

## ПОТОЧНЫЕ АНАЛИЗАТОРЫ КАЧЕСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ICON

Определение параметров качества нефти и нефтепродуктов, таких как давление паров, температура вспышки, фракционный состав, имеет более чем столетнюю историю. Первые методы тестирования, разработанные в начале XX века, были достаточно простыми для того, чтобы с их помощью можно было обеспечить измерения в заводских лабораториях или в полевых условиях. Зачастую эти методы включали простейшие подручные материалы, такие как, например, медная пластинка, а сама процедура тестирования не имела строго обоснованного физического или химического принципа. Кроме того, эти методы неявно предполагали проведение анализа в нормальных условиях, т.е. в ограниченном диапазоне давления и температуры.

С тех пор история методов тестирования нефти и нефтепродуктов прошла большой путь. Число методов и определяемых параметров качества постоянно увеличивалось, а сами методы непрерывно совершенствовались, главным образом путем вовлечения в процедуру тестирования хорошо обоснованных физических и химических принципов и связанного с этим развития приборной базы. К настоящему времени методы тестирования включают в себя множество взаимодополняющих процедур, дающих возможность зафиксировать качество продукта и оптимизировать его свойства для разных групп потребителей, климатических условий и условий эксплуатации.

Современная аналитическая лаборатория по сертификации нефтепродуктов оборудована целым спектром автоматических анализаторов и систем. Такое приборное оснащение дает возможность анализировать пробы минимального объема, а влияние человеческого фактора на точность и воспроизводимость измерения практически исключено. Основная задача лаборанта, выполняющего измерение, состоит теперь в грамотном отборе пробы и сохранении ее физико-химических свойств в процессе доставки от точки отбора до анализатора. При наличии современного приборного парка в заводской лаборатории возникает естественный вопрос: а есть ли необходимость измерять какие-либо параметры качества непосредственно на потоке, в процессе производства? Именно этот вопрос кратко рассматривается в настоящей статье.

### ***В лаборатории или на потоке?***

Нефть представляет собой многокомпонентный природный продукт, свойства которого зависят от многих факторов. Саму возможность подробного определения ее углеводородного состава можно рассматривать лишь теоретически. Существующая наука, называемая *petroleomics*, использует для исследования нефти комбинированные методы хроматографии и масс-спектрометрии. Это дает возможность по составу углеводородов, содержанию в них различных изомеров и изотопов, определять географическое месторасположение источника, его возраст, способ образования и даже геологическое состояние пластов. Ясно, что даже для передовых лабораторий крупнейших нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) содержание такого оборудования, а также специалистов, способных его эксплуатировать, экономически не оправдано. В связи с этим для получения характеристики нефти используются более простые интегральные параметры, например, фракционный состав или давление паров.

То же можно сказать и о современном топливе. Давно прошли времена, когда в качестве топлива использовались те или иные прямогонные фракции и их смеси. Современное топливо, помимо способности сгорать в тех или иных установках и вырабатывать энергию, должно удовлетворять целому комплексу дополнительных требований, включая соответствие нормам экологической безопасности, спецификации энергонасыщенных двигателей, климатическим условиям эксплуатации. Поэтому топливо также представляет сложную смесь углеводородов и других компонентов. Технические условия для них регламентируют более десятка интегральных параметров, которые определяют качество топлива и возможность его применения в тех или иных устройствах и климатических зонах.

Процесс производства современного топлива, его оптимизация и подстройка к требованиям рынка является непростой задачей даже для высоко автоматизированных НПЗ. Проблема усложняется и современной тенденцией сокращения численности персонала, а также выведения различных сервисных служб за штатное расписание или в состав внешних обслуживающих организаций. Это приводит к качественному изменению принципов контроля и управления технологическими процессами.

Вместе с тем, управление современными автоматизированными процессами производства осуществляется посредством ограниченного набора параметров, основными из которых остаются

температура, давление и расход. Обычно работа установки настраивается на определенный тип сырья, который и задает условия ведения процесса. При этом неявно предполагается стабильность работы установки на таком типе сырья, и неизменность свойств получаемых продуктов, что периодически подтверждается лабораторным анализом.

Однако, при современном развитии транспортной инфраструктуры, обслуживающей нефтедобычу и нефтепереработку транспортной инфраструктуры, а также конъюнктуры рынка сырья и готовой продукции возрастает как разнообразие свойств перерабатываемого сырья, так и потребность в нефтепродукте определенного качества для того или иного региона. Таким образом, появляется необходимость быстрой, с минимальными затратами перестройки технологии на выпуск определенного типа топлива, имеющего в данный момент наибольшую стоимость. И, наконец, сам технологический процесс периодически отклоняется от оптимальных рабочих параметров и требуется его подстройка.

Для решения этой задачи схема управления дополняется системой промышленных анализаторов состава газовых и жидкостных потоков. При этом работа установки поддерживается не только за счет общих параметров типа давления и температуры, но составом потоков в критических точках процесса. Поэтому в дополнение к существующим на НПЗ средствам лабораторного контроля, заметную роль на современных предприятиях играют поточные анализаторы качества.

Выбор методов измерения, которые разумно выполнять непрерывно на потоке, определяется многими обстоятельствами, например:

- дает ли измерение на потоке лучшее понимание работы установки?
- можно ли использовать измерение на потоке для управления установкой и оптимизации режимов ее работы?
- достаточно ли мала погрешность измерения на потоке для того, чтобы поддерживать свойства конечного продукта в пределах спецификации или технических условий?

Следует сразу отметить, что вопреки очевидному мнению некоторые параметры качества нефтепродуктов можно измерить на потоке даже точнее, чем в лаборатории. Обычно погрешность автоматических микропроцессорных анализаторов, установленных в лабораторных условиях, действительно ниже, чем у поточных приборов, работающих в широком диапазоне температур окружающей среды и условий в точке отбора. Однако суммарная погрешность лабораторных приборов снижается из-за необходимости отбора пробы в удаленной точке и последующей ее доставки в лабораторию. Если проба многокомпонентная, что характерно для потоков нефти или нефтепродуктов, ее составляющие обладают разными физико-химическими свойствами, например, летучестью, и для отбора пробы необходимо применять изолированные спосо-

бы, сохраняющие состав и фазовое состояние. Ясно, однако, что из-за невозможности обеспечить надежное сохранение истинного фазового состояния пробы при ее доставке в лабораторию, измерение на потоке может быть точнее.

Есть и другие основания, по которым такие измерения предпочтительнее.

Отсутствие процедуры доставки пробы обеспечивает *быстроту* получения информации о составе. Во многих случаях это является решающим обстоятельством для переноса измерения на поток и использования данных о составе в работе АСУТП. Именно малое время отклика поточного анализатора дает возможность управлять процессом и осуществлять его перенастройку быстро, с минимальными простоями и потерями, а при изменении параметров сырья — проводить оптимизацию для получения продукта с заданным диапазоном свойств.

Измерение на потоке, даже с учетом времени анализа, которое составляет обычно несколько минут, обеспечивает *непрерывность* анализа. Это дает возможность динамического контроля критических параметров процесса, что чрезвычайно важно для принятия решения системой АСУ ТП или технологами, если какой-либо из параметров качества выходит за установленные пределы.

Особенности применения поточных анализаторов качества можно легко понять на примере простейшего приложения – измерения температуры вспышки на узлах смешения потоков нефтепродуктов для получения требуемого качества дизельного топлива.

Тем не менее, ниже рассматривается более сложный анализатор давления паров нефти, нефтепродуктов или сжиженных газов, позволяющий проследить эволюцию как метода измерения, так и конструкции самого прибора (рис. 1).



Рис. 1. Анализатор давления паров ICON VapourPressure

Для определения давления насыщенных паров нефти или нефтепродуктов используется разработанный метод ASTM D323, разработанный достаточно давно, и аналогичный ему ГОСТ. Определяемое по этому методу давление паров носит название давления паров по Рейду и обозначается сокращением RVP. Значение давления паров входит в технические регламенты для сырой нефти, которая перекачивается по нефтепроводам или перевозится танкерами. Этот параметр необходим и для обеспечения безопасности процессов перекачки и транспортировки. Наконец, моторные топлива также характеризуются давлением паров, причем этот параметр различен для разных климатических регионов.

Давление насыщенных паров характеризует летучесть нефтепродукта. Для моторных топлив эта величина определяет легкость запуска двигателя, скорость прогрева, а также возможность образования воздушных пробок при повышенной температуре или на больших высотах. Особую важность давление паров имеет для сжиженных нефтяных газов: именно из-за высокого давления паров произошло наибольшее число инцидентов при их транспортировке. Давление паров определяет и требования к оборудованию, используемому в технологических процессах, в частности, к его безопасности, и регламентирует необходимые для этого уровни сертификации.

Давление паров интуитивно понятно для простых однокомпонентных жидкостей. Однако даже в этом случае необходимо иметь в виду наличие растворенных в жидкости газов, которые при изменении температуры или атмосферного давления также будут вносить свой вклад. В случае многокомпонентных сложных жидкостей, каковыми и являются современное моторное топливо, нефть или сжиженный газ, понятие давления насыщенных паров становится гораздо более сложным.

В простейшем методе измерения давления по Рейду всеми этими сложностями пренебрегают. Поэтому метод получается исключительно простым, что дает возможность измерить давление паров нефтепродукта с помощью примитивных устройств. Для измерения RVP необходима лишь двухкамерная металлическая емкость с манометром и водяной термостат.

В малую жидкостную камеру заливается анализируемый нефтепродукт. Эта камера герметично соединяется с газовой камерой, объем которой в 4 раза больше, и в которой установлен манометр. Вся конструкция помещается в водяной термостат, находящийся при температуре 37,8°C, и — после установления равновесия — измеряется давление (RVP) в газовой камере. Выбор в качестве стандартной температуры 37,8°C связан с тем, что во времена разработки метода в качестве топлив использовались простые прямогонные фракции, незначительно отличающиеся по своим свойствам от обычных жидкостей. Поэтому измерение RVP при температуре, как правило превышающей температуру окружающей среды, но в то же время еще достаточно далекой от температуры кипения основных компонентов этих фракций, обеспечивало хорошую корреляцию между эксплуатационными свойствами и качеством нефтепродукта. С небольшими модификациями этот метод долгое время применялся и для определения давления паров нефти и сжиженных нефтяных газов.

Ясно, что такой способ измерения, во-первых, вряд ли может быть автоматизирован, а во-вторых — не подходит для современных многокомпонентных топлив. Чтобы предотвратить испарение легколетучих фракций, образец должен поступать в жидкостную камеру охлажденным до температуры около 1°C. Однако, предотвратить испарение полностью таким путем невозможно. Особенно актуальна эта проблема для топлив, в состав которых добавляются растворимые газовые фракции. Таким образом, в самой процедуре метода тестирования заложена систематическая ошибка, вызванная неизбежной потерей легколетучих фракций.

Растворенные в нефтепродукте компоненты воздуха, количество которых заранее неизвестно, также вносят вклад в погрешность измерения. Для снижения такого влияния каждую пробу предварительно встряхивают для насыщения ее воздухом, чтобы все пробы содержали примерно одинаковое его количество. Однако при этом также неизбежны потери летучих фракций.

Из-за вклада компонентов воздуха, значение RVP не является истинным давлением паров самого нефтепродукта, так называемого TVP. Параметр TVP входит в некоторые спецификации и важен при перекачке нефти для контроля образования пузырьков на входе в компрессор или обеспечения безопасности эксплуатации резервуаров с плавающими крышами. Несмотря на эти очевидные недостатки, до сих пор RVP входит в спецификации нефти и нефтепродуктов, что имеет чисто исторические причины.

Начиная с 70 годов, в качестве моторных топлив стали широко применяться смеси разных продуктов нефтепереработки, в том числе включающие кислородсодержащие добавки типа этанола и МТБЭ. При этом проблема несоответствия параметра RVP истинному давлению паров стала весьма актуальной. Основная трудность состоит в том, что кислородсодержащие компоненты топлива растворимы в следах воды, присутствующей в нефтепродукте, и остаются в ней при вы-

полнении измерения RVP. Это приводит к занижению показаний давления паров, что чревато проблемами при эксплуатации. По этой причине метод Рейда был модифицирован: измеренное по сухому базису исправленное значение, называемое DRVP, было принято для характеристики давления паров моторных топлив, содержащих кислородсодержащие присадки.

Такие косметические поправки в целом не могли решить проблему определения давления паров, соответствующего их эксплуатационным свойствам. Поэтому поиски новых методов измерения продолжились. Простое решение было найдено при использовании в качестве измерительной ячейки цилиндра с поршнем, под которым помещается анализируемый продукт. Термостатируя такую измерительную ячейку, а затем последовательно выдвигая поршень, можно создавать не только разные соотношения объемов пара и жидкости, что необходимо для легколетучих жидкостей и LPG, но и учитывать влияние растворенных в анализируемой пробе газов. Этот метод, названный методом расширения, нашел воплощение в новых стандартах ASTM и аналогичных им ГОСТах, принятых в последнее десятилетие.

Помимо простоты реализации оказалось, что этот способ может быть легко автоматизирован. Именно это принцип реализован в современных анализаторах, предназначенных для измерения давления паров на потоке, таких как анализатор *ICON VapourPressure*.



**Рис. 2. Измерительная ячейка анализатора давления паров *ICON VapourPressure*.**

1 – вход пробы, 2 – элемент Пельтье, 3 – нагреватель, 4 – цилиндр с поршнем, 5 – резервуар с маслом-герметиком, 6 – лазерный измеритель перемещения, 7 – шаговый двигатель

Измерительный блок анализатора показан на рис. 2. Основным элементом блока является термостатированный цилиндр с поршнем, в который подается небольшое количество анализируемой пробы. Термостатирование цилиндра в широком диапазоне температур обеспечивается нагревателем и охладителем на основе элемента Пельтье, который управляется микропроцессором. Малое количество пробы приводит к тому, что время термостатирования, определяющее время анализа, оказывается небольшим — порядка нескольких минут.

В начальный момент поршень вдвигается в цилиндр таким образом, чтобы удалить весь воздух над жидкостью. Затем он выдвигается в определенное положение, формируя тем самым необходимое отношение объемов паровой и жидкой фазы, при котором требуется измерить давление паров. Это соотношение может быть практически любым – от 0 : 1, что важно для сырой нефти или сжиженных газов, до 20 : 1, что необходимо для вязких, слабо летучих жидкостей. Положение поршня задается шаговым двигателем и с высокой точностью определяется лазерным измерителем перемещения. Установленный на поршне датчик измеряет давление паров при заданных температуре и соотношении газовой и жидкой фазы.

Измерение можно проводить и при нескольких (обычно трех) соотношениях объемов пара и жидкости. Тем самым можно осуществлять коррекцию на содержание растворенных газов и кислородсодержащих добавок. Естественно, что такой способ измерения дает более правильное измерение давления паров по сравнению с методом Рейда. Однако, учитывая то, что исторически многие спецификации, особенно для сырой нефти, содержат параметр RVP, в анализаторе *ICON* реализована автоматическая процедура пересчета измеряемого давления в единицы RVP или DRVP. Погрешность такого пересчета оказывается даже

меньше, чем погрешность обычного ручного способа измерения.

Схема анализатора, а также элементы отбора и возврата пробы в поток скомпонованы во взрывозащищенном корпусе, как и в анализаторе температуры вспышки, рис. 1. Управление работой осуществляется с помощью ПК с сенсорным дисплеем, который размещается на передней панели и обеспечивает возможность наблюдения за всеми стадиями анализа, контроля работы всех датчиков и узлов, программирования режимов работы и проведения сервисных работ (рис. 3).



Рис. 3. Интерфейс пользователя анализатора ICON VapourPressure

### *Семейство анализаторов ICON*

Аналогичную эволюцию методов анализа и конструкции промышленных анализаторов, реализующей эти методы, можно проследить и для других параметров качества. В производственной программе ICON имеется несколько поточных приборов. Наиболее востребованными на рынке нефтепереработки, отражающем как готовность заказчиков применить подобные анализаторы для управления установками, так и способность АСУТП использовать получаемые ими данные для оптимизации процесса, являются анализаторы температуры вспышки. Они могут применяться для управления процессами смешения, например, смешения потоков при производстве дизельного топлива необходимого состава, отвечающего разным климатическим требованиям и условиям эксплуатации. Другими анализаторами, потребность в которых очевидна, являются поточные анализаторы цветности или прозрачности нефтепродуктов, необходимые при производстве масел и присадок, а также различных растворителей.

Что касается более сложных анализаторов: фракционного состава, температуры замерзания, помутнения, вязкости, — мировые тенденции ясно указывают, что и для них доля измерений на потоке в общем количестве измерений стремительно возрастает.

© Artvik Inc., 2013