

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ БЕССЕПАРАЦИОННОГО ИЗМЕРЕНИЯ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

А.Н. Крошкин (ООО «Инвенсис Проуэсс Системс»),

А.Н. Лищук (ООО «УК Группа ГМС»)

В последнее время постоянно повышаются требования к достоверности, точности и оперативности измерения продукции нефтяных скважин непосредственно на месте добычи. Представлено техническое решение, позволяющее выполнять бессепарационное измерение продукции нефтяных скважин, реализованное на базе кориолисового расходомера, общепромышленных средств измерений и современного математического обеспечения. Промышленная установка, использующая данную технологию измерений, находится на этапе внедрения в промышленную практику нефтяных компаний.

Ключевые слова: бессепарационное измерение, нефтяные скважины, многофазный расходомер, кориолисовый расходомер, средства измерения, искусственные нейронные сети.

На состоявшихся в марте 2014 г. парламентских слушаниях в Государственной Думе РФ профильным комитетом ГД были разработаны рекомендации по созданию в стране государственной системы балансов производства и потребления нефтяного сырья и нефтепродуктов «Нефтеконтроль», позволяющей вести полный мониторинг углеводородного сырья, начиная от продукции нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин и заканчивая дистрибуцией готовых продуктов нефте- и газопереработки. Это позволит сократить ненормативные потери, бесконтрольное использование на промыслах, потери при транспортировке, хищения сырья и другие негативные явления, приводящие к снижению потенциальной налогооблагаемой базы, неэффективному использованию сырья и ущербу окружающей среде. До сих пор достоверного учета сырья от места добычи до узла коммерческого учета, обычно устанавливаемого на входе в нефте- или газотранспортную систему, не существует. Поэтому важнейшим элементом системы «Нефтеконтроль» являются средства измерений, позволяющие достоверно оценивать количество и качественный состав продукции скважин непосредственно на промыслах.

В нефтяной промышленности с 60-х годов XX века для измерения дебитов скважин применяются измерительные установки (ИУ), основанные на так называемой технологии «Спутник» (по имени первых промышленных ИУ). Это технология подразумевает предварительное разделение жидкостной (водо-нефтяная эмульсия) и газовой фракции в сепараторе гравитационного типа с последующим раздельным их измерением и обратным соединением в выходном коллекторе ИУ. За исключением замены механических счетчиков на более современные кориолисовые, вихревые и прочие расходомеры (в ИУ типа «Массомер» — современной модификации «Спутника»), эта технология измерений сохранилась и до настоящего времени. Также в современных ИУ для определения количества чистой нефти в жидкостной фракции вместо отбора проб начали применяться поточные влагомеры.

Технология «Спутник» имеет целый ряд очевидных ограничений и недостатков. В первую очередь это

потеря давления и связанные с этим энергетические потери. Сепаратор создает дополнительное гидравлическое сопротивление и дискретизирует поток скважинного флюида. Отсюда и вторая проблема — низкая достоверность измерения, так как поток в режиме измерения не соответствует потоку при свободном истечении флюида в коллектор. По аналогии с электрической цепью это можно сравнить с измерением силы тока амперметром, имеющим заметное (да еще переменное) внутреннее сопротивление. Сильное гидравлическое сопротивление приводит к существенному увеличению времени замера. Скважина после подключения ко входу измерительного модуля долго выходит на установившийся режим, и даже после относительной стабилизации потока требуется значительное время усреднения для получения более-менее достоверных измерений. Обычно тест скважины длится от 4...6 ч до полусуток и более. Другое ограничение, присущее технологии «Спутник», состоит в том, что она, как правило, подразумевает постобработку данных (особенно когда обводненность определяется методом отбора проб), то есть не обеспечивает оперативность измерений. Следует отметить, что в последнее время требования к оперативности получения данных о дебитах значительно возросли. В первую очередь это связано с разработкой нефтяными компаниями концепций так называемого «умного (или цифрового) месторождения» и применением различных моделей управления пластом.

Поэтому тенденцией последнего времени в многофазных измерениях стали интенсивные исследования, разработки, тестирование и попытки применения многофазных расходомеров (МФР) — средств измерений, позволяющих получать высококачественную информацию о дебите нефтяных скважин в реальном масштабе времени и без сепарации флюида. На сегодняшний день известно более десятка промышленных решений, которые в разной степени подтверждены полевой практикой и результатами стендовых испытаний. Но до сих пор остается большой проблемой доказательная база измерений, получаемых при помощи МФР. Мнение заказчиков варьируется от полного признания до полного неприятия новых технологий. Большим подспорьем в этой работе стало

создание на базе ФГУП «ВНИИР» Государственного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011. Данная лабораторная установка, несмотря на некоторые недостатки и ограничения, позволяет достаточно достоверно оценить метрологические характеристики средств измерений (СИ) многофазных потоков на соответствие требованиям ГОСТ Р 8.615, являющегося основным нормативным документом в данном виде измерений на территории РФ.

Сообразно сложности самой измерительной задачи промышленные модели МФР, доступные на рынке, являются довольно нетривиальными техническими устройствами на базе уникальных и очень дорогих технологий. Большинство подобных изделий для определения плотности и компонентного состава флюида используют те или иные источники проникающих излучений (в основном гамма-излучение различных изотопов), что создает дополнительные проблемы заказчикам при эксплуатации, связанные с соблюдением правил радиационной безопасности. Цена современных МФР также является существенным препятствием их широкого выхода на рынок. На этом фоне последняя разработка компании Invensys Foxboro, недавно вошедшей в состав промышленной группы Schneider Electric, представляет значительный интерес, так как построена на базе обычных общепромышленных СИ. Промышленная модель МФР, получившая название NetOil&Gas, сочетает все преимущества и функциональность типового МФР при значительном удешевлении и упрощении технического решения.

Задача измерения компонентов многофазного потока так или иначе связана как с основными количественными измерениями массы или объема флюида, так и с дополнительными, необходимыми для разделения сред. Для измерения количества флюида заманчиво использовать хорошо известное общепромышленное СИ — кориолисовый расходомер (КР), который имеет целый ряд преимуществ. Прежде все-

го, это прямое измерение массы, особенно ценное тем, что нашей нормативной базой (ГОСТ Р 8.615) предписано определение именно массы жидкости и нефти при измерении дебита скважин. Кроме того, КР дает информацию о плотности среды, которая очень полезна для определения ее компонентного состава. Однако до недавнего времени проблема применения КР для двухфазных сред (жидкость с увлеченным свободным газом) без предварительной сепарации состояла в том, что данное СИ не обеспечивало специфицированных характеристик при наличии газа. Типичной реакцией традиционного КР на появление в потоке газовой составляющей является сначала драматично увеличивающаяся погрешность измерения массового расхода и плотности (до десятков процентов), а затем полная «остановка» расходомера из-за того, что система возбуждения не справляется с эффектом демпфирования.

Эту проблему удалось решить специалистам технологического центра компании Инвенсис, работающего на базе Оксфордского университета. Ученые разработали и запатентовали новый цифровой трансмиттер для КР, который был воплощен в 2002 г. в промышленном расходомере Foxboro®. Основу аппаратной части трансмиттера составляет мощный процессор, ППВМ (программируемая пользователем вентильная матрица), а также быстродействующие АЦП и ЦАП [1]. Способность КР сохранять работоспособность при высоких значениях объемной доли газа (ОДГ) была использована при создании многофазного расходомера NetOil&Gas. Внешний вид МФР NetOil&Gas приведен на рис. 1. Устройство представляет собой минискрид с монтажной длиной по фланцам около 1,5 м и высотой около 2 м. Типоразмеры ½, 1, 1½ и 2 дюйма, рассчитанные на дебиты жидкой фракции 65, 288, 720 и 1152 т/сут. соответственно, выпускаются в трубной обвязке 2 дюйма. Типоразмер 3 дюйма, рассчитанный на дебиты до 2736 т/сут., имеет трубную обвязку 3 дюйма. Кориолисовый расходомер установлен на нисходящем выходном участке скида после встроенного струевыпрямителя, что обеспечивает максимальную однородность и гомогенность потока. Помимо КР в состав устройства входят преобразователь температуры, датчик абсолютного и дифференциального давления, а также поточный влагомер, работающий в инфракрасном диапазоне. Данные измерения поступают на контроллер для обработки и вычисления измеряемых значений согласно ГОСТ Р 8.615. Рассмотрим принцип действия МФР NetOil&Gas.

Цифровой КР сохраняет работоспособность при вы-

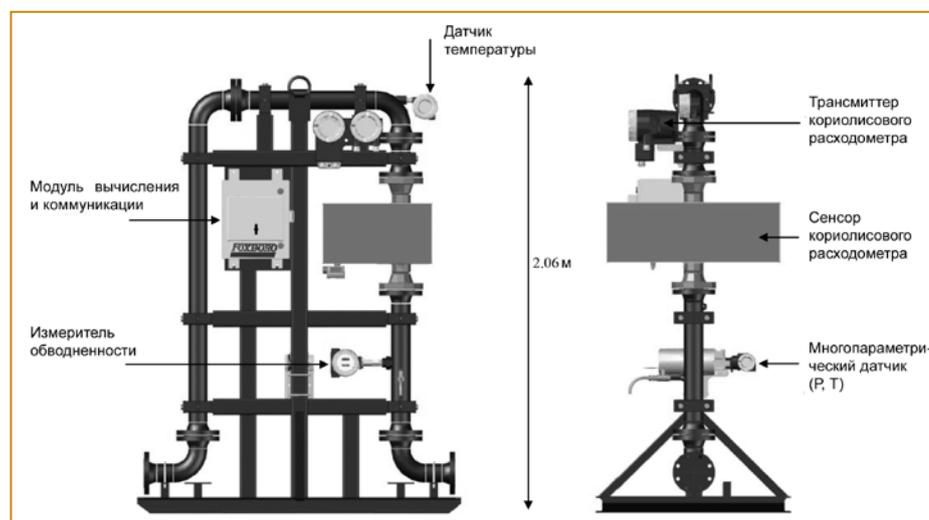


Рис. 1. Внешний вид МФР NetOil&Gas

сокой ОДГ и дает нам значения массового расхода и плотности. Измеряемый массовый расход и плотность флюида правильнее было бы назвать псевдо-расходом и псевдо-плотностью, так как погрешности измерения с увеличением ОДГ по-прежнему остаются большими. Ученые Оксфордского центра компании Инвенсис установили, что для конкретного промышленного сенсора зависимости погрешностей измерения массы и плотности имеют достаточную степень воспроизводимости и связаны с внутренними параметрами расходомера, доступными для наблюдения. Для восстановления этих зависимостей был успешно применен математический аппарат искусственных нейронных сетей (ИНС). Рассмотрение технологии ИНС выходит за рамки данной статьи, отметим лишь, что с математической точки зрения это задача многопараметрической нелинейной оптимизации с тем отличием, что ИНС не программируются в общепринятом смысле, а тренируются или обучаются на базе эмпирических данных. В качестве информативных входов ИНС были использованы температура среды, потеря плотности, демпфирование (отношение тока возбуждения к сигналу сенсора) и наблюдаемый массовый псевдо-расход. Выходом ИНС является ошибка измерения массового расхода и плотности, то есть величина, на которую необходимо скорректировать измеряемые значения. Общий подход к применению аппарата ИНС для коррекции измерений КР был описан более 10 лет назад, например, в [2].

Рассмотрим, как контроллер МФР NetOil&Gas решает задачу измерения компонентов многофазного потока на базе информации от СИ и математического аппарата ИНС.

Имеем физические измерения от СИ:

$\hat{\rho}_c$ — псевдо-плотность смеси от КР (кг/м³);

\hat{m}_c — массовый псевдо-расход смеси от КР (кг/с);

wc — обводненность нефти от влагомера (%);

T — температура смеси от датчика RTD (К);

P — абсолютное давление на входе КР от датчика давления (кПа).

Также нужны исходные данные конфигурации (ИДК) по всем трем средам: плотность при нуле и коэффициент объемного расширения для нефти и воды, а также компонентный состав попутного нефтяного газа. Такие ИДК типично требуются для любого МФР. Расходомер NetOil&Gas имеет встроенную базу данных, позволяющую хранить массив ИДК по 60 скважинам.

На основе ИДК и измеренных значений температуры и давления рассчитываем плотности компонентов смеси для рабочих условий:

$$\rho_g = f_{газ}(ИДК, P, T); \quad \rho_w = f_{вода}(ИДК, P, T);$$

$$\rho_n = f_{нефть}(ИДК, P, T).$$

Вычисляем плотность «только жидкости», основываясь на показаниях влагомера:

$$\rho_{жс} = \frac{wc}{100} \rho_w + \frac{100-wc}{100} \rho_n.$$

Сравниваем расчетную плотность жидкости с измерением КР. Если в смеси есть газовая фракция, измеряемая псевдо-плотность будет ниже, чем расчетная плотность жидкости. Можно ввести выраженный в процентах параметр, который назовем потерей плотности:

$$dd = \frac{(\rho_{жс} - \hat{\rho}_c)}{\rho_{жс}} \times 100\%.$$

Интуитивно данный параметр связан с ОДГ, однако истинный ОДГ может быть рассчитан только после коррекции измерений псевдо-плотности. Поэтому потеря плотности является просто полезным индикатором величины газовой составляющей, которая используется как один из входов ИНС.

Далее проводим коррекцию измерений массового псевдо-расхода и псевдо-плотности смеси с помощью аппарата ИНС и получаем скорректированные значения:

$$\dot{m}_c = ИНС_m(\hat{m}_c, \hat{\rho}_c, wc, dd, \dots);$$

$$\rho_c = ИНС_\rho(\hat{m}_c, \hat{\rho}_c, wc, dd, \dots).$$

Теперь имеем все данные для расчета ОДГ:

$$\alpha = \frac{\rho_{жс} - \rho_c}{\rho_{жс} - \rho_g} \times 100\%.$$

Через известное значение ОДГ вычисляем массовые расходы газа и жидкости:

$$\dot{m}_g = \frac{\alpha}{100\%} \frac{\rho_g}{\rho_c} \dot{m}_c; \quad \dot{m}_{жс} = \frac{100-\alpha}{100\%} \frac{\rho_{жс}}{\rho_c} \dot{m}_c.$$

Далее с учетом обводненности разделяем жидкость на воду и нефть:

$$\dot{m}_w = \frac{wc}{100\%} \frac{\rho_w}{\rho_{жс}} \dot{m}_{жс}; \quad \dot{m}_n = \frac{100-wc}{100\%} \frac{\rho_n}{\rho_{жс}} \dot{m}_{жс}.$$

Кроме того, специальные математические модели позволяют выделить газ, находящийся в жидком агрегатном состоянии — так называемый растворенный попутный нефтяной газ. Фактическими результатами измерений МФР являются массы и объемы трех компонентов флюида (нефть, вода, газ), находящихся в двух агрегатных состояниях (жидкость, газ). Если нефть и вода находятся только в жидкой фазе, то газ присутствует сразу в двух агрегатных состояниях. В результате измеряются четыре величины: нефть, вода, свободный газ и растворенный газ. Более подробное описание алгоритма измерений и вычислений можно найти в [3].

Таким образом, на базе данных измерений, получаемых от традиционных СИ, и современного математического аппарата решается задача покомпонентного измерения составляющих многофазного потока. Достоинством метода по сравнению с другими технологиями беспарационных измерений является относительная простота и дешевизна его реализации, что достигается, прежде всего, использованием традиционных общепромышленных СИ. Практическая

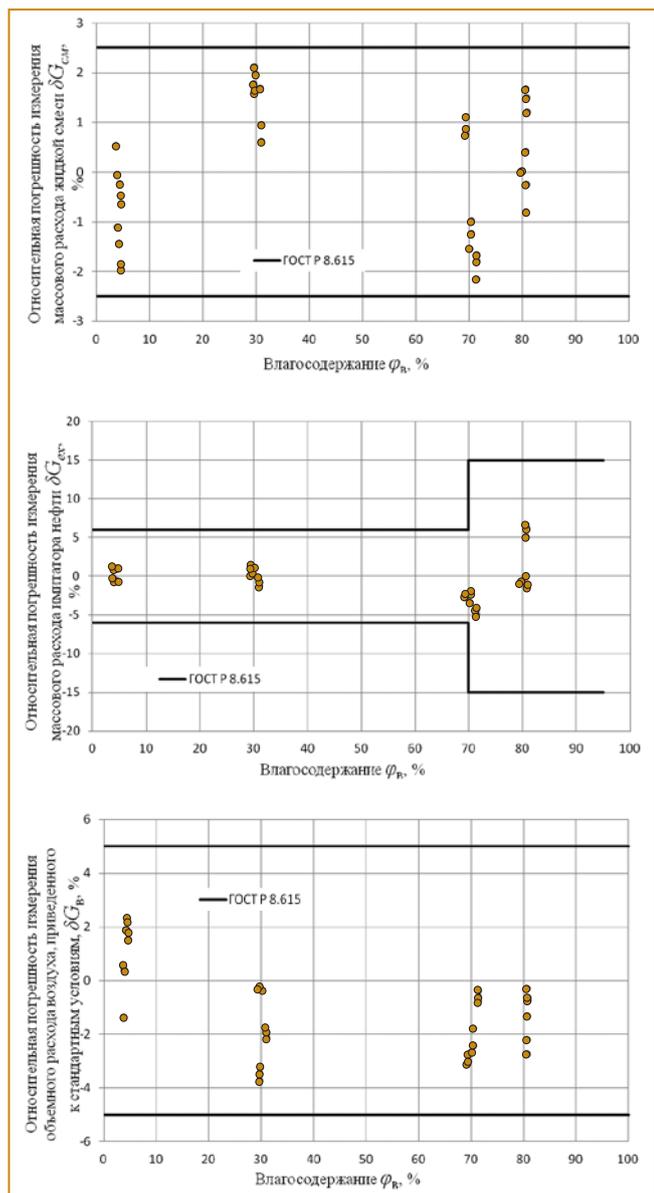


Рис. 2. Результаты испытаний МФР NetOil&Gas на ГЭТ 195-2011

состоятельность метода и соответствие метрологических характеристик МФР NetOil&Gas требованиям ГОСТ Р 8.615 подтверждена лабораторными испытаниями на эталонах NEL TUV (Глазго) и ГЭТ 195-2011 (ВНИИР, г. Казань). МФР NetOil&Gas зарегистрирован в Государственном реестре СИ за № 51424-12. На рис. 2 в качестве примера приведены данные испытаний МФР типоразмера 1½ дюйма на ГЭТ 195-2011. Точки на графиках расположены по оси обводненности и соответствуют экспериментально полученным данным для различных комбинаций расхода жидкой фракции и ОДГ. Сплошные линии определяют границы допустимой погрешности измерений, специфицированные в ГОСТ Р 8.615. Соответствие погрешностей измерения требованиям ГОСТ гарантировано при ОДГ в потоке не превышающем 50%.

Партнер компании Invensys — ОАО «ГМС Нефтемаш», входящее в Группу ГМС, в 2013 г. закончи-



Рис. 3. Мобильная ИУ Мера-МР на промысле

ло разработку и сертификацию промышленной ИУ Мера-МР на базе МФР NetOil&Gas. Установка имеет несколько вариантов исполнения: мобильный (самодвижущееся шасси или прицеп) и стационарный, рассчитанный на одну скважину или куст скважин (АГЗУ) с числом входов до 14 ед. Также предлагается вариант исполнения ИУ Мера-МР, реализующей метод измерения по новой схеме «N-1» на кусту скважин. Измерительная установка Мера-МР прошла испытания для целей утверждения типа в ФГУП «ВНИИР» на ГЭТ 195-2011 и внесена в Государственный реестр СИ за № 56231-14.

Помимо лабораторных испытаний МФР NetOil&Gas автономно и в составе ИУ Мера-МР в 2011–2013 гг. прошел ряд опытно-промышленных испытаний (ОПИ) в нефтяных компаниях на промыслах Оренбуржья, Западной Сибири и Поволжья. Результаты полевых испытаний подтвердили высокие метрологические и эксплуатационные характеристики технологии NetOil&Gas, а также выявили ряд дополнительных возможностей. Так, в ходе ОПИ, прошедших в октябре 2013 г., специалисты заказчика провели серию технологических экспериментов по возможности применения метода установившихся отборов при проведении гидродинамических испытаний скважин (ГДИС). Чувствительность ИУ Мера-МР позволила с высокой точностью отследить изменение дебита скважины при изменении частоты привода насоса с шагом в 1 Гц и построить так называемую индикаторную диаграмму. Отказ от традиционных методов определения коэффициента продуктивности скважины (КВД, КВУ) в пользу метода установившихся отборов заказчик оценил в несколько десятков тысяч тонн потенциальной дополнительно извлеченной нефти в год. В денежном эквиваленте это соответствует многократной окупаемости ИУ Мера-МР уже в течение первого года эксплуатации. На рис. 3 показана промышленная ИУ Мера-МР в мобильном исполнении (прицеп), выполняющая измерения на промысле.

К другим «материальным» преимуществам технологии NetOil&Gas можно отнести снижение так назы-

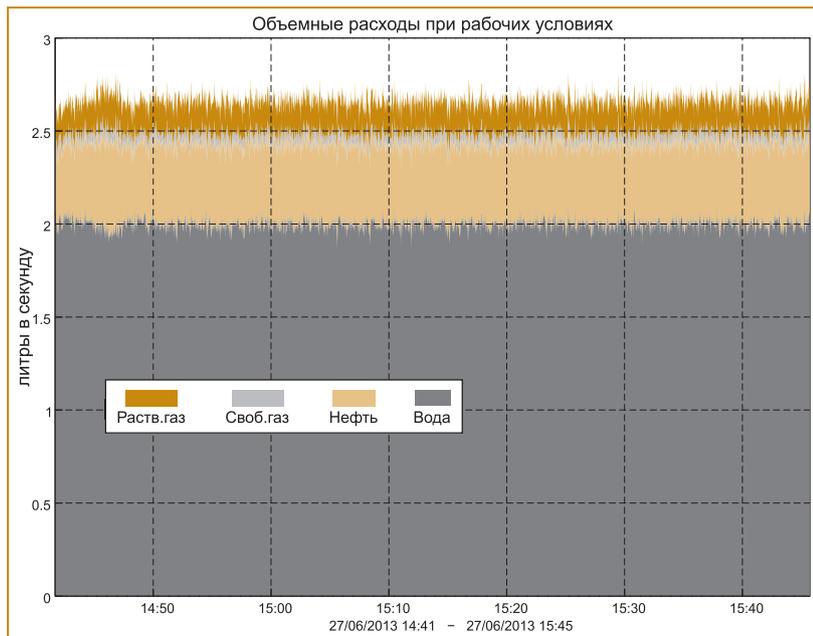


Рис. 4. График-диаграмма из отчета о тесте скважины

ваемой совокупной стоимости владения ИУ — общих затрат, связанных с владением установкой в течение всего жизненного цикла от начала проектирования до ее утилизации. Экономические расчеты показывают, что, несмотря на более высокую закупочную стоимость ИУ, технология NetOil&Gas обеспечивает снижение совокупной стоимости владения по сравнению с традиционной технологией «Спутник». Это достигается в первую очередь снижением затрат на эксплуатацию, обслуживание, текущие и капитальные ремонты ИУ.

К «нематериальным» выгодам можно отнести высокое качество и оперативность измерительной информации. Под качеством понимается не только формальная погрешность измерений, но и их достоверность. За счет незначительного влияния на поток флюида со стороны МФР, режим измерения практически полностью соответствует режиму свободного истечения флюида в коллектор, в то время как сепараторные ИУ всегда «пережимают» и дискретизируют поток. Другими словами, измеряемые с помощью МФР дебиты максимально соответствуют реальным. Под оперативностью данных понимается снижение общего времени теста. Если ИУ типа «Спутник» для проведения теста одной скважины с учетом стабилизации потока и необходимого усреднения типично требуется время от нескольких часов до полусуток и более, ИУ с расходомером NetOil&Gas получает до-

В статье использованы материалы, любезно предоставленные Директором Технологического центра Инвенсис в университете Оксфорда д-ром Манусом Генри.

Крошкин Алексей Николаевич — канд. техн. наук, менеджер направления ООО «Инвенсис Процесс Системс», группа компаний Schneider Electric;

Лишук Александр Николаевич — директор по НИОКР Бизнес-единицы «Нефтегазовое оборудование» ООО «УК Группа ГМС».

Контактный телефон (495) 663-77-73, доб. 109.

E-mail: alexey.kroshkin@schneider-electric.com, lan@hms.ru

стоверные данные о дебите скважины за 10...20 мин., а само текущее значение регистрируется уже с первой секунды начала работы. По окончании теста в течение нескольких минут может быть сформирован отчет, содержащий исчерпывающую информацию по всем компонентам потока, включая графические тренды, а также цветную покомпонентную график-диаграмму (рис. 4). Фактически же в процессе измерений информация по каждому компоненту потока, содержащая текущие расходы, средние расходы и массы (объемы) накопленным итогом с начала теста, обновляется в выходном регистре МФР ежесекундно. Развитые коммуникационные возможности позволяют передавать результаты измерений на верхние уровни систем автоматизации или диспетчеризации практически в реальном масштабе времени. Это создает неограниченные возможности для реализации

современных моделей «пласт-поверхность» в рамках концепции «цифрового месторождения».

В заключение отметим, что на сегодняшний день технология беспарационных измерений NetOil&Gas полностью апробирована, испытана, доказана и готова для широкомасштабного промышленного внедрения. ОАО «ГМС Нефтемаш» в настоящее время исполняет первые коммерческие контракты на поставку ИУ Мера-МР нефтяным компаниям. Начинается этап промышленной эксплуатации и набора статистических данных о дебитах месторождений, которые в ближайшее время ответят на насущные вопросы добывающих компаний о достоверности данных практической дебитометрии и ГДИС.

Список литературы

1. Крошкин А.Н. Цифровой кориолисовый расходомер Foxboro — представитель концепции SEVA // Автоматизация в промышленности. №10. 2013. стр. 22-26.
2. Liu RP, Fuent MJ, Henry MP, Duta MD. A neural network to correct mass flow errors caused by two-phase flow in a digital Coriolis mass flowmeter // Flow Measurement and Instrumentation. 2001. March. pp. 53-63.
3. Henry, MP, M. Tombs, M. Zamora, F Zhou. Coriolis mass flow metering for three-phase flow: A case study // Flow Measurement and Instrumentation. Vol. 30. April 2013. pp. 112-122.