

ОСОБЕННОСТИ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА КОНДЕНСАТОВ ПЕРВОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*В.Ю. Артемьев, Л.С. Косякова, Н.М. Парфенова,
И.М. Шафиев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
Э.Т. Стройный (ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой»)*

Нижнемеловые залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) разрабатываются с 1985 г. Они объединены в отдельные эксплуатационные объекты с учетом геологических характеристик, составов пластового флюида и термобарических параметров. Сначала в разработку были введены три эксплуатационных объекта:

2-й объект – залежи пластов $БУ_8^0$, $БУ_8$ и $БУ_9$;

3-й объект – залежи пластов $БУ_{10}$, $БУ_{11}$ и $БУ_{12}^1$;

4-й объект – залежи пластов $БУ_{12}^2$, $БУ_{13}$ и $БУ_{14}$.

С 1993 г. началась разработка 1-го эксплуатационного объекта в зоне УКПГ-1АВ и УКПГ-8В. В этот объект включены верхние продуктивные пласты неокома (от $AУ_9$ до $БУ_6$) и нижние – покурской свиты верхнего мела (от $ПК_{16}$ до $ПК_{21}$). При проектировании продуктивные пласты данного объекта были сгруппированы в два подобъекта: 1А – пласты от $ПК_{16}$ до $ПК_{21}$ и 1Б – от $AУ_9$ до $БУ_6$. В пределах Северного купола УНГКМ (УКПГ-8В) скважинами дренируются запасы залежей $БУ_0$, $БУ_{1-2}$, $БУ_{5-6}$. Группа пластов АУ и ПК не эксплуатируется [1].

Мониторинг компонентного состава конденсатов большого массива скважин 1–4 эксплуатационных объектов УНГКМ показал, что в основном это конденсаты метаново-нафтенного типа [2].

В некоторых скважинах 1-го объекта были обнаружены нефтеновые конденсаты. Газоконденсатные системы такого типа ранее были выявлены на месторождениях Западной Сибири (Медвежье, Русское), Западного Предкавказья (Анастасиевское), Бухаро-Хивинской области (Газли, Джаркак, Гугуртли), Центрально-Каракумского свода (Дарваза, Шиих) и др. на небольших (до 1,5 км) глубинах [3].

В настоящей работе рассматриваются особенности компонентного состава конденсатов 1-го эксплуатационного объекта, выявленные физико-химическими методами.

Газохроматографические исследования

Газохроматографические (ГХ) исследования проводились с применением газовых хроматографов фирм Perkin-Elmer и Varian. Изучен компонентный состав конденсатов большого массива (более 20) скважин 1-го эксплуатационного объекта. При изучении конденсатов методом газожидкостной хроматографии были получены два типа хроматограмм (рис. 1).

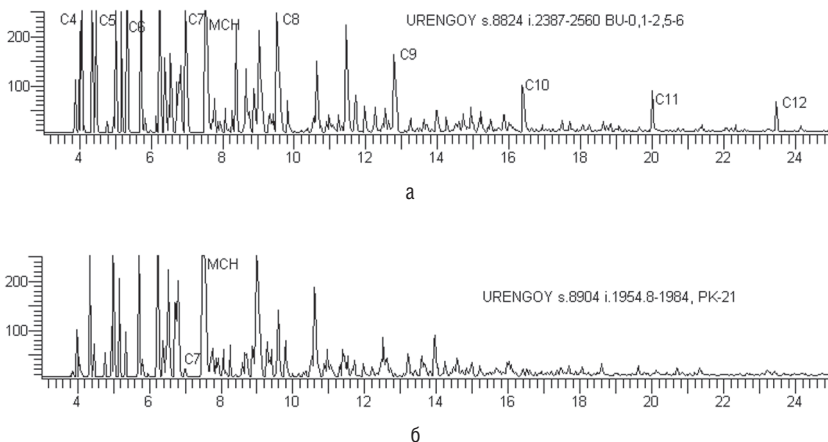


Рис. 1. Типичные хроматограммы конденсатов Уренгойского месторождения: а – хроматограммы метаново-нефтеновых конденсатов с четкими пиками нормальных и изопреноидных алканов; б – хроматограммы нефтеновых конденсатов, на которых пики нормальных алканов практически отсутствуют

Наиболее часто встречающийся тип – это хроматограммы метаново-нафтенных конденсатов с четкими пиками нормальных и изопреноидных алканов (см. рис. 1а). Такого типа хроматограммы получены для конденсатов из скв. 1580 (ПК₁₈, ПК₂₁, БУ_{0,1-2}), 1584, 1579 (ПК_{18,21}), 8295 (БУ_{1-2,5}), 8824 (БУ_{0,1-2,5-6}), 8835 (БУ_{0,1-2}) и др. (более 20 скважин подобъектов 1А и 1Б). Диапазон интервалов перфорации по скважинам составил 1700–2500 м.

Редко встречающийся тип (из 70 изученных проб по четырем эксплуатационным объектам УНГКМ – всего 5) – хроматограммы нафтенных конденсатов, на которых пики нормальных алканов практически отсутствуют (см. рис. 1б). Это конденсаты из скв. 1574 (ПК₁₈), 1585 (ПК_{18,21}), 8903 (ПК_{19, 21}), 8904 и 8922 (ПК₂₁) подобъекта 1А. Глубина обнаружения этих конденсатов составляет 1670–1997 м.

Различия в хроматограммах связаны с особенностями компонентного состава изученных образцов. Так, например, типичные метаново-нафтенные конденсаты 1А подобъекта из скв. 1584 и 1579 пластов ПК₁₈ и ПК₂₁ на текущий момент в своем составе содержат 18,52–17,69 % масс. нормальных алканов (без учета высокой доли изомерных алканов) и 2,76–3,03 % масс. легких ароматических углеводородов. Для них характерны также высокие количества легких нафтенных углеводородов (21,29–23,11 % масс.) и низкое содержание изопреноидных алканов – 0,34–0,50 % масс. Соотношения, рассчитанные по компонентному составу: МЦП-МЦГ/н-алканы и ароматика/МЦП + МЦГ, соответственно равны 0,84–0,94; 0,19–0,17.

Протяженность ряда нормальных алканов исследуемых конденсатов невелика и составляет C₃–C₁₇₋₁₈, молекулярно-концентрационный максимум приходится на н-C₆. Изученные конденсаты на 66,70–75,26 % масс. состоят из легкокипящих углеводородов C₅–C₈ (бензиновая фракция с пределами кипения НК–125 °С), на фракцию высококипящих углеводородов приходится 0,16–0,18 % масс., фракция C₂₀₊ (твердые парафиновые углеводороды) отсутствует [4]. Коэффициенты Остроухова и Тихомирова [5], рассчитанные по нормальным алканам ($K_1 = C_{13}-C_{15} / C_{15}-C_{19}$ и $K_2 = C_{15}-C_{19} / C_{19}-C_{23}$), определяют эти конденсаты как очень легкие, что связано с сокращением ряда нормальных алканов с падением пластового

давления в скважинах до 10,73–10,33 МПа. Потенциальное содержание конденсата в добываемом газе (PC_{5+}) соответственно невелико и составляет 23,9–21,70 г/м³.

Особенностью 1А подобъекта является обнаружение в некоторых скважинах УКПГ-1АВ и УКПГ-8В нефтяных конденсатов (см. рис. 1б). В пробах конденсата из скважин практически отсутствуют нормальные алканы, доля которых составляет не более 3,6 % масс., и велика доля изоструктур – отношение ациклических изопреноидных алканов к нормальным составляет 0,27–0,68; в то время как в метаново-нефтяных конденсатах это отношение обычно равно 0,02–0,03. Кроме того, можно отметить, что при близком содержании легких ароматических углеводородов (1,95–1,13 % масс.) в конденсатах УКПГ-8В обнаружено около 30 % масс. легких нефтяных углеводородов, а в скв. 1574 и 1585 УКПГ-1В в 3 раза меньше – 9,56–12,28 % масс.

В скв. 1574, 1585 и 8903 пластовое давление с начала разработки (17–19 МПа) упало до 10,17–13,98 МПа. Потенциал C_{5+} при этом снизился до 6,90 г/м³ в конденсатах из скв. 1574 и 1585 и до 12 г/м³ в конденсате из скв. 8903. В нефтяных конденсатах из скв. 8904 и 8922 при пластовом давлении 14,31–15,69 МПа потенциальное содержание C_{5+} составляет 40,50–43,70 г/м³.

На основании данных ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» для подобъекта 1А построены графики зависимости потенциального содержания конденсата в пластовом газе от пластового давления в динамике от начального пластового давления до давления на текущий момент исследования (рис. 2).

Единой зависимости получено не было: точки с хорошей корреляцией расположились на двух кривых. Заметная разница в потенциальном содержании C_{5+} у данных конденсатов, возможно, связана с особенностями флюидов, поступающих в эти скважины дополнительно из пластов ПК₁₈ и ПК₁₉. Так, для них характерны низкие значения фракции легкокипящих углеводородов C_5 – C_8 – 24,43–29,65 % масс. (в метаново-нефтяных конденсатах из подобъекта 1А эта фракция составляет 50–70 % масс., в нефтяных конденсатах из скв. 8904 и 8922 – 48–50 % масс.).

Таким образом, метаново-нефтяные и нефтяные конденсаты подобъекта 1А различаются по характеру изменения потенци-

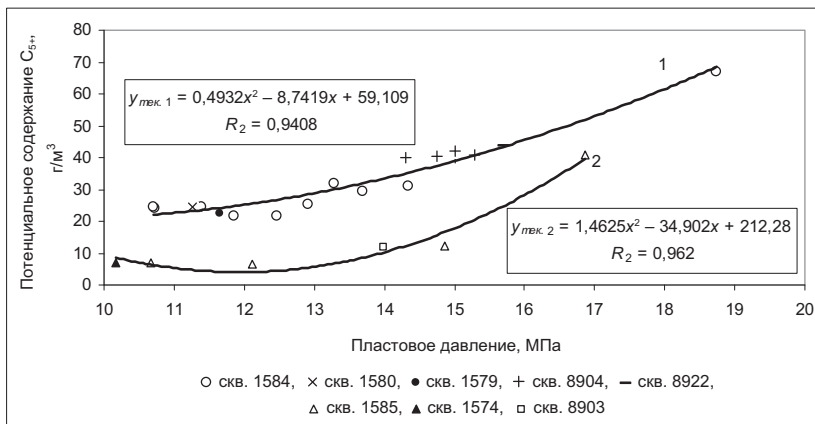


Рис. 2. Зависимость потенциального содержания конденсата C_{5+} от пластового давления для конденсатов 1А подбъекта Уренгойского месторождения:
1 – кривая изменения текущих потенциалов C_{5+} метаново-нафтенных конденсатов подбъекта 1А, включая скв. 8904 и 8922, продуцирующие нафтенные конденсаты;
2 – кривая изменения текущих потенциалов C_{5+} для нафтенных конденсатов из скв. 1574, 1585 и 8903

ального содержания конденсата в добываемом пластовом газе в зависимости от пластового давления.

Хроматограммы конденсатов подбъекта 1Б являются типичными для метаново-нафтенных конденсатов (см. рис. 1а). Пластовое давление в скважинах в 2007–2009 гг. составляло 15,50–17,47 МПа, протяженность ряда нормальных алканов C_3 – C_{19-20} , молекулярно-концентрационный максимум расположен в области углеводородов C_5 . На легкокипящие углеводороды C_5 – C_8 приходится более 60 % масс., фракция C_{16} – C_{19-20} составляет 0,47–0,60 % масс., фракция C_{20+} присутствует в количестве не более 0,01 % масс.

Изученные конденсаты подбъекта 1Б имеют близкий компонентный состав. Доля нормальных алканов составляет 25,03–27,84 % масс., сумма изопреноидных алканов – 0,67–0,90 % масс., легких нафтенных углеводородов – 17,86–18,13 % масс., легких ароматических – 5,51–5,79 % масс.

В изученных скважинах подбъекта 1Б на исследуемый период пластовое давление составляет 17,47–15,50 МПа (выше, чем в скважинах подбъекта 1А). Соответственно и потенциальное со-

держание углеводородов C_{5+} в пластовом газе по подобъекту 1Б выше и составляет 55–70 г/м³. На рис. 3 приведена зависимость потенциального содержания C_{5+} от пластового давления для конденсатов подобъекта 1Б, построенная по данным ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой».

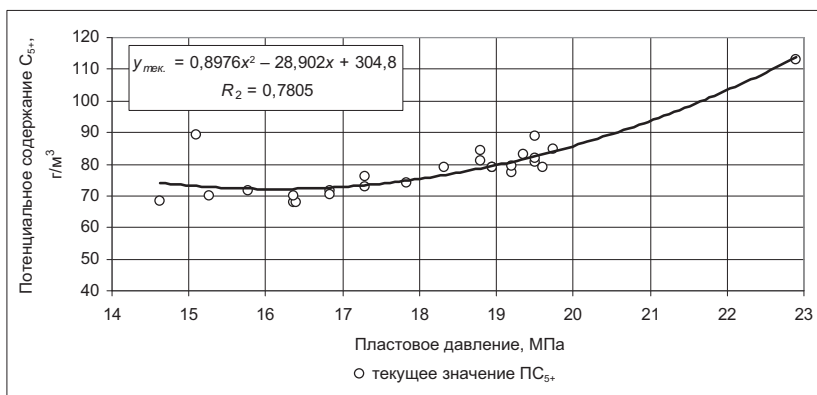


Рис. 3. Зависимость потенциального содержания конденсата C_{5+} от пластового давления для конденсатов подобъекта 1Б Уренгойского месторождения

По результатам проведенного мониторинга установлено, что компонентный состав метаново-нафтеновых конденсатов подобъектов 1А и 1Б заметно отличается. Разница проявляется в значениях соотношений ароматика / МЦП + МЦГ, МЦП + МЦГ / н-алканы, ароматика / н-алканы.

Различия в соотношениях, полученные при исследовании текущего компонентного состава конденсатов 1-го объекта Уренгойского месторождения, позволили провести дифференциацию метаново-нафтеновых конденсатов подобъектов 1А и 1Б (рис. 4).

Согласно данным рис. 4 метаново-нафтеновые конденсаты 1-го объекта по предложенным параметрам дифференцируются по двум областям – подобъектам А и Б. Нафтеновые конденсаты из подобъекта 1А на этом графике выходят за область значений соотношений МЦП + МЦГ / н-алканы больше 1, так как в них практически отсутствуют нормальные алканы.

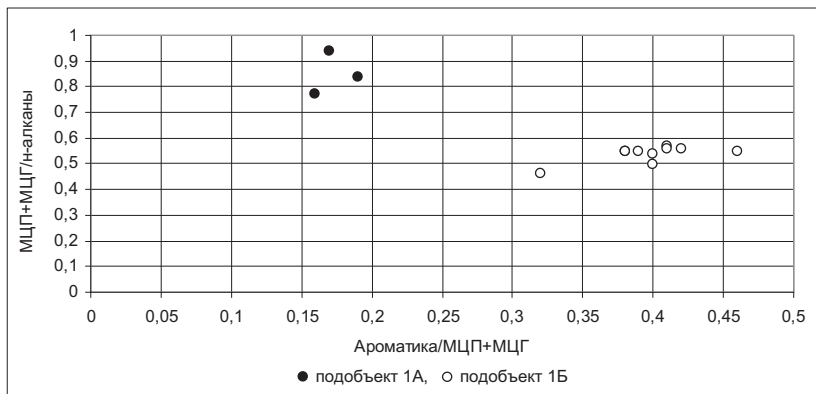


Рис. 4. Дифференциация метано-нафтеновых конденсатов подобъектов 1А и 1Б Уренгойского месторождения

Инфракрасные исследования

Инфракрасные исследования конденсатов 1-го объекта показали, что для основной массы изученных проб наблюдается значительное сходство как по виду спектров (рис. 5), так и набору полос поглощения и рассчитанных на их основе спектральных коэффициентов.



Рис. 5. Типичный ИК-спектр конденсатов Уренгойского НГКМ (метаново-нафтеновый тип)

Для конденсатов 1-го объекта характерно высокое содержание нафтеновых структур, но даже на этом фоне выделяется группа образцов подобъекта 1А (скв. 1574, 1585, 8903, 8904, 8922) с отличным и специфическим спектром (рис. 6).

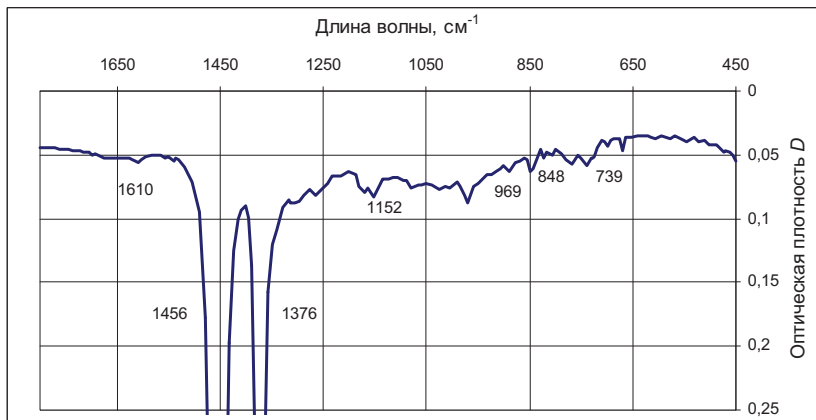


Рис. 6. ИК-спектр конденсата нафтенового типа

Данный спектр характеризуется почти полным «вырождением» большинства полос поглощения. На нем отсутствуют как полосы ароматических (1608, 700–800 см^{-1}), так и парафиновых (720–724 см^{-1}) структур. Наиболее значимыми фиксируются полосы 965–970 и 1030–1032 см^{-1} , характерные для нафтеновых структур.

Таким образом, по типу спектров все исследованные конденсаты 1-го объекта можно разбить на 2 неравные группы: метаново-нафтеновые (основная группа) и нафтеновые (скв. 1574, 1585, 8903, 8904, 8922).

По данным ИТЦ «Газпром добыча Уренгой» потенциалы C_{5+} для скв. 1585, 8904 и 8922 оказались ниже прогнозных величин. Если для скв. 1585 это можно объяснить спецификой работы и основным вкладом в баланс пласта ПК₁₈, по сравнению с ПК₂₁, то для скв. 8904 и 8922, в которых работает только залежь пласта ПК₂₁, такое объяснение недостаточно.

По мнению авторов, для понимания данного факта нужно учитывать, что флюиды скв. 1585, 8904 и 8922 обладают нафтеновым составом. Это приводит к отклонению от прогнозных кривых.

Данный вывод подтверждают авторы статьи [6]: «... в залежах, где содержание аренов и нафтенов больше, содержание конденсата будет меньше». Конденсаты данного типа (по имеющимся нескольким сотням спектров ИКС) не характерны для валанжинских отложений, а такие инфракрасные спектры для данного района были зафиксированы ранее только для флюидов сеномана.

Полученные фактические результаты позволяют рекомендовать обратить внимание на групповой состав конденсатов 1-го объекта и учитывать его специфику при выборе скважин, используемых для проведения прогнозных оценок при газоконденсатных исследованиях.

Подобъект 1Б характеризуется более высокими содержаниями ароматических и парафиновых структур по сравнению с подобъектом 1А, в составе флюидов которого преобладают нафтеновые структуры. По величине параметров A_{13} и K ($A_{13} > 1$, $K < 1$) [6] метаново-нафтеновые флюиды относятся к группе конденсатов. Нафтеновые образцы характеризуются отличным набором этих параметров ($A_{13} < 1$, $K < 1$) с повышенными значениями параметра K ($> 0,9$), что говорит о более высоком содержании в составе ароматической фракции тяжелых гомологов по сравнению с легкими.

В скважинах, содержащих метаново-нафтеновые конденсаты (подобъект 1Б), прослеживается устойчивая тенденция роста коэффициента A_{13} в процессе снижения пластового давления. В скважинах, содержащих нафтеновые конденсаты (подобъект 1А), фиксируется постоянный уровень A_{13} или даже небольшое снижение величины его значений. Понижение величины коэффициента A_{13} в процессе снижения пластового давления для конденсатных систем является признаком появления в составе тяжелых примесей [7,8].

В случае нафтеновых конденсатов мы имеем дело с аномальным эффектом. Как показали результаты разгонки на десятиградусные фракции конденсата скв. 8904, происходит некоторое нарушение связи между фракциями и остатком после разгонки. Отогнанная часть практически представлена бензино-керосиновой фракцией, а остаток черного цвета напоминает мазутоподобный раствор тяжелых полициклических соединений. На основании этого логично рассматривать полученный продукт как результат возможной экстракции легким флюидом рассеянных включений нефти, нахо-

дящейся в коллекторе. Легкий газоконденсатный флюид захватывает примесь рассеянных тяжелых полициклических соединений.

Спектральными исследованиями конденсатов, начатыми на Уренгойском НГКМ в 1997–1998 гг., отмечено, что в диапазоне $4400\text{--}2000\text{ см}^{-1}$ во многих пробах появляется и четко фиксируется широкая полоса $3300\text{--}3600\text{ см}^{-1}$, относимая к ОН-группам (гидроксильным) и рассматриваемая как признак наличия воды.

Дополнительно отмечено, что в некоторых пробах (особенно с 2003–2004 гг.) появляется широкий набор полос поглощения в области спектра $1500\text{--}1800\text{ см}^{-1}$, ранее не фиксировавшихся. В первую очередь это полосы поглощения, характерные для кислородсодержащих ($1716, 1700, 1690, 1658, 1548\text{ см}^{-1}$) и непредельных (1640 см^{-1}) структур, что указывает на появление в составе конденсатов гетероциклических ароматических соединений, карбонильных группировок кислот, эфиров, альдегидов, кетонов. Наличие таких веществ является признаком окислительной обстановки, которая в эксплуатационных скважинах может быть связана с зоной газоводяного контакта.

Физико-химическая характеристика конденсатов

Физико-химическая характеристика конденсатов подобъекта 1А на текущий момент разработки показана по скв. 1584 и 8904 из залежей ПК; скв. 1584, по данным комплексных газоконденсатных исследований Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Уренгой», в полной мере характеризует состояние подобъекта 1А участка УКПГ-1АВ; скв. 8904 характеризует подобъект 1А участка УКПГ-8В.

Конденсат из скв. 8904, относящийся к нефтяному типу, отличается более высоким значением плотности, чем метаново-нафтяной конденсат из скв. 1584 ($757,7$ и $737,8\text{ кг/м}^3$ соответственно). Различаются эти конденсаты и по фракционному составу, причем в области, выкипающей выше 150 °C (рис. 7). Конец кипения нефтяного конденсата из скв. 8904 – 306 °C , в то время как для метаново-нафтяного конденсата из скв. 1584 эта величина составляет 224 °C , что вполне согласуется с данными по компонентному составу конденсатов, рассмотренными выше.

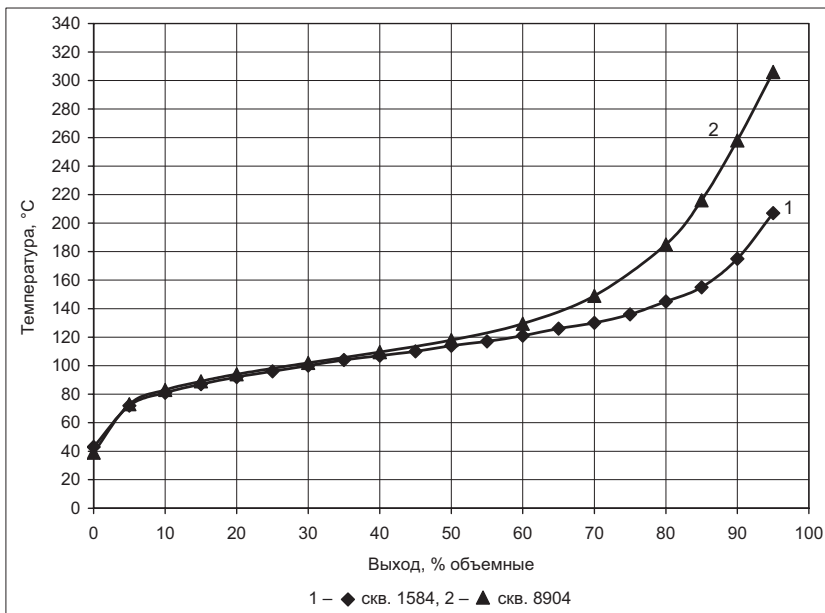


Рис. 7. Фракционный состав конденсатов подобъекта 1А на текущий момент разработки

Физико-химическая характеристика конденсатов подобъекта 1Б на текущий момент разработки показана по скважинам из залежей БУ: скв. 1577 участка УКПГ-1АВ и скв. 8835 участка УКПГ-8В. Несмотря на некоторое различие во фракционном составе метаново-нафтеновых конденсатов подобъекта 1Б (рис. 8), кривые выкипания обоих конденсатов имеют похожий характер.

На основании мониторинга компонентного состава конденсатов 1-го эксплуатационного объекта УНГКМ, проведенного методами газожидкостной хроматографии и ИК-спектроскопии, выявлены следующие отличительные особенности:

- в подобъекте 1А наряду с конденсатами метаново-нафтенового типа, составляющими основной массив флюидов 1-го эксплуатационного объекта, обнаружены пять конденсатов нафтенового типа, не характерных для валанжинских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения;

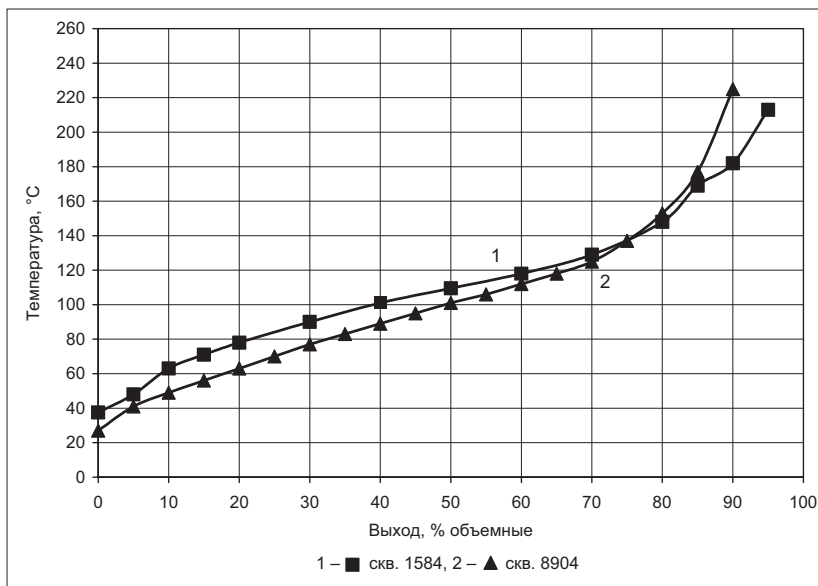


Рис. 8. Фракционный состав конденсатов подбъекта 1Б на текущий момент разработки

- метаново-нафтенные и нафтенные конденсаты 1А подбъекта различаются по характеру изменения потенциального содержания конденсата в добываемом пластовом газе в зависимости от пластового давления, что необходимо учитывать при выборе опорных скважин для дальнейших расчетов и исследований. Для конденсатов подбъекта 1Б такой аномалии не установлено;
- метаново-нафтенные конденсаты подбъектов 1А и 1Б существенно различаются по компонентному составу, что позволяет провести дифференциацию данных флюидов, используя соотношения компонентного состава;
- по данным ИК-спектроскопии для конденсатов метаново-нафтенного состава прослеживается устойчивая тенденция роста коэффициента A_{13} при снижении пластового давления, а для нафтенных конденсатов фиксируется некоторый спад его значений. Снижение величины A_{13} в свою очередь является признаком появления в составе конденсатов тяжелых ароматических углеводородов.

Список литературы

1. *Кучеров Г.Г.* Анализ динамики газоконденсатной характеристики первого эксплуатационного объекта нижнемеловых залежей Уренгойского месторождения / Г.Г. Кучеров, Э.Т. Стройный, О.А. Шигидин // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. ООО «Уренгойгазпром». – М.: Недра – Бизнесцентр, 2003. – С. 179–184.

2. Проведение комплекса экспериментальных физико-химических, термодинамических и геохимических исследований для подсчета запасов, проектирования, анализа и контроля за разработкой месторождений ОАО «Газпром». Этап № 3. Мониторинг физико-химических и термодинамических характеристик пластовых систем Уренгойского НГКМ, Ямбургского ГКМ: отчет о НИР. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 0072-06-16.

3. *Чахмачев В.А.* Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В.А. Чахмачев. – М.: Недра, 1983. – 241 с.

4. *Косякова Л.С.* Экспресс-метод определения твердых парафиновых углеводородов в стабильных конденсатах и нефтях с использованием газожидкостной хроматографии / Л.С. Косякова, Н.М. Парфенова, М.Б. Нестеренко // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: спец. сб. – М.: Газпром экспо, 2009. – № 1. – С. 66–69.

5. *Тихомиров В.И.* Распознавание типов пластовых флюидов по составу нормальных алканов // Геохимия нефти и газа. – 1991. – № 8. – С. 20–23.

6. *Корчажкин Ю.М.* Аномалии газоконденсатной характеристики в пределах многопластового газоконденсатного месторождения / Ю.М. Корчажкин, Н.М. Лебенков, С.Д. Шиняев // Повышение углеводородоотдачи пласта газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – С. 129–134.

7. *Артемьев В.Ю.* Контроль за разработкой газоконденсатной залежи методом ИК-спектрометрии / В.Ю. Артемьев, Н.М. Парфенова, Э.Т. Стройный // Пути совершенствования методики и организации исследований на газоконденсатность в ОАО «Газпром». – М: ИРЦ Газпром – Ч. 2. – 2002. – С. 33–36.

8. *Артемьев В.Ю., Островская Т.Д.* Экспрессный метод определения типа флюида по данным инфракрасной спектрометрии с Фурье-преобразованием (ИКС ФП) / В.Ю. Артемьев, Т.Д. Островская // Материалы геолого-технического совещания «Строительство разведочных скважин на ачимовские отложения Восточно-Уренгойской зоны». – Тюмень, 1999. – С. 268–273.