

УДК 681.5:622.276; 622.279

© И. Н. Москалев, А. В. Семенов, С. Н. Екимчев, Д. А. Хапов, 2023

БЕССЕПАРАЦИОННЫЙ АНАЛИЗАТОР ОБЪЕМНЫХ ДОЛЕЙ ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ВОДЫ В ПРОДУКТАХ ДОБЫЧИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

При разработке бессепарационной техники регистрации компонентов продукции газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скважин приходится решать задачу определения объемных содержаний этих компонентов. Перспективное направление решения этой задачи — техника зондирования газожидкостного потока радиоволнами дециметрового диапазона. Пропуская поток через СВЧ-резонатор и измеряя сдвиг частоты резонатора и его добротность, можно определить объемную долю газа, воды и конденсата. Алгоритм определения объемных долей газа, воды и углеводородного конденсата газожидкостного потока с помощью анализа информации от СВЧ-резонатора обеспечивает приемлемую точность определения количества конденсата только при высоких конденсатогазовых факторах ($\sim 300\text{--}1000\text{ см}^3/\text{м}^3$) и низких водогазовых факторов ($\sim 30\text{--}100\text{ см}^3/\text{м}^3$). При возрастании доли воды или снижении доли конденсата погрешность определения конденсатогазового фактора становится недопустимо большой, что обесценивает этот метод измерения. Снижения погрешности можно добиться, если ввести в расходомер байпасную линию, содержащую фильтр, отделяющий жидкую фазу, и опорный резонатор, регистрирующий сдвиг частоты, обусловленный газовой фазой. Фильтр зондируется радиолучом 8-мм диапазона, реагирующим на содержание только водного компонента. Данные, получаемые с резонатора и фильтра, значительно расширяют диапазон регистрируемых конденсатогазовых и водогазовых факторов.

Кл. сл.: газожидкостный поток, многофазный расходомер, СВЧ-резонатор, миллиметровый диапазон, погрешность измерения, скважина

ВВЕДЕНИЕ

Для измерения дебитов газоконденсатных скважин, а также для решения некоторых других задач в настоящее время все более настоятельно требуются расходомеры газожидкостных (двухфазных) потоков. И если для регистрации однофазных газовых или жидкостных потоков разработано огромное количество различных типов расходомеров, различающихся по принципу действия, диапазонам расходов, точностным и стоимостным характеристикам и пр., то для измерения расходов газожидкостных смесей их число сравнительно невелико, причем большую долю их составляют расходомеры, используемые в нефтяной промышленности [1–4].

Для газоконденсатных (ГК-) скважин расходомеры газожидкостных смесей, используемые в нефтяной промышленности, практически не пригодны ввиду двух важных физических обстоятельств. Во-первых, нефтегазовые смеси на устье скважин содержат жидкую фазу в пределах $\sim 7\text{--}20\%$ об., в то время как в газоконденсатных смесях ее содержание составляет $0.5\text{--}5.0\%$ об., т.е. в $\sim 5\text{--}15$ раз меньше. Это приводит к трудностям при измерении жидкой фазы с приемлемой (менее 5%)

погрешностью. Во-вторых, дебиты газовых скважин в сотни, тысячи и более раз больше, чем дебиты скважин нефтяных месторождений. В силу этого в газоконденсатных расходомерах, например, резко возрастает число Рейнольдса, меняется характер течения, становятся недопустимы элементы, сколько-нибудь заметно сокращающие сечение трубопровода (крыльчатки, диафрагмы с малым модулем m и др.).

Несмотря на то, что ПАО "Газпром" давно испытывает потребность в расходомерах для оперативного измерения покомпонентных продуктов добычи ГК-скважин, на сегодня число приборов, решающих задачу оперативного измерения покомпонентных продуктов добычи ГК-скважин, крайне мало. Из отечественных расходомеров можно назвать серию расходомеров "Поток" (разработка ООО "ГАНГ-Нефтегазавтоматика", г. Москва), расходомер ДФР-01 (разработка НПФ "Вымпел", г. Саратов) и расходомер РГЖ-001 (разработка ФГУП "ФНПЦ НИИИС им. Ю.Е. Седакова", г. Нижний Новгород). Однако по ряду причин ни один из этих расходомеров не получил широкого распространения, и в настоящее время в России эти расходомеры не выпускаются [5–7].

Отсюда перед отечественными компаниями (и, прежде всего, перед ПАО "Газпром") стоит задача выбора наиболее удачной модели — по совокупности стоимостных и метрологических характеристик, удобству обслуживания и пр., т.е. по параметру "стоимость – эффективность", но, прежде всего, по достоверности получаемых результатов и их сопоставимости с результатами исследований скважины по общепринятой методике с помощью устьевого сепарационной установки [8].

Ниже описано состояние разработки по созданию двухфазного расходомера для ГК-скважин, основанного на принципе различия компонентов (газа, воды и конденсата) по их диэлектрической проницаемости.

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ МНОГОФАЗНЫМИ РАСХОДОМЕРАМИ

Перечислим вначале основные актуальные задачи, необходимость решения которых вынуждает обращаться к расходомерии многофазных потоков.

Первая задача обусловлена прогрессом в области добычи: развитие технологий сбора и подготовки углеводородного сырья и постоянно возрастающая степень автоматизации требуют непрерывного измерения расходов газовой и жидкой фаз углеводородных газожидкостных смесей. *Управление процессами разработки* месторождений требует *непрерывного контроля дебитов* как отдельных скважин, так и их групп. В этих условиях традиционное разделение газоконденсатного потока на газовую и жидкую фазы с помощью сепаратора и с последующим их замером становится невозможным, и мы с необходимостью должны обращаться к расходомерам газожидкостных потоков.

Второй важной задачей, потребовавшей развития многофазной расходомерии, является *исследование скважин* на газоконденсатность, т.е. определение их дебитов по газу, конденсату и воде, а также определение компонентно-фракционного состава добываемого пластового газа. При этих исследованиях продукты добычи разделяются в сепараторе на газовую и жидкую фазы при давлении 3–6 МПа, далее отбираются пробы газа сепарации, нестабильного и стабильного конденсатов и пластовой воды для последующих физико-химических исследований; при этом газ из сепаратора выводится на факел.

Следующей близкой, но все же самостоятельной задачей, решаемой с помощью многофазных расходомеров, является задача *геологического контроля* за эксплуатацией скважины.

Важным геологическим моментом является также степень обводненности скважины и ее динамика (например, такой вопрос особенно остро

стоит на Астраханском месторождении). Поэтому при решении этой задачи расходомер должен измерять дебит воды наряду с измерением дебита нестабильного конденсата и газа.

Четвертой важной задачей, решение которой связано с применением расходомеров, является *обеспечение добычи углеводородов с подводных шельфовых месторождений*. В этих условиях *контроль технологического режима эксплуатации скважин*, устья которых находятся на значительной глубине, без применения таких расходомеров становится попросту невозможным.

К последней, пятой задаче (вернее к группе задач), решаемой с помощью расходомеров многофазных потоков, относятся задачи, связанные с коммерческими расчетами: при передаче определенного количества продуктов добычи от одних предприятий другим.

Совершенно разные цели и задачи на этапе разработки многофазных расходомеров определяют их различную архитектуру, требование к точности и, как следствие, различную стоимость. Так, для решения задач автоматизации при управлении процессами отбора углеводородов из залежей допустимы погрешности в 6–9%; задачи, решаемые при исследовании скважин (определение компонентно-фракционного состава добываемого флюида), требуют более высокого уровня точности (допустимая погрешность не должна превышать 3–4%); для геологического контроля состояния скважины в первую очередь нужны относительные измерения (т.к. измеряются производные потоков по времени), а величина абсолютной погрешности может быть велика ~10%, с другой стороны, здесь требуется четырехфазный (газ – нестабильный конденсат – вода – твердое тело) расходомер. Задачи коммерческого учета, особенно расчета между предприятиями, требуют высшей точности, и на сегодня для них величина погрешности допускается не более 1–2%.

СВЧ-РЕЗОНАТОР — АНАЛИЗАТОР СОСТАВА ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ

Задача определения компонентных расходов — газа, воды и конденсата может быть разбита на две части. Первая из них — измерение скорости компонентов, вторая — измерение их объемного содержания.

Первая задача может быть решена различными способами: по измерению перепада давления на сужающем устройстве — диафрагме или трубе Вентури; по определению времени корреляции между двумя одинаковыми датчиками, разнесенными по длине измерительной секции; по изменению

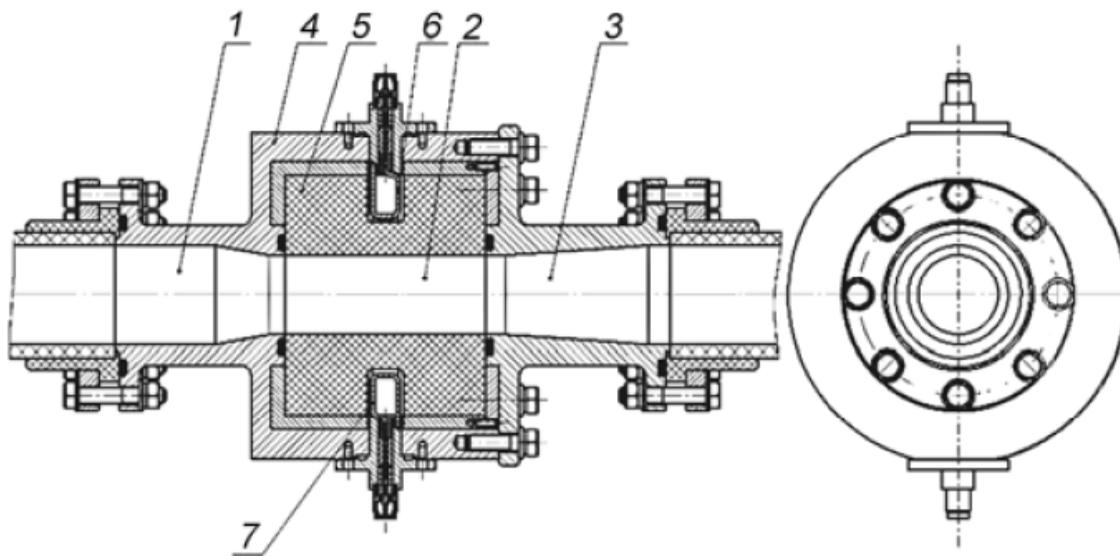


Рис. 1. Трубная измерительная секция.

1 — конфузор трубы Вентури; 2 — ее горловина; 3 — диффузор; 4 — силовой корпус резонатора дециметрового диапазона; 5 — тефлон; 6, 7 — петли связи

частоты радиосигнала, отраженного от капель, т.е. по эффекту Доплера, и другими методами.

Для решения второй, более трудной задачи — определения объемных долей газа, воды и конденсата — в большинстве зарубежных многофазных расходомерах (МФР) используется гамма-плотномер. С привлечением некоторых дополнительных измерений (в основном количества воды в потоке) задачу определения объемных долей компонентов удается решить. Однако использование радиоизотопного метода измерения состава потока газожидкостной смеси (ГЖС) требует специальных мер, связанных с эксплуатацией и хранением радиоактивного источника.

При использовании диэлькометрического принципа задача решается с помощью СВЧ-анализатора, представляющего объемный резонатор, в центре которого сделано отверстие для пропуска потока ГЖС. Для сокращения размеров резонатор заполняют диэлектриком, имеющим малые потери в СВЧ-диапазоне. Пример такого резонатора, сконструированного и изготовленного фирмой "Петрогазтехприбор" (г. Санкт-Петербург), показан на рис. 1.

Электрические характеристики резонатора регистрировались с помощью панорамного анализатора Р2-102.

АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМНЫХ ДОЛЕЙ ГАЗА, ВОДЫ И КОНДЕНСАТА В МФР С СВЧ-РЕЗОНАТОРОМ-АНАЛИЗАТОРОМ

Кратко рассмотрим алгоритм определения объемных долей газа, воды и конденсата МФР, конструкция которого показана на рис. 1, где секция анализатора компонентного состава выполнена на основе резонатора дециметрового диапазона. При прохождении газожидкостного потока сквозь резонатор меняются электрические характеристики последнего — его резонансная частота и форма резонансной кривой.

Пусть дисперсионная характеристика пустого резонатора выглядит, как показано на рис. 2 (кривая *a*). Она характеризуется положением резонансного пика на оси частот — частотой f_0 и его полушириной $\Delta F_0 = f_{0в} - f_{0н}$, где $f_{0в}$, $f_{0н}$ — частоты, лежащие выше и ниже частоты f_0 и соответствующие ослаблению сигнала на 3 дБ. (Пример резонансного пика, полученного с использованием подобной техники, показан в [9].) При заполнении резонатора газом до рабочего давления резонансная кривая сдвинется в сторону низких частот и займет положение f_1 . Поскольку газ не поглощает радиоволны дециметрового диапазона, полуширина ΔF_1 останется прежней: $\Delta F_1 = \Delta F_0$ (рис. 2, кривая *b*).

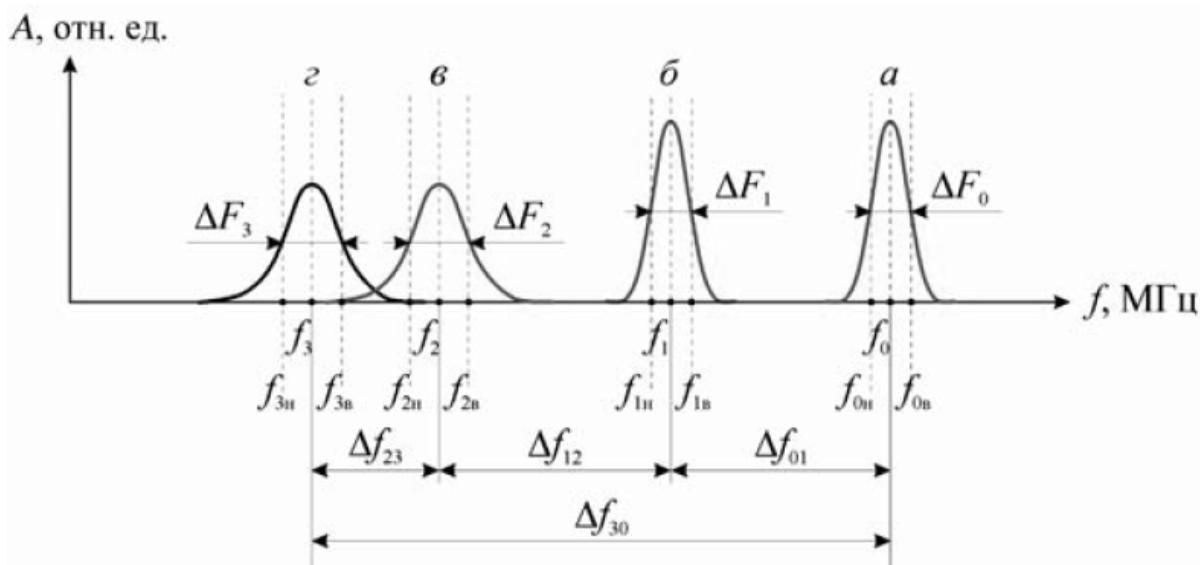


Рис. 2. Эволюция сигналов резонатора при последовательном введении в него компонентов газожидкостного потока.

a — поток отсутствует; *б* — в резонаторе только природный газ; *в* — в газ добавляется аэрозоль воды; *г* — в газ, содержащий аэрозоль воды, добавлен аэрозоль углеводородного конденсата; *A* — амплитуда сигнала с детектора при свипировании частоты

Теперь добавим к газу воду в капельно-жидком виде. Частота резонатора при этом снова сдвинется вниз и займет положение f_2 . Кроме того, поскольку аэрозоль воды поглощает радиоволны, резонансный пик при этом еще дополнительно и расширится, а также несколько упадет его амплитуда (рис. 2, *в*). Далее добавим в объем резонатора аэрозоль углеводородного (УВ) конденсата. Конденсат снова сдвинет частоту резонатора вниз: $f_2 \rightarrow f_3$. Форма резонансной кривой при этом останется прежней, т.к. УВ-конденсат практически не поглощает радиоволны СВЧ-диапазона. В результате получаем форму сигнала, представленную на рис. 2, *г*. Ключевым моментом здесь является измерение количества воды, т.к. только она вызовет уширение резонансной кривой $\delta(\Delta F) = \Delta F_0 - \Delta F_2$ [10].

Основная физическая идея алгоритма: по известной, заранее измеренной зависимости $\Delta F(V_2)$, где V_2 — объем всех капель воды в резонаторе, определяется значение V_2 . Далее по найденному V_2 вычисляется сдвиг частоты, обусловленный водной компонентой Δf_{12} . Сдвиг частоты, вызванный газовой фазой, Δf_{01} либо вычисляется анали-

тически (при известном компонентном составе), либо измеряется. После этого из общего сдвига Δf_{13} вычитаются сдвиги частот Δf_{01} и Δf_{12} . По оставшейся части Δf_{23} определяют объем конденсата V_3 , находящегося в резонаторе.

Для наглядного представления о сдвигах частот от каждого компонента рассмотрим следующий пример.

Пусть используется МФР, в состав которого входит секция измерения плотности газожидкостного потока на основе СВЧ-резонатора дециметрового диапазона [2]. Предположим, что МФР установлен в шлейфе одной из скважин Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ). Зададимся типичными рабочими условиями: давление $P = 8.0$ МПа и температура $T \sim 300$ К.

Значение водогазового фактора (ВГФ) может меняться в широких пределах ($10\text{--}500$ см³/м³); то же можно сказать и о конденсатогазовом факторе (КГФ): $150\text{--}400$ см³/м³. Зададимся средними значениями ВГФ (γ) и КГФ (α): положим $\gamma = 250$ см³/м³ и $\alpha = 275$ см³/м³. Состав пластового газа АГКМ представлен в табл.

Табл. Процентный состав пластового газа АГКМ

Хар-ка	Газ								
	N ₁	CO ₂	H ₂ S	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆₊
% мол.	0.62	13.41	25.61	52.28	2.09	0.99	0.65	0.31	3.86

Численные оценки сдвигов частоты для условий $P = 8.0$ МПа, $T = 300$ К, $\gamma = 250$ см³/м³, $\epsilon = 275$ см³/м³ дают следующие значения: $\Delta f_{01} = 24$ МГц, $\Delta f_{12} = 15$ МГц, $\Delta f_{23} = 2.7$ МГц.

ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРОННОЙ АППАРАТУРЕ. ДИАПАЗОН ИЗМЕРЕНИЯ КГФ

В действующем макете МФР СВЧ-резонатор имел следующие параметры: резонансная частота (на низшей моде колебаний E_{010}) составляла $f_0 = 1450$ Гц, нагруженная добротность $Q_0 = 1.1 \cdot 10^3$. В качестве измерителя смещения частоты и изменения добротности использовался панорамный анализатор P2-102 с погрешностью измерения частоты $\delta f = \pm 0.5$ МГц. С помощью статистики это значение было снижено в несколько раз и доведено до ± 0.1 МГц.

Рассматриваемые в [10] экспериментальные данные зависимости полуширины резонансной кривой ΔF_2 от объема воды в аэрозольной фазе V_2 показывают, что погрешность в определении ΔF_2 , равная ± 0.1 МГц, приводит к погрешности определения объема воды ± 0.5 мл. Это, в свою очередь, при вычислении сдвига частоты в Δf_{13} , привносимого водой в общий сдвиг частоты в Δf_{03} , приводит к неопределенности последней на $\delta f = \pm 3$ МГц. Эта цифра превышает величину $\Delta f_{23} = 2.7$ МГц, которая в алгоритме отводится конденсату. А это означает, что погрешность в определении сдвига частоты, даваемого водой, "замажет" эффект сдвига частоты от присутствия конденсата и количество последнего нельзя будет измерить с разумной достоверностью.

Одним из выходов из этой ситуации является требование к снижению погрешности измерения частоты в ~ 10 раз. Это, в свою очередь, приводит к необходимости определения точек половинной мощности с погрешностью не более $\delta f = \pm 0.01$ МГц. При этом относительная погрешность измерения частоты составит $\delta f / f_0 \sim 10^{-2} / 1500 = 0.7 \cdot 10^{-5}$. Напомним, что классическое выражение для минимально измеряемого сдвига частоты δf резонатора с параметрами f_0 и Q_0 записывается как

$$\delta f / f_0 = \eta / Q_0,$$

где η — коэффициент, зависящий от способа измерения частоты, обычно находится в диапазоне 0.1–0.3 (безразмерная величина). Если принять наименьшее значение $\eta = 0.1$, то это выражение можно переписать следующим образом:

$$\delta f \approx 0.1 \Delta F_0.$$

В рассматриваемом случае это требование должно быть ужесточено

$$\delta f \approx 0.01 \Delta F_0.$$

Обратим внимание на следующий важный момент. В рассматриваемом примере фигурировало достаточно большое значение КГФ (275 см³/м³). Большинство месторождений имеет КГФ в 3–10 раз ниже. При переходе на скважину с таким содержанием конденсата в пластовом газе ситуация вновь повторится, и относительная погрешность снова окажется недопустимо высокой: она составит 40–120%.

Таким образом, для скважин с умеренным (~ 100 см³/м³) и низким (~ 30 – 10 см³/м³) КГФ алгоритм определения количества конденсата в потоке ГЖС должен быть кардинально улучшен.

И он, действительно, может быть улучшен, если панорамный анализатор P2-102 заменить более совершенной техникой. Современная электроника типа скалярного анализатора P2M-18A фирмы "Микран" (г. Томск) успешно справляется с этой задачей: она позволяет определить резонансную частоту резонатора и точки половинной мощности с точностью до 5–6 значащих цифр даже при умеренных и низких добротностях ($Q \sim 100$ – 300). Отсюда: задача определения содержания конденсата при низком КГФ может быть успешно решена.

СТРАТЕГИЯ ВЫСОКОТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ПОКОМПОНЕНТНЫХ РАСХОДОВ

В рассмотренных выше примерах не учитывалась погрешность измерения частоты от чисто газового компонента. А она может быть существенной, т.к., помимо состава газа, зависит от его давления, температуры и коэффициента сжимаемости.

Поэтому для минимизации погрешности определения объемной доли конденсата необходимо минимизировать погрешности измерения сдвига Δf_{01} , вызванного чисто газовым компонентом.

В идеале желательно измерять объемную долю каждого компонента газожидкостного потока в условиях, когда других компонентов нет, для чего надо физически их разделить. Однако это не допускается "условиями задачи": любой МФР предназначен для *бессепарационного* измерения расходов каждого компонента. Тем не менее в одном случае можно организовать измерение объемной доли *только одного* газа, а во втором случае — организовать высокоточное измерение *доли воды*, несмотря на присутствие конденсата.

Далее основное внимание будет сосредоточено на принципах измерения количества индивидуального компонента с наиболее низкой погрешностью [11]. Начнем с высокоточных измерений воды — источника основных погрешностей при определении количества конденсата.

ИЗМЕРЕНИЕ ОБЪЕМНОЙ ДОЛИ ВОДЫ С ПОМОЩЬЮ ФИЛЬТРА, ПРОСВЕЧИВАЕМОГО РАДИОВОЛНАМИ МИЛЛИМЕТРОВОГО ДИАПАЗОНА

Электромагнитные волны миллиметрового диапазона (частота 30–40 ГГц) энергично поглощаются водой: затухание N составляет 200 дБ/см! Это обстоятельство позволяет обнаруживать малые количества воды, встречающиеся на пути такого радиолуча — компонент (ϵ) с индексами 2 в обозначениях по рис. 2. Используем этот момент для определения C_2 (рис. 3).

Для этого организуем линию подачи газа в специальный фильтр, отделяющий жидкую фазу, и дополним счетчиком прошедшего через нее газа (рис. 4).

Конструкция такого фильтра может быть достаточно простой — это цилиндр диаметром 12–14 мм, заполненный фильтрующим материалом в виде, например, стекловолоконной ваты, или кварцевого песка, или тканью Петрянова, исполь-

зуемой в респираторах, или фторопластовыми нитями. К материалу фильтра предъявляются два основных требования — он должен иметь малый угол потерь и допускать нагрев до 120–150 °С.

Сигнал, регистрируемый детектором U_d , ослабляется только водным компонентом, т.к. УВ-конденсат не поглощает миллиметровые волны (он лишь сдвигает фазу волны). Сигнал U_d и масса воды в фильтре связаны соотношением

$$U_d = kU_0 e^{\alpha m_b},$$

где k — коэффициент, определяемый геометрией фильтра (устанавливается заранее опытным путем), безразмерная величина; U_0 — сигнал в случае, когда вода отсутствует; α — коэффициент поглощения, 1/кг; m_b — масса воды в фильтре, кг.

Из этого соотношения находится масса воды

$$m_b = \frac{1}{\alpha} \ln \frac{U_d}{kU_0}.$$

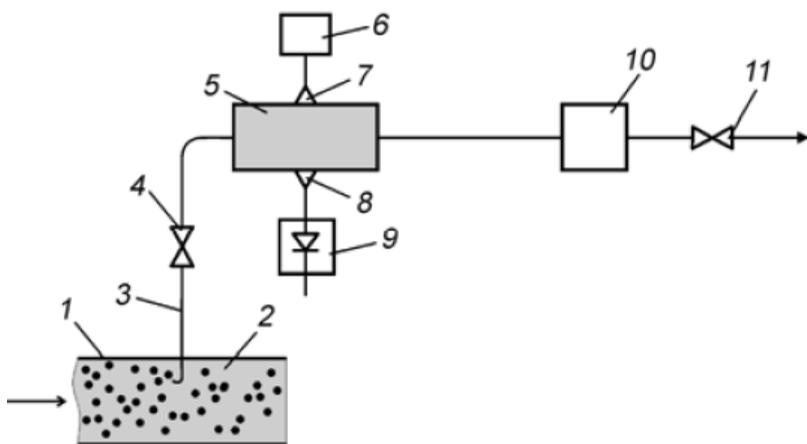


Рис. 3. Способ определения доли воды C_2 с помощью зондирования фильтра радиоволнами миллиметрового диапазона.

1 — участок трубопровода; 2 — поток газожидкостной смеси; 3 — заборное устройство; 4, 11 — вентили; 5 — фильтр; 6 — КВЧ-генератор; 7, 8 — приемный и передающий рупоры; 9 — детекторная секция; 10 — счетчик объема газа

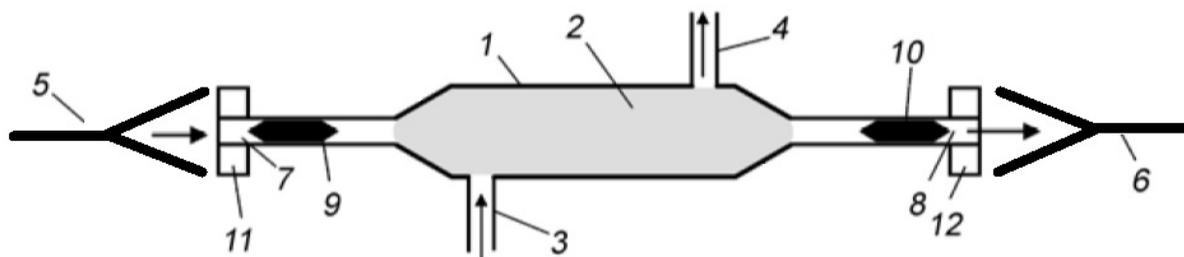


Рис. 4. Конструкция волноводного фильтра.

1 — силовой корпус; 2 — материал фильтра; 3 — входная трубка подачи газа (от заборного устройства); 4 — выходная трубка сухого газа, очищенного от аэрозоля; 5, 6 — излучающий и принимающий рупоры; 7, 8 — волноводы 8-мм диапазона; 9, 10 — радиопрозрачные согласующие диэлектрические окна, отделяющие генератор (слева) и детектор (справа) от фильтра 1, находящегося при рабочем давлении (~100 атм); 11, 12 — волноводные фланцы

Зная массу воды m_v и количество газа, прошедшего через фильтр, определяем значение ВГФ *в стандартных условиях*. Отношение объема воды к объему газа *в рабочих условиях* дает искомый коэффициент C_2 .

Варьируя время прохождения анализируемого потока ГЖС через фильтр, всегда можно добиться высокой точности определения величины C_2 . Действительно, при малых водосодержаниях можно увеличить время накопления воды в фильтре и добиться ярко выраженного эффекта, т.е. ситуации, когда U_d составляет, например, 0.1–0.3 U_0 . А точное определение количества воды, т.е. C_2 , является, как уже говорилось выше, гарантом низкой погрешности при дальнейшем определении объемной доли конденсата, а затем и природного газа C_1 .

Счетчик 10 регистрирует объем прошедшего газа в рабочих условиях V_r . Определив массу воды, находим объем воды в фильтре $V_v = m_v / \rho$, где ρ — плотность воды, а затем и долю воды в газожидкостном потоке

$$C_2 = V_v / (V_r + V_v).$$

Организация измерений объемной доли газовой фазы приводится в работе [11], и мы не будем на ней останавливаться.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, на сегодня разработка МФР для ГК-скважин, основанном на дизелькометрическом принципе, практически завершена. Организация байпасной линии с периодическим забором небольшой (~0.01 %) доли потока ГЖС, введение опорного резонатора, измеряющего реакцию чистого (без жидкой фазы) газа и последующее зондирование фильтр-патрона с отделенной жидкостью миллиметровыми волнами, а также требование понизить погрешность δf измерения резонансной частоты и точек половинной мощности до значений $\delta f/f \sim 1 \cdot 10^{-5}$ выводят решение задачи определения объемной доли конденсата C_3 на новый метрологический уровень. Оценки показывают, что введение предлагаемых мер позволяет получить приемлемую погрешность (~5–10%) определения C_3 при КГФ в ~10 раз более низком (10–30 см³/м³), чем обсуждалось ранее. И на повестке дня стоит создание действующего макета, а затем и опытного образца.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Абрамов Г.С.* Решение проблемы надежного покомпонентного дебита нефтяных скважин // Материалы II Общероссийской конференции по расходомерии. М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2005. С. 14–27.
2. *Кремлевский П.П.* Измерение расхода многофазных потоков. Л.: Машиностроение, 1982. 214 с.
3. *Кремлевский П.П.* Расходомеры и счетчики количества вещества. Кн. 2. СПб.: Политехника, 2004. 412 с.
4. *Мальшиев С.Л.* Контроль и воспроизведение двухфазного потока на эталоне массового расхода газожидкостных смесей: дис. ... канд. техн. наук. Казань: Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева, 2017. 139 с.
5. Каталог продукции ООО НПО "Вымпел". URL: <https://etppgb.ru/suppliers/117821-ooo-pro-vympel/>
6. *Ермолкин О.В.* Современные измерительные приборы и аппаратура для нефтегазодобычи // Газовая промышленность. 2014. № 1. С. 79–81. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=21183767>
7. *Новопашин В.Ф., Беляев В.Б., Орехов Ю.И. и др.* Испытания расходомера РГЖ-001-01 на скважине 24.2 Заполярного НГКМ // Газовая промышленность. 2011. № 6. С. 36–39. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=16351561>
8. ТУ 4213-064-00158758-2005. Мобильная замерная установка для исследований газоконденсатных и нефтяных скважин. Технические условия (ООО "ТюменНИИГипрогаз"). Тюмень, 2005.
9. *Гришин Д.В., Голод Г.С., Москалев И.Н., Деревягин Г.А., Хапов Д.А., Кочнев В.В.* Метод и техника непрерывного определения коэффициента сжимаемости газов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2016. № 1. С. 11–20. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=25256843>
10. *Москалев И.Н., Семенов А.В.* Алгоритм определения объемных долей газа, воды и конденсата в продуктах добычи газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкой фазы // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2019. № 10 (555). С. 12–18. DOI: 10.33285/0132-2222-2019-10(555)-12-18
11. *Москалев И.Н., Семенов А.В., Горбунов И.А., Горбунов Ю.А.* Организация высокоточных измерений объемных долей газа, воды и конденсата в продуктах добычи газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2020. № 7 (564). С. 5–12. DOI: 10.33285/0132-2222-2020-7(564)-5-12.

АО "Ижевский моторзавод "Аксин холдинг",
г. Ижевск (Москалев И.Н., Екимчев С.Н.)

Контакты: Хапов Дмитрий Александрович,
khda@mail.ru

Московский университет им. С.Ю. Витте, Москва
(Семенов А.В.)

АО "Арзамасский Приборостроительный завод
им. П.И. Пландина", г. Арзамас (Хапов Д.А.)

Материал поступил в редакцию 19.10.2022

NON-SEPARATION ANALYZER OF VOLUME FRACTIONS OF GAS, CONDENSATE AND WATER IN PRODUCTS EXTRACTED FROM GAS CONDENSATE WELLS

I. N. Moskalev¹, A. V. Semenov², S. N. Ekimchev¹, D. A. Khapov³

¹Aksion Holding Izhevsk Motor Plant, Izhevsk, Russia

²Moscow Witte University, Russia

³Arzamas Instrument-Building Plant, Arzamas, Russia

When developing a non-separation technique for recording the components of the production of gas condensate and oil and gas condensate wells, it is necessary to solve the problem of determining the volumetric contents of these components. A promising direction for solving this problem is the technique of probing a gas-liquid flow with decimeter radio waves. By passing the flow through the microwave resonator and measuring the frequency shift of the resonator and its quality factor, it is possible to determine the volume fraction of gas, water, and condensate.

The algorithm for determining the volume fractions of gas, water and hydrocarbon condensate of a gas-liquid flow using the analysis of information from a microwave resonator provides an acceptable accuracy in determining the amount of condensate only at high gas-condensate factors ($\sim 300\text{--}1000\text{ cm}^3 / \text{m}^3$) and low water-gas factors ($\sim 30\text{--}100\text{ cm}^3 / \text{m}^3$). With an increase in the proportion of water or a decrease in the proportion of condensate, the error in determining the gas-condensate factor becomes unacceptably large, which devalues this measurement method. The error can be reduced by introducing a bypass line into the flow meter containing a filter that separates the liquid phase and a reference resonator that registers the frequency shift due to the gas phase. The filter is probed with an 8 mm radio beam, which reacts to the content of only the water component. The data obtained from the resonator and filter significantly expand the range of recorded condensate-gas and water-gas factors.

Keywords: gas-liquid flow, multiphase flow meter, microwave resonator, millimeter range, measurement error, well

INTRODUCTION

To measure the flow rates of gas condensate wells, as well as to solve some other problems, gas-liquid (two-phase) flow meters are now increasingly required. If a huge number of different types of flowmeters have been developed for recording single-phase gas or liquid flows, differing in the principle of operation, flow ranges, accuracy and cost characteristics,

etc., then for measuring the flow rates of gas-liquid mixtures their number is relatively small, and most of them are flow meters used in the oil industry [1–4].

For gas condensate (GC) wells, gas-liquid mixture flowmeters used in the oil industry, are practically unsuitable due to two important physical circumstances. Firstly, oil and gas mixtures at the wellhead contain a liquid phase in the range of $\sim 7\text{--}20\%$ vol., while in gas condensate mixtures its content is 0.5–

5.0% vol., i.e., ~5–15 times less. This leads to difficulties in measuring the liquid phase with an acceptable (less than 5%) error. Secondly, the flow rates of gas wells are hundreds, thousands, or more times greater than the flow rates of wells in oil fields. Because of this, in gas condensate flow meters, for example, the Reynolds number increases sharply, the nature of the flow changes, and elements that significantly reduce the cross section of the pipeline (impellers, diaphragms with a small modulus m , etc.) become unacceptable.

Despite the fact that the PJSC "Gazprom" has long felt the need for flow meters for the operational measurement of components of products from GC-wells, today the number of devices that solve the problem of online measurement of component products from GC-wells is extremely small. Domestic devices comprise the Порок series of flow meters (developed by GANG-Neftegazavtomatika LLC, Moscow), the ДФР-01 flow meter (developed by Vympel Research and Production Company, Saratov) and the ПГЖ-001 flow meter (developed by the Federal State Unitary Enterprise Federal Scientific and Practical Center NIIS named after Yu.E. Sedakov, Nizhny Novgorod). However, for a number of reasons, none of these flow meters has become widespread, and at present these flow meters are not produced in Russia [5–7].

The domestic companies (and above all, Gazprom) face the task of choosing the most effective model based on the combination of cost and metrological characteristics, ease of maintenance, etc., i.e., in terms of the "cost–efficiency" parameter, but first of all, in terms of the reliability of the results obtained and their comparability with the results of conventional method tests using a wellhead separation unit [8].

The following describes the state of development of a two-phase flow meter for GC-wells based on the principle of distinguishing components (gas, water, and condensate) by their dielectric constant.

MAIN TASKS SOLVED BY MULTI-PHASE FLOW METER

Let us first list the main actual problems, the need to solve which forces us to turn to the flow metering of multiphase flows.

The first task is due to progress in production: the development of technologies for extracting and preparing hydrocarbon raw materials and the ever-increasing degree of automation require continuous measurement of the flow rates of the gas and liquid phases of hydrocarbon gas-liquid mixtures. *Management of field development requires continuous monitoring of flow rates* for both individual wells and their groups. Under these circumstances, it is difficult to

separate the gas condensate flow into its gas and liquid components using a separator and measure them afterwards; instead, we must use gas-liquid flow meters.

The second important task that required the development of multiphase flow metering is the study of wells for gas condensate, i.e., determination of their flow rates for gas, condensate, and water, as well as determination of the component-fractional composition of the produced reservoir gas. In these studies, the products of mining are divided in the separator for gas and liquid phases at a pressure of 3–6 MPa, then samples of the separated gas, unstable and stable condensates, and formation water are taken for subsequent physical and chemical studies; in this case, the gas from the separator is discharged to the flare.

The next close, but still independent, problem solved with the help of multiphase flow meters is the problem of *geological control* over the operation of the well.

An important geological issue is also the share of water in well production and its dynamics (for example, it is especially acute in the Astrakhan field). Therefore, when solving this problem, the flow meter must measure the flow rate of water along with the flow rate of unstable condensate and gas.

The fourth important task, the solution to which is associated with the use of flow meters, is *to ensure the production of hydrocarbons from underwater offshore fields*. Under these conditions, *the control of the technological mode of operation of wells*, the mouths of which are located at a considerable depth, without the use of such flow meters becomes simply impossible.

Commercial accounting is the final, fifth duty (or rather, group of tasks) completed with the use of multiphase flow meters. It entails moving a specific quantity of mining products from one firm to another.

Completely different goals and objectives at the stage of development of multiphase flow meters determine their different designs, accuracy requirements, and, as a result, different costs. Thus, to solve automation problems in managing the hydrocarbon extraction from deposits, errors of 6–9% are permissible; problems solved during well research (determination of the composition of the produced fluid) require a higher level of accuracy (permissible error should not exceed 3–4%); for geological control of the state of the well, first of all, relative measurements are needed (because time derivatives of flows are measured), and the magnitude of the absolute error can be large ~ 10%, on the other hand, it requires a four-phase (gas–unstable condensate–water–solid body) flow meter. The tasks of commercial accounting, especially settlements between enterprises, require the highest accuracy, and today the error allowed for them is no more than 1–2%.

MICROWAVE RESONATOR–ANALYZER OF GAS-LIQUID MIXTURE COMPOSITION

The task of determining flow components — gas, water, and condensate — can be divided into two parts. The first of them is the measurement of the speed of the components, the second is the measurement of their volumetric content.

The first task can be solved in various ways:

- by measuring the pressure drop using a flow restrictor: a diaphragm or a Venturi pipe;
- by determining the correlation of time between two identical sensors spaced along the length of the measuring section;
- by changing the frequency of the radio signal reflected from the droplets, i.e., the Doppler effect, and other methods.

To solve the second, more difficult task — determining the volume fractions of gas, water, and condensate — in most foreign multiphase flow meters (MFMs), a gamma densitometer is used. With the involvement of some additional measurements (mainly, the amount of water in the flow), the problem of determining the volume fractions of the components can be solved. However, the use of the radioisotope method for measuring the composition of a gas-liquid mixture (GLM) flow requires special measures related to the operation and storage of a radioactive source.

When using the dielectric principle, the problem is solved with the help of a microwave analyzer, which is a cavity resonator, in the center of which a hole is made to pass the GLM flow. To reduce the dimensions, the resonator is filled with a dielectric having low losses in the microwave range. An example of such a resonator designed and manufactured by Petrogatzekhprigor (St. Petersburg) is shown in Fig. 1.

Fig. 1. Pipe measuring section.

1 — Venturi pipe confuser; 2 — its neck; 3 — diffuser; 4 — power housing of the decimeter range resonator; 5 — teflon; 6, 7 — communication loops

The electrical characteristics of the resonator were recorded using a P2-102 panoramic analyzer.

ALGORITHM FOR DETERMINING VOLUME FRACTIONS OF GAS, WATER, AND CONDENSATE IN MFM USING MICROWAVE ANALYZER

Let us briefly consider the algorithm for determining the volume fractions of gas, water, and condensate in the MFR, the design of which is shown in Fig. 1, where the unit of the composition analyzer is made on the basis of a decimeter range resonator. When the gas-liquid flow passes through the resonator, the elec-

trical characteristics of the latter change — its resonant frequency and the shape of the resonant curve.

Let the dispersion characteristic of an empty resonator look as shown in Fig. 2 (curve *a*). It is characterized by the position of the resonant peak on the frequency axis — the frequency f_0 and its half-width $\Delta F_0 = f_{0B} - f_{0H}$, where f_{0B}, f_{0H} are the frequencies that are higher and lower than the frequency f_0 and correspond to a 3 dB signal attenuation. (An example of a resonant peak obtained using a similar technique is shown in [9].) When the resonator is filled to working pressure with gas, the resonant curve shifts towards low frequencies and takes position f_1 . Since the gas does not absorb decimeter radio waves, the half-width ΔF_1 remains the same: $\Delta F_1 = \Delta F_0$ (Fig. 2, curve *b*).

Fig. 2. Evolution of resonator signals as gas-liquid flow components are gradually introduced into it. *a* — no flow; *b* — only natural gas in the resonator; *c* — an aerosol of water is added to the gas; *d* — a water aerosol is added to the gas; *e* — a hydrocarbon condensate aerosol is added to the gas containing water aerosol; *A* — the amplitude of the signal from the detector during the frequency sweep

Now let's add water in liquid form to the gas. In this case, the resonator frequency again shifts down and takes position f_2 . In addition, since the water aerosol absorbs radio waves, the resonant peak will further expand, and its amplitude will also decrease somewhat (Fig. 2, *c*). Next, we add an aerosol of hydrocarbon (HC) condensate to the resonator volume. The condensate lowers the resonator frequency yet again: $f_2 \rightarrow f_3$. The shape of the resonance curve remains the same, because HC-condensate practically does not absorb microwave radio waves. As a result, we obtain the waveform shown in Fig. 2, *e*. The *measurement of the amount of water* is critical here because only it can cause the resonance curve $\delta(\Delta F) = \Delta F_0 - \Delta F_2$ [10] to broaden.

The main physical idea of the algorithm: to *determine* the value of V_2 according to the known, pre-measured dependence $\Delta F(V_2)$, where V_2 is the volume of all water drops in the resonator. Further, using the obtained V_2 , the frequency shift due to the water component Δf_{12} is calculated. The frequency shift caused by the gas phase, Δf_{01} , is *either calculated* analytically (if the composition is known) *or measured*. After that, the frequency shifts Δf_{01} and Δf_{12} are subtracted from the total shift Δf_{13} . The rest of Δf_{23} determines the volume of condensate V_3 in the resonator.

For a visual representation of the frequency shifts from each component, consider the following example.

Let MFM be used, it includes a unit for measuring the density of a gas-liquid flow based on a microwave

resonator of the decimeter range [2]. Let's assume that the MFM is installed in the pipeline of one of the wells of the Astrakhan gas condensate field (AGCF). The typical operating conditions are: pressure $P = 8.0$ MPa and temperature $T \sim 300$ K.

The value of the water-gas ratio (WGR) can vary over a wide range ($10\text{--}500$ cm³/m³); the same can be said about the condensate-gas ratio (CGR): $150\text{--}400$ cm³/m³. Let us set the average values of the WGR (γ) and CGR (α): e.g. $\gamma = 250$ cm³/m³ and $\alpha = 275$ cm³/m³. The composition of the AGCF reservoir gas is presented in Tab.

Tab. Percentage composition of reservoir gas AGCF

Numerical estimates of frequency shifts for the conditions $P = 8.0$ MPa, $T = 300$ K, $\gamma = 250$ cm³/m³, $\alpha = 275$ cm³/m³ give the following values: $\Delta f_{01} = 24$ MHz, $\Delta f_{12} = 15$ MHz, $\Delta f_{23} = 2.7$ MHz.

REQUIREMENTS FOR ELECTRONIC EQUIPMENT. CGR MEASUREMENT RANGE

The microwave resonator in the MFM operating prototype had the following parameters: the resonant frequency (at the lowest mode of oscillations E_{010}) was $f_0 = 1450$ Hz, the loaded quality factor $Q_0 = 1.1 \cdot 10^3$. A P2-102 panoramic analyzer with a frequency measurement error $\delta f = \pm 0.5$ MHz was used as a frequency shift and quality change meter. With the help of statistics, this value was multiplied down and brought up to ± 0.1 MHz.

The experimental data in [10] on the dependences of the half-width of the resonance curve ΔF_2 on the volume of water in the aerosol phase V_2 show, that the error ± 0.1 MHz in determining ΔF_2 , leads to an error of ± 0.5 ml in determining the water volume. This, in turn, when calculating the frequency shift in Δf_{13} contributed by water into the total frequency shift in Δf_{03} , leads to the uncertainty of the latter up to $\delta f = \pm 3$ MHz. This figure exceeds the value $\Delta f_{23} = 2.7$ MHz, which is assigned to the condensate in the algorithm. And this means that the error in determining the water frequency shift will "blur" the frequency shift effect of the presence of condensate, and the amount of the latter cannot be measured with reasonable certainty.

One way out of this situation is the requirement to reduce the frequency measurement error by ~ 10 times. This, in turn, leads to the need to determine half power points with an error of no more than $\delta f = \pm 0.01$ MHz. In this case, the relative frequency measurement error will be $\delta f / f_0 \sim 10^{-2} / 1500 = 0.7 \cdot 10^{-5}$. Recall that the classical ex-

pression for the minimum measurable frequency shift δf of a resonator with parameters f_0 and Q_0 is written as

$$\delta f / f_0 = \eta / Q_0,$$

where η is a factor depending on the frequency measurement method, usually in the range $0.1\text{--}0.3$ (dimensionless value). If we take the smallest value $\eta = 0.1$, we can rewrite the expression as follows:

$$\delta f \approx 0.1 \Delta F_0.$$

In the case under study, this requirement should be tightened

$$\delta f \approx 0.01 \Delta F_0.$$

Let's pay attention to the next important point. In the example under consideration, a rather large value of the CGR (275 cm³/m³) appeared. Most deposits have a CGR of $3\text{--}10$ times lower. When switching to a well with such a condensate content in the formation gas, the situation will repeat itself again, and the relative error will again be unacceptably high: it will be $40\text{--}120\%$.

Thus, for wells with moderate (~ 100 cm³/m³) and low ($\sim 30\text{--}10$ cm³/m³) CGR, the algorithm for determining the amount of condensate in the GLM flow should be radically improved.

And it really can be improved if the P2-102 panoramic analyzer is replaced by a more advanced technique. Modern electronics such as the R2M-18A scalar analyzer manufactured by Mikran (Tomsk) successfully cope with this task: it makes it possible to determine the resonant frequency of the resonator and half-power points with an accuracy of $5\text{--}6$ significant figures even at moderate and low Q-factors ($Q \sim 100\text{--}300$). Hence: the problem of determining the content of condensate at low CGR can be successfully solved.

STRATEGY FOR HIGH PRECISION MEASUREMENTS OF COMPONENT FLOW RATE

In the examples considered above, the frequency measurement error due to the gas component was not taken into account. But it can be significant, because, in addition to the composition of the gas, it depends on its pressure, temperature, and compressibility factor.

Therefore, to minimize the error in determining the volume fraction of the condensate, it is necessary to minimize the measurement errors of the shift Δf_{01} , caused by the only gas component.

Ideally, it is desirable to measure the volume fraction of each component of the gas-liquid flow in conditions when there are no other components, for which it is necessary to physically separate them. However, this is not allowed by the "conditions of the problem": any MFM is intended for *non-separation* measure-

ment of the flow rates of each component. Nevertheless, in one case it is possible to organize the measurement of the volume fraction of *only* gas, and in the second case it is possible to organize a high-precision measurement of *the water fraction*, despite the presence of condensate.

Further, the main attention will be focused on the principles of measuring the amount of an individual component with the lowest error [11]. Let's start with high-precision measurements of water — the source of the main errors in determining the amount of condensate.

MEASUREMENT OF THE VOLUME FRACTION OF WATER USING A FILTER, TRANSILLUMINATED BY MILLIMETER RADIO WAVES

Electromagnetic waves in the millimeter range (frequency 30–40 GHz) are vigorously absorbed by water: the attenuation N is 200 dB/cm! This circumstance makes it possible to detect small amounts of water encountered in the path of such a radio beam — component (e) with index 2 in the designations in Fig. 2. Let's obtain C_2 (Fig. 3).

Fig. 3. Method for determining the proportion of water C_2 in a filter by probing it with millimeter radio waves.

1 — section of the pipeline; 2 — gas-liquid mixture flow; 3 — intake device; 4, 11 — valves; 5 — filter; 6 — EHF generator; 7, 8 — receiving and transmitting horns; 9 — detector section; 10 — gas volume meter

To do this, we connect a gas supply line to a special filter that separates the liquid phase and add a meter of the gas that passes through it (Fig. 4).

Fig. 4. Waveguide filter design.

1 — power housing; 2 — filter material; 3 — inlet gas supply pipe (from the intake device); 4 — outlet tube of dry gas purified from aerosol; 5, 6 — emitting and receiving horns; 7, 8 — waveguides of the 8-mm range; 9, 10 — radiotransmitting matching dielectric windows separating the generator (left) and detector (right) from filter 1 at operating pressure (~100 atm); 11, 12 — waveguide flanges

The design of such a filter can be quite simple — it is a cylinder with a diameter of 12–14 mm filled with filter material, for example, fiberglass wool, quartz sand, Petryanov's fabric used in respirators, or fluoroplastic threads. There are two main requirements for the filter material: it must have a small loss angle and allow heating up to 120–150 °C.

The signal, recorded by the detector U_d , is attenuated only by the water component, since the HC condensate does not absorb millimeter waves (it only shifts the phase of the wave). The signal U_d and the mass of water in the filter are related:

$$U_d = kU_0 e^{\alpha m_b},$$

where k is a coefficient determined by the filter geometry (set by experience in advance), a dimensionless value; U_0 — signal in the absence of water, V; α is the absorption coefficient, 1/kg; m_b is the mass of water in the filter, kg.

From this ratio, the mass of water is obtained:

$$m_b = \frac{1}{\alpha} \ln \frac{U_d}{kU_0}.$$

Knowing the mass of water m_b and the amount of gas that has passed through the filter, we determine the value of the WGR *under standard conditions*. *Under normal operating conditions*, the required coefficient C_2 is given by the volume of water divided by the volume of gas.

By varying the time of passage of the analyzed GLM flow through the filter, it is always possible to achieve high accuracy in determining the value of C_2 . Indeed, at low water content, it is possible to increase the time of water accumulation in the filter and achieve a pronounced effect, i.e., situations when U_d is, for example, 0.1–0.3 U_0 . The exact determination of the amount of water, i.e., C_2 , is, as mentioned above, a guarantee of a low error in the further determination of the volume fraction of condensate, and then natural gas C_1 .

The volume of the passed gas is recorded by the meter 10 under operating conditions V_r . After determining the mass of water, we can find the volume of water in the filter $V_b = m_b / \rho$, where ρ is the density of water, and then the water fraction in the gas-liquid flow

$$C_2 = V_b / (V_r + V_b).$$

The organization of measurements of the volume fraction of the gas phase is given in [11], and we will not stop at this point.

CONCLUSION

Thus, the development of the MFM for GC-wells, based on the dielectric principle, is almost complete by now. The implementation of a bypass line with periodic intake of a small (~0.01%) fraction of the GLM flow, the introduction of a reference resonator that measures the reaction of a pure (without liquid phase) gas and subsequent millimeter wave probing of the filter cartridge with separated liquid, as well as the

requirement to reduce the error δf of measuring the resonant nanosonic frequency and half power points up to values $\delta f/f \sim 1 \cdot 10^{-5}$ result in the solution to the problem of determining the volume fraction of C_3 condensate to a new metrological level. The estimates reveal that the introduction of the proposed methods makes it possible to obtain an acceptable error ($\sim 5\text{--}10\%$) in determining C_3 at a CGR ~ 10 times lower ($10\text{--}30 \text{ cm}^3/\text{m}^3$) than previously discussed. And on the agenda is the creation of a working layout, and then a prototype.

REFERENCES

1. Abramov G.S. [Solving the problem of reliable component-by-component production of oil wells]. *Materialy II Obscherossiyskoy konferenzii po raschodometrii* [Proceedings of the II All-Russian Conference on Consumometry], Moscow, OJSC VNIIOENG, 2005, pp. 14–27. (In Russ.).
2. Kremlevskiy P.P. *Izmerenie raschoda mnogofaznykh potokov* [Multiphase flow measurement], Leningrad, Mashinostroenie Publ., 1982. 214 p. (In Russ.).
3. Kremlevskiy P.P. *Raschodomery i schetchiki kolichestva veschestva. Kn. 2* [Flowmeters and substance quantity meters. Book 2], Sankt Petersburg: Politehnika Publ., 2004. 412 p. (In Russ.).
4. Malyshev S.L. *Kontrol' i vosproizvedenie dvuchfaznogo potoka na etalone massovogo raschoda gazozhidkostnykh smesey* [Control and reproduction of two-phase flow on the standard of mass flow of gas-liquid mixtures]. Diss. ... Ph. D. Kazanskiy nazional'nyy issledovatel'skiy tekhnicheskii universitet im. A.N. Tupoleva, Kazan', 2017. 139 p. (In Russ.).
5. *Katalog produkzii OOO NPO "Vympel"* [Catalog of products of NPO Vympel LLC]. (In Russ.). URL: <https://etpgpb.ru/suppliers/117821-ooo-npo-vympel/>
6. Ermolkin O.V. [Modern measuring instruments and equipment for oil and gas production]. *Gazovaya promyshlennost'* [Gas industry], 2014, no. 1, pp. 79–81. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=21183767> (In Russ.).
7. Novopashin V.F., Belyaev V.B., Orechov Yu.I. et al. [Testing of flowmeter RGZh-001-01 at well 24.2 of Zapolyarnoye OGCF]. *Gazovaya promyshlennost'* [Gas industry], 2011, no. 6, pp. 36–39. (In Russ.). URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=16351561>
8. *TU 4213-064-00158758-2005. Mobil'naya zamernaya ustanovka dlya issledovaniy gazokondensatnykh i neftyanynkh skvazhin. Tekhnicheskie usloviya* [Specifications 4213-064-00158758-2005. Mobile metering unit for testing gas condensate and oil wells. Specifications]. LLC TyumenNIIGiprogaz, Tyumen, 2005. (In Russ.).
9. Grishin D.V., Golod G.S., Moskalev I.N., Derevyagin G.A., Chapov D.A., Kochnev V.V. [Method and technique of continuous determination of gases compressibility factor]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti* [Automation and informatization of the fuel and energy complex], 2016, no. 1, pp. 11–20. (In Russ.). URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=25256843>
10. Moskalev I.N., Semenov A.V. [An algorithm for determining the volume fractions of gas, water and condensate in the products of gas condensate and oil and gas condensate wells with a high content of the liquid phase]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti* [Automation and informatization of the fuel and energy complex], 2019, no. 10 (555), pp. 12–18. DOI: 10.33285/0132-2222-2019-10(555)-12-18 (In Russ.).
11. Moskalev I.N., Semenov A.V., Gorbunov I.A., Gorbunov Yu.A. [Organization of high-precision measurements of volume fractions of gas, water and condensate in the products of gas condensate and oil and gas condensate wells]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti* [Automation and informatization of the fuel and energy complex], 2020, no. 7 (564), pp. 5–12. DOI: 10.33285/0132-2222-2020-7(564)-5-12 (In Russ.).

Contacts: *Khapov Dmitry Aleksandrovich*,
khda@mail.ru

Article received by the editorial office on 19.10.2022