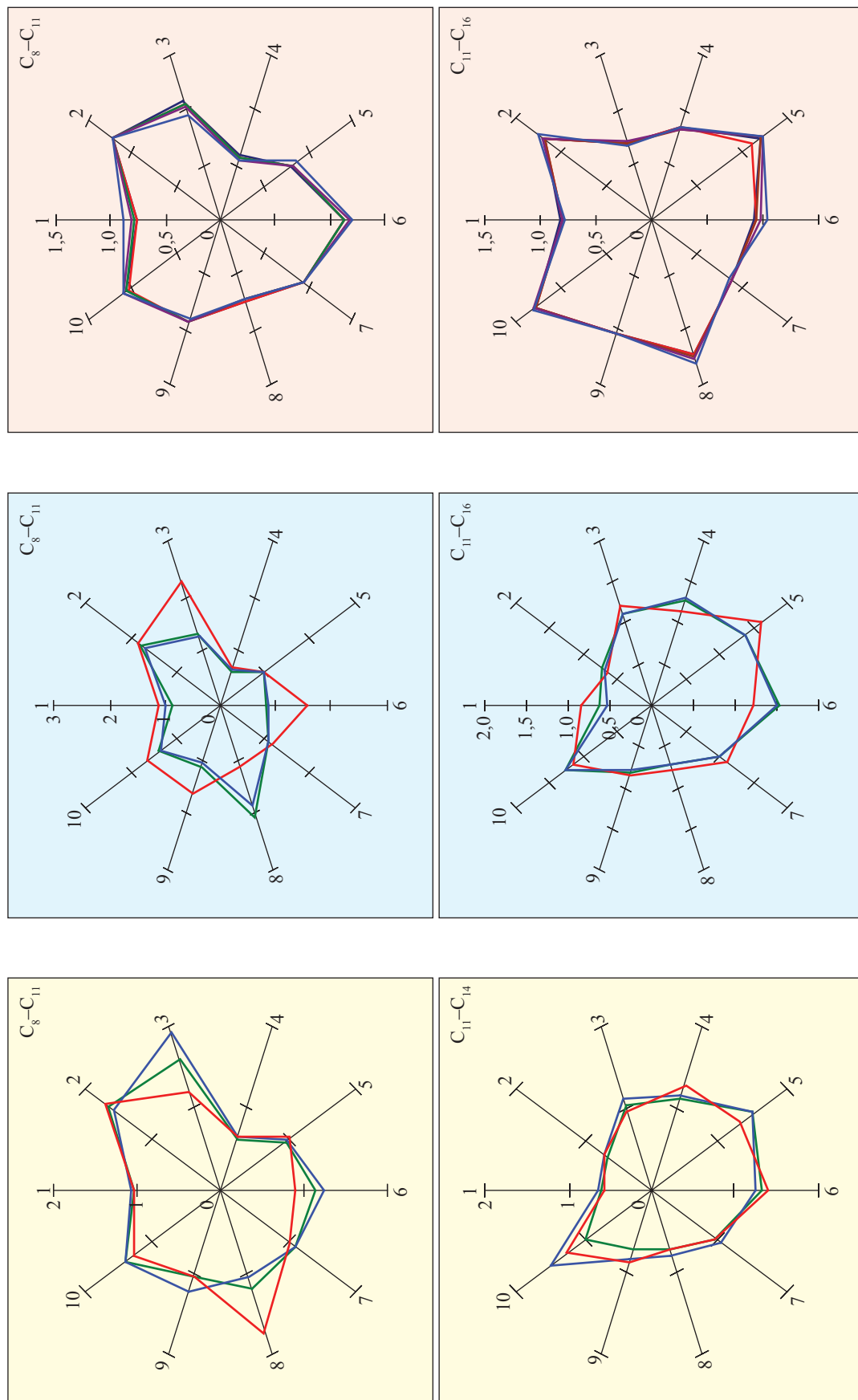


Рис. 8. Сравнение диаграмм для конденсатов продуктивных горизонтов Чайдинского НГКМ: а – ботубинского; б – хамакинского; в – талахского



а
Скв. КБ-4, горизонт:
— ботубинский — хамакский — талахский

б
Скважина, горизонт:
— ТЮ-2, талахский — ТЮ-1, талахский

в
Скважина:
— К-1 — К-2 — К-4 — К-5 — К-6

Рис. 9. Сравнение диаграмм для конденсатов из скважин Чаиндинского НГКМ (а), Тас-Юряхского НГКМ (б) и Ковыктинского ГКМ (в)

выходами: 65...68 и 90...92 % масс. соответственно. Однако эти фракции имеют невысокие октановые числа (53,7...57,7), обусловленные значительным преобладанием метановых УВ в составе, что препятствует применению их в качестве основы для производства автомобильных топлив.

Рациональным можно считать использование конденсата в качестве разбавителя нефти Чаюдинского НГКМ, что будет способствовать, во-первых, увеличению выхода бензиновой фракции нефти, однородной по химическому составу конденсата, во-вторых, улучшению вязкостных характеристик нефти.

Альтернативным и перспективным направлением применения конденсатов является нефтехимическое:

- производство индивидуальных н-алканов, присутствующих в конденсате в значительных количествах. Эти углеводороды являются ценным химическим сырьем. С учетом их потенциального содержания и объемов добычи конденсата может быть достигнуто масштабное производство этих ценных УВ;
- использование фракции C_5-C_6 , содержащейся в конденсатах в больших количествах, на установке изомеризации с целью получения высокооктановых компонентов бензина.

Таким образом, конденсаты Непско-Ботуобинской НГП Сибирской платформы отличаются по химическому и фракционному составу в зависимости от районирования. Непско-Ботуобинский район Непско-Ботуобинской НГО, в котором расположены мощные толщи ММП, характеризуется аномальными пластовыми условиями. Конденсаты расположенных в этом районе месторождений (в том числе Чаюдинского и Тас-Юряхского НГКМ) представляют собой легкие флюиды плотностью 0,680...0,690 г/см³, практически полностью выкипающие при температурах до 200 °С, относятся к метановому типу, имеют схожие, но не идентичные физико-химические характеристики.

По мере продвижения на юг Непско-Ботуобинской НГП и далее на юг Сибирской платформы наблюдается закономерность в изменении состава и свойств конденсатов по мере изменения пластовых условий, а именно: расширение фракционного состава и обогащение УВ-состава с увеличением значений $P_{пл}$ и $T_{пл}$.

Конденсаты Ковыктинского ГKM в Ангаро-Ленской НГО также относятся к типу легких метановых, однако их фракционный состав более обширен (до 300 °С), а УВ-состав богаче компонентами. Они содержат керосиновую и дизельную топливные фракции.

К характерным особенностям всех исследованных конденсатов относятся: химический состав, характеризующийся значительным преобладанием метановых УВ над нефтяными и ароматическими; наличие в составе конденсатов значительных количеств легких индивидуальных УВ (н-пентана, н-гексана, н-гептана); присутствие в составе конденсатов олефиновых УВ.

Перспективными направлениями использования конденсатов можно считать использование конденсатов Чаюдинского и Тас-Юряхского НГКМ в качестве разбавителей для соответствующих нефтей, производство индивидуальных УВ состава C_5-C_8 , а также использование фракции C_5-C_6 на установках изомеризации с целью получения высокооктановых компонентов бензина.

Список литературы

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
2. Чернова О.С. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных территорий / О.С. Чернов. – Томск: ТПУ, 2008. – 256 с.
3. Каламкаров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран / Л.В. Каламкаров. – М.: Нефть и газ, 2005. – 570 с.
4. Максимов С.П. Состояние изученности условий формирования газоконденсатных месторождений в СССР и за рубежом / С.П. Максимов, М.И. Лоджевская // Труды ВНИГНИ. – 1980. – Вып. 219: Особенности формирования газоконденсатных месторождений. – С. 3–37.
5. Мельников Н.В. Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции / Н.В. Мельников, А.А. Вымятин, П.Н. Мельников и др. // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 701–720.
6. Каширцев В.А. Органическая химия нафтидов востока Сибирской платформы / В.А. Каширцев. – Якутск: Якутский филиал Изд-ва СО РАН, 2003. – 160 с.

7. Иванова И.К. Особенности индивидуального углеводородного состава светлых фракций нефтей и конденсатов востока Сибирской платформы: дис. ... канд. хим. наук / И.К. Иванова; Институт проблем нефти и газа СО РАН. – Томск, 2004. – 117 с.
8. Фукс А.Б. Пластовые углеводородные системы и продуктивность месторождений южной части Лено-Тунгусской НПП: дис. ... д-ра геол.-мин. наук / А.Б. Фукс. – Томск, 2000. – 271 с.
9. Парфёнова Н.М. Флюиды Чаяндинского НГКМ: физико-химические характеристики / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // Oil&Gas Journal Russia. – 2012. – № 8. – С. 64–71.
10. Парфёнова Н.М. Физико-химическая характеристика конденсатов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. / под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 20–35. – (Вести газовой науки).
11. Парфёнова Н.М. Углеводородное сырье Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть / Н.М. Парфёнова, Е.Б. Григорьев, Л.С. Косякова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30). – С. 139–149.
12. Соболева Е.В. Химия горючих ископаемых / Е.В. Соболева, А.Н. Гусева. – М.: МГУ, 1998. – 110 с.
13. 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.
14. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов / М.В. Дахнова // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 78–97.

Attributes of the condensates from Lena-Tungus oil-gas-bearing province

N.M. Parfenova¹*, Ye.B. Grigoryev¹, L.S. Kosyakova¹, I.M. Shafiyev¹, V.A. Loginov¹, R.Yu. Narenkov¹, M.M. Kubanova¹, A.D. Lyugay¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. The article briefly reviews characteristics of the condensates from three oil-gas-bearing provinces (OGBP) being the parts of Siberian platform. It is shown that the properties and the compositions of these condensates are not alike neither within each OGBP, nor within oil-gas-bearing areas (OGBA).

The results of a complex physical-chemical study (2009–2018) of condensates from three the biggest Lena-Tungus OGBP's fields such as Chayanda, Kovykta, and Tas-Yuryakh ones are synthesized, namely: the special attributes of the condensates are pointed out, and the ways of their rational application are recommended.

Depending on zoning, the Nepa-Botuoba OGBP's condensates vary by chemical and fractional compositions. Nepa-Botuoba region of the homonymic OGBP, which contains huge permafrost agglomerations, is known by the abnormal in-situ conditions. The condensates from this region (including Chayanda and Tas-Yuryakh fields) are the light fluids with 0,680...0,690 g/sm³ density, which almost completely boil away under the temperatures before 200 °C. They belong to a methane-like type, and have alike, but not identical physical-chemical characteristics.

While moving southwards of Nepa-Botuoba OGBP and farther southwards Siberian platform the properties of the condensates transform together with changing of in-situ conditions, namely: as the in-situ pressures and temperatures grow, the fractional and the hydrocarbon compositions of the condensates enrich. The condensates of Kovykta gas-condensate field, which locates within Angara-Lena OGBA, also belong to the type of light methane ones, but their fractional composition is wider (up to 300 °C), and hydrocarbon composition is more rich. So, the special attributes of these condensates are pointed out, and the ways for their rational application are recommended.

Keywords: Siberian Platform, gas condensates, distillation characteristics, hydrocarbon-type composition, Chayanda oil-gas-condensate field, Kovykta gas-condensate field, Tas-Yuryakh oil-gas-condensate field.

References

1. KONTOROVICH, A.E., V.S. SURKOV, A.A. TROFIMUK (Eds.). *Petroleum and gas geology of Siberian Platform* [Геология нефти и газа Сибирской платформы]. Moscow: Nedra, 1981. (Russ.).

2. CHERNOVA, O.S. *Oil-gas-bearing provinces in Russia and at the contiguous territories* [Neftegazonosnyye provintsii Rossii i sopredelnykh territoriy]. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2008. (Russ.).
3. KALAMKAROV, L.V. *Oil-gas-bearing provinces and areas of Russia and contiguous territories* [Neftegazonosnyye provintsii i oblasti Rossii i sopredelnykh stran]. Moscow: Neft i gaz, 2005. (Russ.).
4. MAKSIMOV, S.P., M.I. LODZHEVSKAYA. Coverage of knowledge about conditions of gas-condensate fields forming in the USSR and in foreign countries [Sostoyaniye izuchennosti usloviy formirovaniya gazokondensatnykh mestorozhdeniy v SSSR i za rubezhom]. *Trudy VNIGNI*. 1980, is. 219: Peculiar features in generation of gas-condensate fields [Osobennosti formirovaniya gazokondensatnykh mestorozhdeniy], pp. 3–37. (Russ.).
5. MELNIKOV, N.V., A.A. VYMYATIN, P.N. MELNIKOV et al. Possibility to discover new big oil deposits in a main belt of gas-oil-bearing capacity of Lena-Tungus province [Vozmozhnosti otkrytiya novykh krupnykh zalezhey nefti v glavnom poyase gazoneftenosnosti Leno-Tungusskoy provintsii]. *Geologiya i Geofizika*. 2014, vol. 55, no. 5–6, pp. 701–720. ISSN 0016-7886. (Russ.).
6. KASHIRTSEV, V.A. *Organic chemistry of naphthides from the East of Siberian Platform* [Organicheskaya khimiya naftidov vostoka Sibirskoy platform]. Yakutsk: Yakutsk subsidiary of the Publishers of the Siberian branch of RAS, 2003. (Russ.).
7. IVANOVA, I.K. *Special features of individual hydrocarbon composition of the light oil and condensate fractions from the East of Siberian Platform* [Osobennosti individualnogo uglevodorodnogo sostava svetlykh fraktsiy neftey i kondensatov vostoka Sibirskoy platformy]: Candidate thesis (chemistry). Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the RAS. Tomsk, 2004. (Russ.).
8. FUKS, A.B. *Bedded hydrocarbon systems and productive capacity of the fields in the southern part of Lena-Tungus oil-gas-bearing province* [Plastovyye uglevodorodnyye sistemy i produktivnost mestorozhdeniy yuzhnoy chasti Leno-Tungusskoy NGP]. Dr. Thesis (geology and mineralogy). Gazprom VNIIGAZ LLC. Tomsk, 2000. (Russ.).
9. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.Yu. ARTEMYEV et al. Fluids of Chayanda oil-gas-condensate field: Physical-chemical characteristics [Flyuifu Chayandinskogo NGKM: fiziko-khimicheskiye kharakteristiki]. *Oil&Gas Journal Russia*. 2012, no. 8, pp. 64–71. ISSN 19958137. (Russ.).
10. 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 neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. In: *Vesti Gazovoy Nauki*. Important to study hydrocarbon reservoir: collected book. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, pp. 20–35. (Russ.).
11. PARFENOVA, N.M., Ye.B. GRIGORYEV, L.S. KOSYAKOVA et al. Raw hydrocarbons of Chayanda oil-gas-condensate field: gas, condensate and oil [Uglevodorodnoye serye Chayandinskogo NGKM: gaz, kondensat, nefit]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 2 (30): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 139–149. ISSN 2306-8949. (Russ.).
12. SOBOLEVA, Ye.V., A.N. GUSEVA. *Chemistry of fossil fuels* [Khimiya goryuchikh iskopayemykh]. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 1998. (Russ.).
13. 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. In: *Proceedings of Indonesian Petroleum Association. 16th Annual Convention*. 1987.
14. DAKHNOVA, M.V. Application of geochemical research methods during search, exploration and development of hydrocarbon fields [Primeneniye geokhimicheskikh metodov issledovaniy pri poiskakh, razvedke i razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefiti i Gaza*. 2007, no. 2, pp. 78–97. ISSN 0016-7894. (Russ.).