

Предложения по упорядочению и совершенствованию терминологии и методик определения составов и физико-химических свойств фракций углеводородного сырья и продуктов его промышленной подготовки и переработки

Сырье газоконденсатных и нефтяных месторождений и большинство продуктов их промышленной подготовки и переработки представляют собой многокомпонентные углеводородные смеси, в состав которых входит очень широкий спектр компонентов и фракций от легких газообразных, до предельно тяжелых жидких, и даже твердых при стандартных термобарических условиях. Поэтому для проектирования процессов разработки этих месторождений и процессов промышленной подготовки и переработки добываемого сырья, учета сырья и продуктов, производственного планирования и анализа вариантов перспективного развития необходимо определение составов и физико-химических свойств потоков добываемого сырья и продуктов его подготовки и переработки на всех технологических объектах.

В недавнем прошлом инструментарий такого анализа сырьевых и продуктовых потоков ограничивался определением содержания в них газовых и наиболее легких жидких (максимум до С8) компонентов хроматографическими методами, и нахождением зависимости доли отгона жидких углеводородных фракций от температуры кипения путем фракционной разгонки в режиме однократного испарения (фракционный состав по Энглеру) и методом ректификации (кривые ИТК – «истинных температур кипения»).

За последние 2 – 3 десятилетия в результате ускоренного развития капиллярной газовой хроматографии появилась возможность достаточно оперативного определения более детальной информации о составах углеводородных потоков - компонентно-фракционных и даже индивидуальных, в диапазоне температур кипения до 180°C. Методики таких определений и соответствующее лабораторное оборудование стали широкодоступными для многих лабораторий – производственных и исследовательских. Однако возможности эффективного использования информации, получаемой вышеизложенными методами капиллярной газовой хроматографии, остаются недостаточно высокими по ряду причин, проанализированных ниже в настоящей записке.

1. Неоднозначная и отчасти противоречивая терминология. В настоящее время не отрабатаны унифицированные термины и их строгие определения даже по базовым понятиям. В частности, нет четкого представления и разграничения понятий о пластовых и добываемых флюидах (которые значительно отличаются по составам и фазовому состоянию); используются различные термины для составов (компонентный, углеводородный, химический и пр.) и представляемых в них псевдокомпонентов (фракции, группы и пр.), и нет однозначности их определений; нет единства терминов и определений применительно к углеводородным потокам в зависимости от их происхождения и фазового состояния на различных стадиях их добычи, промышленной подготовки и переработки. Анализ нормативных документов выявил даже в национальных стандартах наличие повторяющихся и несогласованных терминов углеводородного сырья (УВС) и выделяемых из него потоков газа и жидких углеводородов - примеры представлены в Приложении 1. Такая ситуация явно не способствует однозначному пониманию и толкованию объектов и процессов экспериментальных и расчетных определений составов и свойств углеводородного сырья и продуктов их промышленной подготовки и переработки. В соответствии с этим, существует потребность создания унифицированного терминологического аппарата в области определений составов и физико-химических свойств УВС и продуктов его промышленной подготовки и переработки, который можно использовать во всех разрабатываемых стандартах данного направления.

2. Отсутствие унифицированной методологии и надежного контроля точности экспериментального определения компонентно-фракционных составов. В настоящее время разработаны и используется несколько нормативных документов (НД) по определению компонентно-фракционных составов (КФС) углеводородных потоков: СТО Газпром 5.5-2007 «Конденсат газовый нестабильный. Методика определения компонентно-фракционного и группового состава» и производные от него; СТО ТюменНИИгипрогаз 02-04-2009 «Нестабильные жидкие углеводороды. Методы определения компонентно-фракционного состава» и др. В этих НД реализованы различные методические принципы. Вследствие разнообразия стандартизованных методик многократно отмечались значительные расхождения результатов экспериментальных определений

КФС одних и тех же потоков в разных лабораториях, и даже КФС одного и того же потока в одной и той же лаборатории при использовании различных методов: например, при определении КФС параллельных проб нестабильных конденсатов по СТО Газпром 5.5-2007 с разгазированием (метод А) и способом прямого ввода проб под давлением (метод Б). Особенно это характерно для тяжелых фракций (с температурами кипения свыше 250 - 300°C) - расхождения их долей в экспериментально полученных КФС достигает 50% относительных и более.

Одной из основных причин данной ситуации является также отсутствие надежного контроля достоверности результатов определений КФС в действующих НД. Например, СТО Газпром 5.5-2007 предусматривает градуировку хроматографа с помощью собственно приготовленной градуировочной смеси, однако требования к концентрациям компонентов, контролю качества ее приготовления и регламентация частоты градуировок отсутствуют. Только в новом, разработанном в 2015 – 2017 гг. ГОСТ Р 57851.1-4-2017 (по определению КФС газоконденсатной смеси на основе хроматографических исследований, выделяемых из нее газа сепарации и конденсата газового нестабильного) впервые включена обязательная градуировка хроматографов с применением стандартных образцов нормируемого качества. Это решение принято на основе результатов впервые проведенных массовых межлабораторных исследований смесей с шифрованными составами, в процессе которых во многих определениях выявлены существенные (до 10 – 20% и выше) отклонения полученных концентраций компонентов от их паспортных значений при использовании обычно принимаемых относительных коэффициентов чувствительности, равных 1 (например, согласно СТО 5.5-2007). Характерны такие отклонения преимущественно для наиболее легких компонентов (С1 – С5) и наиболее тяжелых фракций (с температурами кипения свыше 300 - 350°C), где они достигают 50% и выше. В среднем диапазоне температур кипения отклонения полученных и паспортных концентраций укладываются преимущественно в пределы 10%, максимум 20%.

Следует отметить, что одной из основных целей разработки ГОСТ Р 57851.1-4-2017 предполагалась замена этим документом всех действующих разнородных НД на методики определений КФС различных потоков (прежде всего, СТО Газпром 5.5-2007 «Конденсат газовый нестабильный. Методика определения компонентно-фракционного и группового состава» и производных от него). ГОСТ Р 57851.1-4-2017 включает 3 методические части, охватывающие определение КФС газовых, стабильных жидких и нестабильных жидких потоков, то есть практически всех потоков углеводородного сырья и продуктов его промышленной подготовки и переработки, кроме наиболее тяжелых (нефти, ачимовских конденсатов и остаточных продуктов переработки), требующих применения внутренних или внешних стандартов. Однако, к сожалению, его широкомасштабное внедрение в ближайшее время проблематично вследствие нерешенности проблемы массового выпуска стандартных образцов требуемого качества по приемлемой стоимости.

В связи с этим, представляется целесообразным на данном этапе провести опытно-промышленные испытания ГОСТ Р 57851.1-4-2017 в нескольких лабораториях, предпочтительно научно-исследовательского или методического профиля, что позволит уточнить эффективность включенных в этот НД новых решений. В процессе этих испытаний целесообразно провести исследования альтернативной (прямой градуировке) процедуры тестирования на соответствие паспортному КФС стандартного образца экспериментального КФС, полученного с использованием теоретических значений коэффициентов чувствительности, что может оказаться вполне приемлемым исходя из детального анализа результатов вышеупомянутых межлабораторных исследований. Также было бы интересно опробовать способы градуировки хроматографов по стандартным образцам предприятий, полученным на базе покупных эталонных стандартных образцов, что могло бы существенно сократить затраты и приблизить широкомасштабное введение в действие данного НД, а также максимально приблизить по составам и свойствам градуировочные смеси к испытываемым потокам.

Несомненна также необходимость аналогичной разработки унифицированного НД на экспериментальное определение КФС упомянутых выше тяжелых углеводородных потоков с применением внутренних или внешних стандартов и прочих технических решений, обеспечивающих надежность работы хроматографического оборудования и достоверность определений. Таким

образом, вопрос о создании унифицированной комплексной методики (или комплекса методик) остается открытым, и требует решения.

3. Отсутствие методологии обоснованного выбора процедуры определения и формата составов в зависимости от назначения получаемой информации. Как известно, процедуры полноценного определения КФС достаточно трудоемки и затратны. Еще более трудоемки и затратны процедуры определения фракционных составов (ИТК) методом лабораторной ректификации. Поэтому выбор таких методик должен быть обоснован, в том числе экономически, во избежание перегрузки лабораторного персонала и завышенных трудозатрат на получение информации, которая используется не квалифицированно (не эффективно), или практически не используется вообще. Однако в настоящее время отсутствуют регламенты или рекомендации относительно целесообразного выбора типа и формата состава, который необходимо определять в зависимости от назначения получаемой информации, и, соответственно, обоснованного выбора методики определения.

В результате сегодня многие производственные лаборатории массово определяют КФС различных потоков, которые фактически в большинстве случаев квалифицированно не используются. При этом из-за перегрузки оборудования и персонала страдает качество определений, потеря их точности, в том числе из-за отсутствия надлежащего контроля точности в действующих НД на методики испытаний. В результате большой объем полученных КФС остается невостребованным для моделирования (наиболее квалифицированного применения этой информации), поскольку вероятность расчетных ошибок при использовании исходных данных с негарантированной точностью весьма высока, что и подтверждает практика адаптационного моделирования. Анализ вопросов получения и использования различных форматов КФС более подробно изложен в Приложении 2.

Таким образом, эффективность выбора процедуры определения состава и формата его определения зависит от ряда факторов, в настоящее время подробно не проанализированных и не регламентированных. Поэтому представляется необходимой разработка соответствующей методологии, в состав которой целесообразно включить определение экономической эффективности затрат на получение информации о составах в соответствии с ее назначением.

4. Отсутствие методологии исследования и моделирования свойств фракций в форматах КФС, несоответствие их фракциям разгонки, выделяемым для экспериментальных исследований физико-химических свойств. Еще одна проблема состоит в необходимости надления входящих в КФС псевдокомпонентов (фракций) базовыми физико-химическими свойствами. Наиболее точным является экспериментальное получение этих свойств. Однако ряд базовых свойств при стандартных температурах для тяжелых и остаточных фракций (в частности, плотность и вязкость) не могут быть экспериментально получены, и для их определения необходимо использовать различные приемы моделирования. Однако никаких нормативных документов, и даже рекомендаций по экспериментальному определению и моделированию свойств псевдокомпонентов в настоящее время не разработано. В то же время, существует ошибочная практика присвоения хроматографически полученным фракциям «nC» (по числу атомов углерода) свойств образующих их n-алканов. Причем такая практика даже закреплена в некоторых НД, в частности, СТО Газпром 5.5-2007, в котором, кроме того, этим фракциям неудачно присвоен термин «группы», исторически характеризующий структуру молекул углеводородов.

Ситуация усугубляется несоответствием составов хроматографических фракций, из которых формируется КФС, фракциям, выделяемым в процессе лабораторной ректификации и используемым для экспериментального определения физико-химических свойств. Хроматографические фракции разделены с высокой селективностью, и по диапазонам кипения входящих в их составы компонентов практически соответствуют номинальным (назначенным) диапазонам температур кипения – вылеты не превышают 10 % массовых. Получаемые при разгонках фракции разделены гораздо хуже, и массовые вылеты компонентов этих фракций за пределы номинальных диапазонов температур кипения достигают 50 % и выше. Анализ основных аспектов определения свойств фракций более подробно представлен в Приложении 2.

Таким образом, вопросы определения базовых физико-химических свойств фракций в

форматах КФС фактически не решены, и, более того, однозначных решений этих вопросов пока даже не просматривается, с учетом указанных выше несоответствий составов фракций хроматографических, и выделенных физически методом лабораторной ректификации. Поэтому данная тема требует проведения серьезных исследований.

5. Отсутствие единой унифицированной методологии отбора проб, рекомбинации и PVT-исследований добываемых флюидов и моделирования пластовых флюидов. Имеющиеся в настоящее время регламенты на проведения такого рода исследований не однозначны, во многом отличаются для газоконденсатных и нефтяных флюидов и не позволяют получить достоверную подробную информацию о пластовых флюидах (в том числе КФС и свойства фракций). Этому способствует и отсутствие в регламентах и инструкциях требований обязательного определения КФС отбираемых флюидов в дифференциальных и (или) дифференциально-контактных процессах конденсации газоконденсатных флюидов и разгазирования нефтяных флюидов. Не выяснены до сих пор и причины существенных расхождений расчетной и экспериментальной динамики выделения жидкой фазы при контактной, дифференциальной и контактно-дифференциальной конденсации газоконденсатных флюидов – наиболее простым является ссылка на неточность используемых уравнений состояния, однако существуют и объективные предпосылки экспериментальных ошибок.

Все это не способствует эффективному выполнению комплекса экспериментальных PVT-исследований и интерпретации их результатов с получением надежной достоверной информации о начальных КФС пластовых флюидах для последующего прогноза изменений КФС в процессе разработки месторождений. Подобные вопросы неоднократно обсуждались, в частности, на международных конференциях, проходивших в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в сентябре 2016 и сентябре 2018 гг. по тематике «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» - соответствующие предложения изложены в их итоговых материалах, что подтверждает актуальность совершенствования методологии исследований по данному направлению.

ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Таким образом, несмотря на наличие большого объема методических материалов и нормативных документов, в области определений составов и физико-химических свойств углеводородного сырья газоконденсатных и нефтяных месторождений и продуктов их промышленной подготовки и переработки существует целый ряд не отработанных до конца вопросов, решение которых содержит потенциальные возможности существенного повышения эффективности выполнения экспериментальных исследований и квалифицированного применения полученной информации.

Для упорядочения и совершенствования используемого терминологического аппарата и методик выполнения исследований составов и физико-химических свойств фракций углеводородного сырья газоконденсатных и нефтяных месторождений и продуктов его промышленной подготовки и переработки на первом этапе представляется целесообразным выполнение комплексной НИР с целью подробного анализа существующего состояния и разработки на этой основе проекта создания комплекса унифицированных НД по изложенной здесь тематике. При этом целесообразно предусмотреть обязательную стадию всестороннего публичного обсуждения промежуточных выкладок и результатов этой работы, предпочтительно с проведением целевой конференции. И только после согласования и принятия предлагаемых отработанных решений возможен переход к разработке соответствующих НД, детальная проработка состава и основных принципов которых должна быть прописана в результатах данной НИР. Результатом этой работы должна стать подготовка технического задания на создание соответствующего пакета НД.

Также предлагается проведение вышеупомянутых опытно-промышленных испытаний ГОСТ Р 57851.1-4-2017 по определению КФС газоконденсатной смеси на основе хроматографических исследований, выделяемых из нее газа сепарации и конденсата газового нестабильного, для его практической отработки в нескольких лабораториях, предпочтительно научно-исследовательского или методического профиля с целью ускорения его широкомасштабного внедрения с заменой ранее созданных НД, не имеющих надежного контроля точности во всем диапазоне определяемых компонентов.

Для предварительного рассмотрения и анализа, в Приложении 3 представлены наработки по терминологическому аппарату по изложенной тематике, а в Приложении 4 – предложения по предполагаемому на данном этапе (до выполнения вышеуказанной НИР) составу и назначению унифицированного комплекса НД.