



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2012110042/28, 23.08.2011

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
23.08.2011

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
24.08.2010 US 61/376,589;
22.10.2010 US 61/405,944

(43) Дата публикации заявки: 27.09.2014 Бюл. № 27

(45) Опубликовано: 10.02.2015 Бюл. № 4

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: US 2008/034892 A1, 14.02.2008. US
2005/273278 A1, 08.12.2005. US 2003/094052
A1, 22.05.2003. RU 2102708 C1, 20.01.1998(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на
национальной фазе: 25.03.2013(86) Заявка РСТ:
US 2011/048865 (23.08.2011)(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2012/027409 (01.03.2012)

Адрес для переписки:

129090, Москва, ул. Б. Спасская, 25, строение 3,
ООО "Юридическая фирма Городисский и
Партнеры"

(72) Автор(ы):

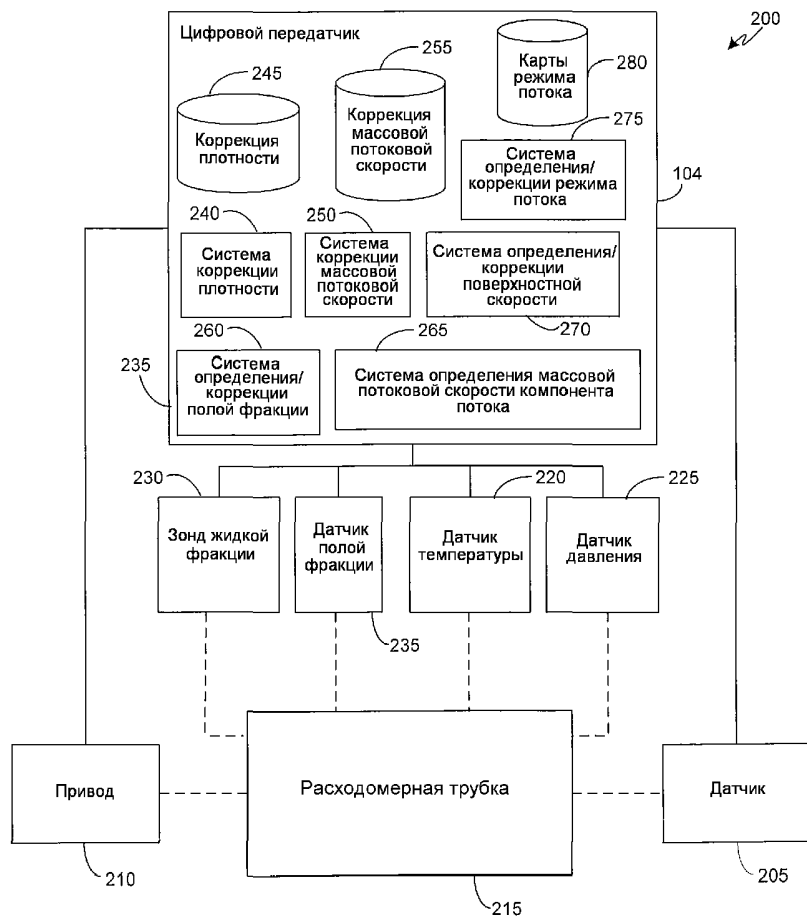
ГЕНРИ Манус П. (GB)

(73) Патентообладатель(и):

ИНВЕНСИС СИСТЕМЗ, ИНК. (US)**(54) МУЛЬТИФАЗНОЕ ИЗМЕРЕНИЕ****(57) Реферат:**

Изобретение относится к расходомерам. Отличительная особенность заявленного изобретения заключается в том, что мультифазная текучая среда проходит через расходомер Кориолиса и измеритель содержания воды. Причем мультифазная текучая среда включает в себя две фазы во время первого временного периода и три фазы во время второго временного периода. Первая величина параметра мультифазной текучей среды определена с использованием величины, измеренной расходомером Кориолиса во время первого

временного периода. Вторая величина параметра мультифазной текучей среды определена с использованием величины, измеренной измерителем содержания воды во время первого временного периода. Первая величина сравнивается со второй величиной и на основании этого сравнения определяется, что первая величина и вторая величина являются отличными одна от другой. Технический результат - повышение точности определения параметров потока текучей среды. 3 н. и 17 з.п. ф-лы, 10 ил.



ФИГ. 2



(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21)(22) Application: 2012110042/28, 23.08.2011

(24) Effective date for property rights:
23.08.2011

Priority:

(30) Convention priority:
24.08.2010 US 61/376,589;
22.10.2010 US 61/405,944

(43) Application published: 27.09.2014 Bull. № 27

(45) Date of publication: **10.02.2015** Bull. № 4

(85) Commencement of national phase: **25.03.2013**

(86) PCT application:
US 2011/048865 (23.08.2011)

(87) PCT publication:
WO 2012/027409 (01.03.2012)

Mail address:
129090, Moskva, ul. B. Spasskaja, 25, stroenie 3,
OOO "Juridicheskaja firma Gorodisskij i Partnery"

(72) Inventor(s):

GENRI Manus P. (GB)

(73) Proprietor(s):

INVENSIS SISTEMZ, INK. (US)

(54) MULTIPHASE MEASUREMENT

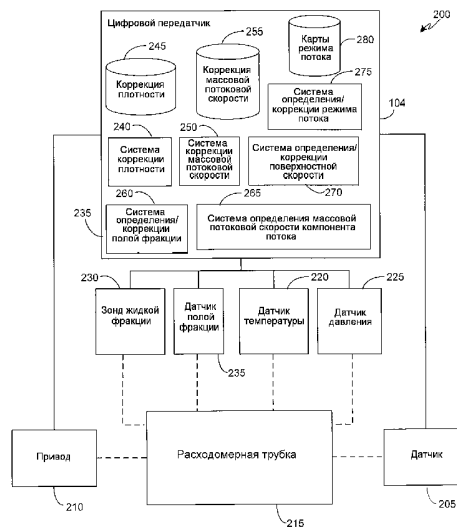
(57) Abstract:

FIELD: measurement equipment.

SUBSTANCE: invention relates to flow meters. Peculiar feature of the proposed invention consists in the fact that multiphase fluid medium passes through a Coriolis flow meter and a water content meter. Multiphase fluid medium contains two phases during the first time period and three phases during the second time period. The first value of parameter of multiphase fluid medium is determined using the value measured by means of a Coriolis flow meter during the first time period. The second value of parameter of multiphase fluid medium is determined using the value measured by means of a water content meter during the first time period. The first value is compared to the second value, and based on the above comparison it is determined that the first and the second values differ from each other.

EFFECT: improvement of accurate determination

of fluid medium flow parameters.
20 cl, 10 dwg



ФИГ. 2

ССЫЛКИ НА РОДСТВЕННЫЕ ЗАЯВКИ

Данная заявка испрашивает приоритет заявки США № 61/376589, поданной 24 августа 2010 года и озаглавленной "СИСТЕМА МУЛЬТИФАЗНОГО ИЗМЕРЕНИЯ", а также заявки США № 61/405944, поданной 22 октября 2010 года и озаглавленной "СИСТЕМА МУЛЬТИФАЗНОГО ИЗМЕРЕНИЯ". Описания этих ранее поданных заявок введено во всей их полноте в настоящее описание.

ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ, К КОТОРОЙ ОТНОСИТСЯ ИЗОБРЕТЕНИЕ

Настоящее изобретение относится к расходомерам.

УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

Расходомеры поставляют информацию о передаваемых через трубопровод материалах. Например, масс-расходомеры обеспечивают измерение массы передаваемого через трубопровод материала. Аналогично, плотностные расходомеры или денситометры обеспечивают измерение плотности протекающего через трубопровод материала. Масс-расходомеры также могут обеспечивать измерение плотности материала.

Например, масс-расходомеры кориолисового типа основаны на эффекте Кориолиса, заключающемся в том, что материал, протекающий по вращающемуся трубопроводу подвергается воздействию силы Кориолиса и поэтому испытывает ускорение. Многие масс-расходомеры кориолисового типа индуцируют силу Кориолиса посредством синусоидальных колебаний трубопровода относительно оси поворота, перпендикулярной длине трубопровода. В таких масс-расходомерах реактивная сила Кориолиса, которую испытывает движущаяся масса текучей среды, передается на сам трубопровод и проявляется в виде отклонения или смещения трубопровода в направлении вектора силы Кориолиса в плоскости вращения.

СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

В одном общем аспекте способ включает в себя прохождение мультифазной текучей среды через кориолисов расходомер, при этом мультифазная текучая среда содержит две фазы во время первого временного периода и три фазы во время второго временного периода, прохождение мультифазного потока через измеритель содержания воды, определение того, что мультифазная текучая среда включает в себя две фазы во время первого временного периода, определение первой величины параметра мультифазной текучей среды с использованием величины, измеренной расходомером Кориолиса во время первого временного периода, определение второй величины параметра мультифазной текучей среды с использованием величины, измеренной измерителем содержания воды во время первого временного периода, сравнение первой величины со второй величиной, и определение на основании этого сравнения, что первая величина и вторая величина являются несовместимыми одна с другой.

Варианты исполнения могут включать в себя один или большее количество нижеследующих признаков. Параметром может являться плотность мультифазной текучей среды, при этом первой величиной является значение первой плотности, а второй величиной является значение второй плотности. Вторая плотность может быть определена с использованием выражения:

$$\rho_{mW} = \frac{\delta_{mW}}{100} * \rho_w + (1 - \frac{\delta_{mW}}{100}) * \rho_o,$$

где ρ_o есть предполагаемая плотность нефти, ρ_w есть предполагаемая плотность воды,

$\delta\rho_{wC} = (\rho_m - \rho_o) / (\rho_w - \rho_o) \times 100\%$ есть оценка содержания воды, а ρ_m есть первая плотность мультифазной текучей среды, измеренная расходомером Кориолиса. Параметром

может являться содержание воды в мультифазной текучей среде, первая величина есть содержание воды, измеренное измерителем содержания воды, а вторая величина есть содержание воды, определенное с использованием показаний, полученных от расходомера Кориолиса.

- 5 Сравнение величины первой плотности с величиной второй плотности может включать определение процентной разницы между величиной первой плотности и величиной второй плотности. В некоторых вариантах исполнения на основании несовместимости может быть определено, что в измерителе содержания воды существует ошибка, или на основании несовместимости может быть определено, что существует
10 ошибка в расходомере Кориолиса. Вследствие этой несовместимости может быть определено, что по меньшей мере одна из назначенных плотностей - назначенная плотность нефти или назначенная плотность воды - является неточной. В течение первого временного периода мультифазная текучая среда может быть только жидкостью. Определение на основании сравнения, что первая величина и вторая
15 величина являются несовместимыми одна с другой, может включать определение того, что процентная разница между первой величиной и второй величиной превышает порог. Этот порог может составлять около 5%.

- В другом общем аспекте система содержит измеритель содержания воды, сконфигурированный для приема текучей среды, и связанный с измерителем содержания
20 воды расходомер Кориолиса. Расходомер Кориолиса сконфигурирован для приема текучей среды, при этом расходомер ориентирован так, что текучая среда протекает через расходомер Кориолиса сверху вниз.

- Варианты исполнения могут включать в себя один или большее количество указанных далее признаков. Кроме того, система может включать в себя вычислительное
25 устройство, сконфигурированное для определения того, что мультифазная текучая среда содержит две фазы в течение первого временного периода, определения первой величины параметра мультифазной текучей среды с использованием величины, измеренной расходомером Кориолиса в течение первого временного периода, определения второй величины параметра мультифазной текучей среды с использованием
30 величины, измеренной посредством измерителя содержания воды в течение первого временного периода, сравнения первой величины со второй величиной и определения на основании этого сравнения, что первая величина и вторая величина являются несовместимыми одна с другой. Этим вычислительным устройством может быть процессор, включенный в передатчик, связанный с расходомером Кориолиса. Этим
35 вычислительным устройством может быть процессор, включенный в компьютер потока, внешний относительно расходомера Кориолиса и измерителя содержания воды. В некоторых вариантах исполнения параметр может включать в себя плотность мультифазной текучей среды, при этом первая величина есть величина первой плотности, а вторая величина есть величина второй плотности. Вторая плотность может быть
40 определена как

$$\rho_{mW} = \frac{\delta_{wW}}{100} * \rho_w + (1 - \frac{\delta_{wW}}{100}) * \rho_o,$$

где ρ_o есть предполагаемая плотность нефти, ρ_w есть предполагаемая плотность воды,

- 45 $\delta_{wC} = (\rho_m - \rho_o) / (\rho_w - \rho_o) \times 100\%$ есть оценка содержания воды, а ρ_m есть первая плотность мультифазной текучей среды, измеренная расходомером Кориолиса.

Параметр может включать содержание воды мультифазной текучей среды, первая величина есть содержание воды, измеренное измерителем содержания воды, а вторая

величина есть содержание воды, определенное с использованием показаний, считанных с расходомера Кориолиса.

Для сравнения величины первой плотности с величиной второй плотности вычислительное устройство может быть сконфигурировано для определения процентной
 5 разницы между величиной первой плотности и величиной второй плотности. В некоторых вариантах исполнения на основании несовместимости может быть определено, что в измерителе содержания воды существует ошибка. Кроме того, вычислительное устройство может быть сконфигурировано для определения на основании несовместимости, что в расходомере Кориолиса существует ошибка.
 10 Вычислительное устройство может быть дополнительно сконфигурировано для определения на основании несовместимости, что по меньшей мере одна из предполагаемых плотностей - предполагаемая плотность нефти или предполагаемая плотность воды неточна. Для определения на основе сравнения того, что первая величина и вторая величина несовместимы одна с другой, вычислительное устройство
 15 может быть сконфигурировано для определения превышения процентной разницы между первой величиной и второй величиной порогового уровня. Порог может составлять около 5%. В течение первого временного периода мультифазная текучая среда может быть просто жидкостью. Измеритель содержания воды может быть зондом жидкой фракции.

20 Реализации любого из вышеописанных механизмов может включать в себя способ или процесс, систему, расходомер или инструкции, сохраненные в устройстве памяти передатчика расходомера. Подробности конкретных исполнений приведены в следующем далее описании и сопроводительных чертежах. Другие признаки будут очевидны из нижеследующего описания, включая чертежи и пункты формулы
 25 изобретения.

ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

Фиг.1А представляет собой иллюстрацию расходомера Кориолиса с использованием изогнутой расходомерной трубки.

30 Фиг.1В представляет собой иллюстрацию расходомера Кориолиса с использованием прямой расходомерной трубки.

Фиг.2 представляет собой блок-схему расходомера Кориолиса.

Фиг.3 представляет собой блок-схему, иллюстрирующую работу расходомера Кориолиса по фиг.2.

35 Фиг.4 представляет собой блок-схему, иллюстрирующую механизм определения потоковых скоростей жидкости и газа для двухфазного потока.

Фиг.5А представляет собой блок-схему расходомера Кориолиса.

Фиг.5В представляет собой схему реализации системы по фиг.5А.

Фиг.6 представляет иллюстрацию другого варианта исполнения системы по фиг.5А.

40 Фиг.7 и 8 показывают примерные процессы для определения существования несовместимости между расходомером Кориолиса и измерителем содержания воды.

ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ

Типы расходомеров включают цифровые расходомеры. Например, патент США 6311136, который включен в настоящее описание в качестве ссылки, раскрывает
 45 использование цифрового расходомера и относящейся к нему технологии, включающей использование аппаратуры для обработки и измерения сигналов. Такие цифровые расходомеры могут производить очень точные измерения с малым или пренебрежимо малым шумом и могут быть способными обеспечивать широкий диапазон как положительного, так и отрицательного усиления в схеме привода для работы

трубопровода. Таким образом, такие цифровые расходомеры являются предпочтительными во множестве установок. Например, патент США 6505519 (заявитель), который включен сюда в качестве ссылки, раскрывает использование усиления широкого диапазона и/или использование отрицательного усиления для предотвращения остановки потока, а также для более точного выполнения управления расходомерной трубкой даже при сложных условиях, таких как двухфазный поток (например, поток, содержащий смесь жидкости и газа).

Хотя цифровые расходомеры специально обсуждаются далее, например, применительно к фиг.1 и 2, следует понимать, что существуют также и аналоговые расходомеры. И хотя аналоговым расходомерам по сравнению с цифровыми расходомерами присущи типичные недостатки аналоговых схем, например низкая точность и высокий шум в измерениях, они также могут быть совместимыми с различными описываемыми здесь способами и вариантами исполнения. Таким образом, в нижеследующем описании термин "расходомер" или "измеритель" используется для обозначения любого типа устройства и/или системы, в которой система кориолисного расходомера использует различные системы управления и элементы, относящиеся к измерению массового расхода, плотности и/или других параметров материала или материалов, перемещающихся по расходомерной трубке или другому трубопроводу.

Фиг.1А представляет собой иллюстрацию цифрового расходомера, использующего изогнутую расходомерную трубку 102. Вообще говоря, изогнутый расходомер 102, как уже говорилось ранее, может быть использован для измерения одной или большего количества физических характеристик, например, (перемещающейся) текучей среды. На фиг.1А цифровой передатчик 104 обменивается сигналами датчика и привода с изогнутой расходомерной трубкой 102, таким образом, чтобы, соответственно, чувствовать осцилляцию изогнутой расходомерной трубки 102 и возбуждать эти осцилляции в изогнутой расходомерной трубке 102. Посредством быстрого и точного определения сигналов датчика и возбуждения цифровой передатчик 104, как говорилось ранее, обеспечивает быструю и точную работу изогнутой расходомерной трубки 102. Примеры цифрового передатчика 104, используемого с гнутой расходомером, приведены, например, в патенте США 6311136 (заявитель).

Фиг.1В представляет собой иллюстрацию цифрового расходомера, использующего прямую расходомерную трубку 106. Более подробно, на фиг.1В прямая расходомерная трубка 106 взаимодействует с цифровым передатчиком 104. Такая прямая расходомерная трубка работает подобно изогнутой расходомерной трубке 102 на концептуальном уровне и по сравнению с изогнутой расходомерной трубкой 102 имеет различные преимущества и недостатки. Например, прямая расходомерная трубка 106 может быть более легко наполнена и опустошена (полностью), чем изогнутая расходомерная трубка 102 - просто вследствие геометрии ее конструкции. Что касается работы, то изогнутая расходомерная трубка 102 может работать на частотах, например, 50-110 Гц, в то время как прямая расходомерная трубка 106 может работать на частотах, например, 300-1,000 Гц. Изогнутая расходомерная трубка 102 представляет расходомерные трубки, имеющие множество диаметров, которые могут работать при самых различных ориентациях, таких как вертикальная или горизонтальная ориентация.

Обратимся к фиг.2: показанный на ней цифровой массовый расходомер 200 включает в себя цифровой передатчик 104, один или большее количество датчиков 205 перемещения, один или большее количество приводов 210, расходомерную трубку 215 (которая может называться также трубопроводом и которая может быть представлена либо изогнутой расходомерной трубкой 102, либо прямой расходомерной трубкой 106

или расходомерной трубкой какого-либо иного типа). Цифровой передатчик 104 может быть реализован, например, с использованием одного или большего количества процессоров, процессора обработки цифрового сигнала (ПЦС), вентильной матрицы с эксплуатационным программированием, специализированной интегральной схемы, других программируемых логических или вентильных матриц или программируемых логических схем с процессорным ядром. Следует понимать, что, как описано в патенте 6311136, для работы приводов 210 в него могут быть включены связанные с ним цифро-аналоговые преобразователи, в то время как для преобразования сигналов датчика от датчиков 205 для использования их цифровым передатчиком 104 может быть использован аналогово-цифровой преобразователь.

Цифровой передатчик 104 производит измерение, например, плотности и/или массы потока, протекающего через расходомерную трубку 215 на основании по крайней мере сигналов, полученных от датчиков перемещения 205. Цифровой передатчик 104, кроме того, управляет приводами 210, которые возбуждают перемещение в расходомерной трубке 215. Это перемещение улавливается датчиками перемещения 205.

Измерение плотности материала, протекающего через расходомерную трубку, связано, например, с частотой перемещения расходомерной трубки 215, которая наводится в расходомерной трубке 215 движущей силой, исходящей от приводов 210, или с температурой расходомерной трубки 215. Аналогично, массовый поток через расходомерную трубку 215 связан с фазой и частотой перемещения расходомерной трубки 215, а также с температурой этой расходомерной трубки 215.

Температура расходомерной трубки 215, которая измеряется посредством датчика 220 температуры, влияет на некоторые характеристики расходомера, такие как его жесткость и размеры. Цифровой передатчик 104 может компенсировать эти температурные эффекты. Кроме того, на фиг.2 есть датчик давления 225, сообщающийся с передатчиком 104 и связанный с расходомерной трубкой 215, так что он может чувствовать давление проходящего по расходомерной трубке 215 материала. Следует понимать, что и давление текучей среды, входящей в расходомерной трубке 215 и падение давления по соответствующим точкам расходомера могут являться показателями определенного состояния потока. Кроме того, в то время как внешние температурные датчики могут быть использованы для измерения температуры текучей среды, эти датчики могут быть использованы дополнительно к внутреннему датчику расходомерной трубки, предназначенному для взятия температурных отсчетов при выполнении калибровок расходомерной трубки. Кроме того, некоторые расходомерные трубки используют множественные температурные датчики для целей коррекции измерений с учетом эффекта разностной температуры между рабочей текучей средой и окружением (например, поверхностной температуры корпуса расходомера). Как далее поясняется более подробно, одним из потенциальных применений результатов измерения входной температуры и давления текучей среды является вычисление на основе predetermined формул действительных плотностей жидкости и газа в двухфазном потоке.

Зонд 230 жидкой фракции обозначает устройство для измерения объемной фракции жидкости, например воды, когда жидкость в расходомерной трубке 215 включает в себя воду и другую текучую среду, такую как нефть. Конечно, такой зонд или подобные зонды могут быть использованы для измерения объемной фракции текучей среды, отличной от воды, если такое измерение является предпочтительным или если жидкость не содержит воду. В нижеследующем описании в качестве примера обычно предполагается, что измеряемой жидкостью является вода, так что зонд 230 жидкой

фракции обычно называется зондом 230 водяной фракции или зондом 230 содержания воды.

Датчик 235 «полых» фракций измеряет процент материала в расходомерной трубке 215, который имеет газообразную форму. Например, протекающая через расходомерную
 5 трубку 215 вода может содержать газ, возможно, в форме пузырьков. Такое состояние, при котором протекающий через расходомерную трубку 215 материал содержит более одного материала, обычно называют "двухфазным потоком". В частности, термин "двухфазный поток" может относиться к жидкости и газу, однако "двухфазный поток" может также относиться и к другим комбинациям материалов, таким как две жидкости
 10 (например, нефть и вода). Для измерения «полых» газообразных фракций в двухфазном потоке жидкости и газа (где «полая» газообразная фракция может рассматриваться как выраженная, например, в процентах объемная пропорция газа в смеси) существуют различные механизмы, представленные в общем виде на фиг.2 датчиком 235 «полой» фракции. Например, существуют различные датчики или зонды, которые могут быть
 15 введены в поток для определения «полых» газообразных фракций. Другим примером является трубка Вентури (то есть трубка с зауженным "горлышком", которая определяет давление и скорость потока посредством измерения разностного давления, созданного в этом "горлышке" при прохождении через трубку текучей среды), которая на основании того факта, что через зауженность газ обычно движется с большей скоростью, чем
 20 жидкость, может использоваться для определения градиента давления, что тем самым позволяет определить «полую» газообразную фракцию.

Измерения «полых» газообразных фракций могут быть получены с использованием оборудования, расположенного полностью внешне относительно расходомерной трубки. Например, для определения «полых» газообразных фракций могут выполняться
 25 звуковые измерения. В качестве конкретного примера такой системы, построенной на звуковых измерениях, может быть приведена система контроля «полых» газообразных фракций "SONARtrac™", выпускаемая компанией "CiDRA Corporation" в гор. Валлингфорд (Wallingford), шт. Коннектикут.

В данном описании количество газа в протекающей текучей среде, измеренное датчиком «полой» фракции, или полученное иным способом, может называться "полой
 30 фракцией" или α , и оно определяется как $\alpha = \text{объем газа} / \text{общий объем} = \text{объем газа} / (\text{объем жидкости} + \text{объем газа})$. Соответственно, величина, которая называется здесь жидкой фракцией, определяется как $1 - \alpha$.

Во многих задачах, в которых требуется производить измерения массового расхода, полая фракция потока может достигать до 20, 30, 40% и более. Однако при очень малых
 35 величинах полых фракций, составляющих 0,5%, основная теория, на которой основано действие кориолисового расходомера, становится менее пригодной. Кроме того, присутствие газа в потоке текучей среды также может влиять как на действительную, так и на измеренную величину плотности потока текучей среды, что обычно приводит
 40 к тому, что и измерение плотности, и считанный результат получается ниже, чем в случае, если бы текучая среда содержала бы только жидкую компоненту. То есть следует понимать, что плотность ρ_{liquid} жидкости, протекающей сама по себе по расходомерной трубке, будет выше, чем действительная плотность ρ_{true} двухфазного потока, содержащего жидкость и газ, поскольку в двухфазном потоке плотность газа (то есть
 45 воздуха) обычно ниже плотности жидкости (то есть воды). Другими словами, при добавлении газа в поток жидкости, который ранее содержал только жидкость, наблюдается падение плотности.

Отвлекаясь от этого физического явления, расходомер Кориолиса, измеряющий

двухфазный поток текучей среды, может выдавать отсчет плотности ρ_{apparent} , который является непосредственной мерой объемной плотности этого двухфазного потока (например, комбинации воды и воздуха). Это первичное измерение ρ_{apparent} обычно будет отличным от действительной объемной плотности ρ_{true} двухфазного потока (оно будет меньше). Например, используемая расходомерной трубкой резонансная частота может быть той, которая необходима для ситуации, в которой присутствует только жидкостная компонента, но вследствие относительного перемещения газа в потоке текучей среды, что является причиной затухивания признаков инерционности в расходомерной трубке (то есть приводит к тому, что в только жидкостном потоке сила инерции уменьшается по сравнению с тем, что должно было бы ожидаться), отсчет измерения плотности может быть более низким.

Следует понимать, что многие обычные расходомеры существующего уровня техники и не сталкивались с этой проблемой, поскольку большинство таких расходомеров не могли продолжать работать (то есть останавливались или давали неверные измерения) даже при малейшем наличии величинах полых фракций.

Патент США № 6505519, который ранее включен в описание в качестве ссылки, раскрывает, что такое отклонение плотности ρ_{apparent} (то есть указанного показания объемной плотности двухфазного потока, которое выдается расходомером Кориолиса) от плотности ρ_{true} (то есть действительной объемной плотности двухфазного потока) может быть объяснено различными способами. В результате измеренная плотность ρ_{apparent} может быть скорректирована для получения действительной объемной плотности $\rho_{\text{corrected}}$, которая, по крайней мере, приблизительно, равна ρ_{true} . В некоторой степени подобным же образом измеренная кориолисовым расходомером указанная объемная массовая потоковая скорость MF_{apparent} (то есть массовая потоковая скорость всего двухфазного потока) может быть отлична на предсказуемую или объяснимую величину от действительной объемной массовой потоковой скорости MF_{true} . Следует понимать, что механизм для получения скорректированной объемной массовой потоковой скорости MF_{true} может быть иным, чем механизм для получения скорректированной плотности. Например, в патенте США № 6505519 описываются различные способы коррекции измеренной величины MF_{apparent} для получения действительной величины MF_{true} (или, по крайней мере, величины $MF_{\text{corrected}}$).

Далее более подробно обсуждаются примеры механизмов коррекции величин ρ_{apparent} и MF_{apparent} , которые описаны также в патентах США №№ 7059199 и 7188534, включенных в настоящее описание в качестве ссылок. Вообще говоря, хотя цифровой передатчик - см. фиг.2 - показан как содержащий систему 240 коррекции плотности, которая имеет доступ к базе данных 245 коррекции плотности, а также систему 250 коррекции скорости массового расхода, которая имеет доступ к базе данных 255 коррекции скорости массового расхода. Как более подробно показано далее, базы данных 245 и 255 могут содержать, например, коррекционные алгоритмы, которые были выведены теоретически или получены эмпирическим путем, или таблицы коррекции, которые содержат скорректированные величины плотности или массового расхода для заданного набора входных параметров. Кроме того, базы данных 245 и 255 могут хранить большое количество информации других типов, которая может быть полезна для выполнения коррекции плотности или массового потока. Например, база данных коррекции плотности может содержать ряд значений ρ_{liquid} , соответствующих

конкретным жидкостям, например воде или нефти.

Далее, показанная на фиг.2 система 260 определения и коррекции «полой» фракции предназначена для определения «полой» фракции двухфазного потока, включающего в себя жидкость и газ. Например, в одном варианте исполнения система 260 определения и коррекции «полой» фракции может определять действительную «полую» фракцию α_{true} на основании величины скорректированной плотности $\rho_{corrected}$. В другом варианте исполнения система 260 определения и коррекции «полой» фракции может вводить наблюдаемое или указанное измерение «полой» фракции, полученное датчиком 235 «полых» фракций, а также может корректировать это измерение на основании погрешности определения этих параметров подобно вышеописанной технике получения плотности и массового расхода. В другом варианте исполнения датчик 235 «полых» фракций может быть предназначен для непосредственного измерения действительной «полой» фракции α_{true} , и в этом случае система 260 определения и коррекции «полой» фракции просто вводит это измерение.

По окончании определения коэффициентов $\rho_{corrected}$, $MF_{corrected}$ и $\alpha_{corrected}$ и, возможно, совместно с другими известными или получаемыми величинами, система 265 определения массовой потоковой скорости компонентов потока может работать на одновременное определение массовой потоковой скорости для компонентов жидкой фазы и массовой потоковой скорости для компонентов газовой фазы. То есть при этом передатчик 104 работает на определение отдельных потоковых скоростей компонентов потока MF_{liquid} и MF_{gas} , в отличие от просто определения объемной потоковой скорости комбинированного или общего двухфазного потока MF_{true} . Хотя, как уже только что говорилось, такие измерения могут быть выполнены и/или выданы одновременно, они также могут быть выполнены по отдельности или независимо одно от другого. Как только компоненты потоковых скоростей MF_{liquid} и MF_{gas} будут определены описанным ранее в общих чертах способом, эти начальные определения могут быть улучшены посредством процесса, который основан на поверхностных скоростях этих компонентов потока, скоростях проскальзывания между этими компонентами и/или на идентифицированном режиме потока. Таким образом, могут быть получены улучшенные значения для потоковых скоростей MF_{liquid} и MF_{gas} или же - при изменении скоростей этих потоков - могут быть получены со временем.

Упомянутые здесь поверхностные скорости представляют собой такие скорости, которые были бы в том случае, когда та же самая массовая потоковая скорость данной фазы имела бы место при прохождении по расходомерной трубке 215 однофазового потока. Система 270 определения/коррекции поверхностной скорости включена в передатчик 104, например, для определения видимой или скорректированной поверхностной скорости газа или жидкости в двухфазном потоке. Скорости проскальзывания относятся к условию, при котором газовая и жидкостная фазы в двухфазном потоке имеют различные средние скорости. То есть средняя скорость газа AV_{gas} отлична от средней скорости жидкости AV_{liquid} . При этом фазовый сдвиг S может быть определен как $S = AV_{gas} / AV_{liquid}$.

"Режим потока" есть термин, который относится к характеристике способа, которым две фазы протекают через расходомерную трубку 215 относительно одна другой или относительно расходомерной трубки 215, и может быть выражен, по крайней мере, частично, в терминах только что определенных поверхностных скоростей. Например, один режим потока известен как "пузырьковый режим", при котором газ содержится

в жидкости в виде пузырьков. Другим примером является "прерывистый режим", которым называется последовательность жидких "пробок" или "порций", разделенных относительно большими газовыми "карманами". Например, в вертикальном потоке газ в прерывистом режиме потока может занимать почти всю площадь поперечного сечения расходомерной трубки 215, так что получившийся поток представляет собой перемежающуюся смесь участков с высоким содержанием жидкости и высоким содержанием газа. Известно также, что существуют другие режимы потока, которые имеют некоторые определенные характеристики, включая, например, кольцевой режим, режим дисперсного потока, режим пенистого потока и другие.

Известно, что на существование конкретного режима потока влияет множество факторов, включая, например, наличие в потоке текучей среды «полной» газовой фракции, ориентацию расходомерной трубки 215 (то есть вертикальная или горизонтальная), диаметр расходомерной трубки 215, материалы, присутствующие внутри двухфазного потока, и скорости (относительные скорости) материалов внутри двухфазного потока. В зависимости от этих и других факторов в течение данного отрезка времени конкретный режим потока может быть переходным между несколькими режимами потока.

Информация о фазовом сдвиге может быть определена, по крайней мере, частично, из знания типа режима. Например, в пузырьковом режиме потока, полагая, что пузырьки распределены равномерно, между фазами может быть лишь небольшое относительное движение. Если бы пузырьки собирались и соединялись, образуя менее равномерное распределение газовой фазы, между этими фазами имело бы место некоторое проскальзывание, причем газ стремился бы "пробиваться" сквозь жидкостную фазу. В фиг.2 включена система 275 определения режима потока, которая имеет доступ к базе данных 280 карт режима потока. Таким образом, информация о существующем режиме потока, включая информацию о фазовом сдвиге, может быть получена, сохранена и открыта для доступа с целью использования для одновременного определения массовых потоковых скоростей жидкости и газа внутри двухфазного потока.

Следует понимать, что показанные на фиг.2 различные компоненты цифрового передатчика 104 находятся во взаимной связи друг с другом, хотя для большей ясности рисунка некоторые связи явно не показаны. Кроме того, следует также понимать, что на фиг.2 не показаны обычные компоненты цифрового передатчика 104, - предполагается, что они либо присутствуют внутри цифрового передатчика 104, либо к ним имеется доступ. Например, цифровой передатчик 104 обычно содержит системы измерения (объемной) плотности и массовой потоковой скорости, а также схемы управления для управления приводом 210.

Фиг.3 представляет собой блок-схему 300, иллюстрирующую работу расходомера Кориолиса по фиг.2. Более конкретно, фиг.3 иллюстрирует механизмы, посредством которых расходомерная трубка 200 по фиг.2 выполняет одновременное определение потоковых скоростей MF_{liquid} и MF_{gas} для двухфазного потока. На фиг.3 определено, что в расходомерной трубке 215 (302) существует двухфазный поток газ - жидкость. Это может быть сделано, например, оператором во время конфигурации массового расходомера/денситометра для газо-жидкостного потока. В качестве другого примера это определение может быть выполнено автоматически посредством использования способности расходомера Кориолиса определять наличие состояния двухфазного газо-жидкостного потока. В последнем случае такой механизм более подробно описан, например, в патенте США № 6311136 и в патенте США № 6505519, введенных ранее в данное описание в качестве ссылки.

После установления существования двухфазного потока устанавливается

скорректированная объемная плотность $\rho_{corrected}$ посредством системы 240 коррекции плотности с использованием базы данных 245 коррекции плотности передатчика 104. То есть указанная плотность $\rho_{apparent}$ корректируется и получается $\rho_{corrected}$. Способы выполнения этой коррекции более подробно описываются ниже. Когда определена плотность $\rho_{corrected}$, посредством системы 260 определения и коррекции «полой» фракции может быть определена (306) скорректированная «полая» газовая фракция $\alpha_{corrected}$. Кроме того, с помощью системы 250 коррекции скорости массового расхода определяется (308) скорректированный объемный массовый расход $MF_{corrected}$. Как и в случае с плотностью, механизм получения скорректированной «полой» фракции α_{true} и массового расхода $MF_{corrected}$ более подробно обсуждаются ниже.

Из приведенной на фиг.3 блок-схемы 300 следует понимать, что определения величин $\rho_{corrected}$, $\alpha_{corrected}$ и $MF_{corrected}$ может производиться несколькими последовательностями. Например, в одном варианте исполнения скорректированная величина «полой» фракции $\alpha_{corrected}$ определяется на основании ранее вычисленной плотности $\rho_{corrected}$, в то время как скорректированный массовый расход $MF_{corrected}$ определяется на основании $\alpha_{corrected}$. В другом варианте исполнения величины $\alpha_{corrected}$ и $\rho_{corrected}$ могут быть вычислены независимо одна от другой, и величины $\rho_{corrected}$ и $MF_{corrected}$ также могут быть вычислены независимо одна от другой.

После того, как станут известными скорректированная плотность $\rho_{corrected}$, скорректированная «полая» фракция $\alpha_{corrected}$ и скорректированная массовая потоковая скорость $MF_{corrected}$, с помощью системы 265 определения массовой потоковой скорости компонентов потока определяются (310) массовые потоковые скорости газовых и жидкостных компонентов. Механизмы определения потоковых скоростей жидкостных и газовых компонентов более подробно обсуждаются ниже со ссылкой на фиг.4.

Будучи определены, потоковые скорости жидкостных и газовых компонентов могут быть выведены (312) на дисплей или выведены иным образом для использования оператором расходомерной трубки. Таким образом, оператору поставляется, возможно, одновременно, информация и о массовом потоковой скорости жидкости MF_{liquid} , и о массовой потоковой скорости газа MF_{gas} двухфазового потока.

В некоторых примерах этого определения может быть достаточно (314), и в таком случае выдача на выход потоковых скоростей жидкостных/газовых компонентов завершает технологический маршрут. Однако в других вариантах исполнения определение потоковых скоростей отдельных компонентов может быть улучшено посредством разложения информации, например, о поверхностных скоростях жидкостных/газовых компонентов, о потоковом режиме (режимах), и о фазовом сдвиге между компонентами, если он существует.

В частности, поверхностные скорости газа и жидкости SV_{gas} и SV_{liquid} определяются нижеуказанным образом. Поверхностная скорость газа SV_{gas} определяется как:

$$SV_{gas} = MF_{gas} / (\rho_{gas} \times AT), \quad (1)$$

где величина AT представляет площадь поперечного сечения расходомерной трубки 215, которая может быть взята в той точке, в которой измерена «полая» фракция потока.

Подобным же образом, поверхностная скорость жидкости SV_{liquid} определяется как:

$$SV_{liquid} = MF_{liquid} / (\rho_{liquid} \times AT), \quad (2)$$

Как показано в уравнениях 1 и 2, определение поверхностных скоростей в этом контексте основывается на более раннем определении величин MF_{gas} и MF_{liquid} . Следует понимать, что из вышеприведенного описания и из фиг.3, что величины MF_{gas} и MF_{liquid} представляют собой скорректированные или истинные массовые потоковые скорости $MF_{gas}^{corrected}$ и $MF_{liquid}^{corrected}$, поскольку эти коэффициенты вычислены на основании величин α_{true} , ρ_{true} и MF_{true} . В результате поверхностные скорости SV_{gas} и SV_{liquid} представляют собой скорректированные величины $SV_{gas}^{corrected}$ и $SV_{liquid}^{corrected}$.

Далее, величины плотности ρ_{liquid} и ρ_{gas} относятся, как говорилось выше, к известным искомым плотностям жидкости и газа, которые могут быть сохранены в базе данных 245 коррекции плотности. Как более подробно показано ниже относительно способов вычисления скорректированной плотности $\rho_{corrected}$, величины плотностей ρ_{gas} и ρ_{liquid} могут быть известны как функции существующей температуры или давления, определенных датчиком 220 температуры и датчиком 225 давления.

Используя поверхностные скорости, а также другие известные или вычисленные коэффициенты, некоторые из которых могут храниться в базе данных 280 карт режима потока, посредством системы 275 определения режима потока и коррекции может быть определен (318) соответствующий потоковый режим или фазовый сдвиг. После того, как станут известны поверхностные скорости, потоковый режим и фазовый сдвиг, могут быть произведены дальнейшие коррекции для получения скорректированной объемной плотности ρ_{true} , скорректированной объемной массовой потоковой скорости $MF_{corrected}$ или скорректированной «полной» фракции $\alpha_{corrected}$. Таким образом, как показано на фиг.3, могут быть определены потоковые скорости компонентов MF_{gas} и MF_{liquid} .

Режим(ы) потока в двухфазном потоке жидкость - газ могут быть описаны формой графика поверхностной скорости жидкости в зависимости от поверхностной скорости газа. Как только что показано, улучшение определений $\rho_{corrected}$, $\alpha_{corrected}$ и $MF_{corrected}$ может быть достигнуто посредством сначала нахождения приблизительных величин скоростей потоков жидкости и газа, а затем - приложения более точной модели для идентифицированного режима потока. Например, при относительно низкой полной газовой фракции и относительно высоком потоке существует режим потока, в котором аэрированный поток ведет себя как однородная текучая среда с малыми или вообще отсутствующими погрешностями по плотности и по потоку массы. Он может быть детектирован как гомогенный поток, не требующий никакой коррекции, простым наблюдением за усилением привода, которое выявляет лишь малый рост или вообще не выявляет никакого роста такой уставки, несмотря на значительное падение наблюдаемой плотности.

Фиг.4 представляет собой блок-схему 400, иллюстрирующую технику определения потоковых скоростей жидкости и газа MF_{liquid} и MF_{gas} для двухфазного потока. То есть блок-схема 400 представляет в общем один из примеров техники определения потоковых скоростей жидкости и газа, которая описана ранее (310) со ссылкой на фиг.3.

На фиг.4 определение потоковых скоростей жидкости и газа (310) начинается с ввода скорректированной плотности, «полной» фракции и коэффициентов массовой потоковой скорости $\rho_{corrected}$, $\alpha_{corrected}$ и $MF_{corrected}$ (402). В первом примере (404) потоковые скорости жидкости и газа определены (406) с использованием уравнений 3 и 4:

$$MF_{\text{gas}} = \alpha_{\text{corrected}} (\rho_{\text{gas}} / \rho_{\text{true}}) (MF_{\text{corrected}}) \quad (3)$$

$$MF_{\text{liquid}} = (1 - \alpha_{\text{corrected}}) (\rho_{\text{liquid}} / \rho_{\text{corrected}}) (MF_{\text{corrected}}) \quad (4)$$

В уравнениях 3 и 4 предполагается, что между жидкостной и газовой фазами нет сдвига по скорости (то есть фазового сдвига), то есть, что средняя скорость газовой фазы AV_{gas} и средняя скорость жидкостной фазы AV_{liquid} равны между собой. Такое предположение согласуется с тем фактом, что в первом примере поверхностные скорости и режимы потока (и поэтому фазовый сдвиг) определены не были. Во втором примере и далее (404), в том что касается существования фазового сдвига, определение произведено (408), возможно, с использованием системы 275 определения и коррекции режима потока. Если это не так, то уравнения 3 и 4 используются снова (406), или процесс заканчивается.

Если фазовый сдвиг существует (408), определенный ранее как $S = AV_{\text{gas}} / AV_{\text{liquid}}$, то члены MF_{gas} и MF_{liquid} вычисляются с использованием площади поперечного сечения A_T расходомерной трубки 215, которая использовалась также для вычисления (410) поверхностных скоростей в уравнениях 1 и 2. Используя только что данное определение сдвига S , получим

$$MF_{\text{gas}} = \rho_{\text{gas}} (\alpha_{\text{corrected}} A_T) (AV_{\text{gas}}) = \rho_{\text{gas}} (\alpha_{\text{corrected}} A_T) S (AV_{\text{liquid}}) \quad (5)$$

$$MF_{\text{liquid}} = \rho_{\text{liquid}} (1 - \alpha_{\text{corrected}}) A_T (AV_{\text{liquid}}) \quad (6)$$

Поскольку $MF_{\text{corrected}} = MF_{\text{gas}} + MF_{\text{liquid}}$, то уравнения 5 и 6 могут быть решены относительно AV_{liquid} с получением уравнения 7:

$$MF_{\text{liquid}} = MF_{\text{true}} / (A_T (\rho_{\text{gas}} \alpha_{\text{corrected}} + \rho_{\text{liquid}} (1 - \alpha_{\text{corrected}}))) \quad (7)$$

В результате с использованием уравнений 8 и 9 определяются (406) скорости потока жидкости и газа:

$$MF_{\text{liquid}} = [\rho_{\text{liquid}} (1 - \alpha_{\text{corrected}}) / (\rho_{\text{gas}} \alpha_{\text{corrected}} + \rho_{\text{liquid}} (1 - \alpha_{\text{corrected}}))] MF_{\text{corrected}} \quad (8)$$

$$MF_{\text{gas}} = MF_{\text{corrected}} - MF_{\text{liquid}} \quad (9)$$

Как описано выше, содержащийся в жидкости газ образует двухфазный поток. Измерения такого двухфазного потока посредством кориолисового расходомера приводят к получению указанных параметров ρ_{apparent} , α_{apparent} и $MF_{\text{corrected}}$ для плотности, и, соответственно, «полной» фракции и массовой потоковой скорости двухфазного потока. Вследствие природы поведения двухфазного потока при работе кориолисового расходомера эти определенные величины являются неточными на величину предсказуемого коэффициента. В результате указанные параметры могут быть скорректированы с получением действительных параметров $\rho_{\text{corrected}}$, $\alpha_{\text{corrected}}$ и $MF_{\text{corrected}}$. Эти действительные скорректированные величины могут быть использованы для одновременного определения отдельных потоковых скоростей двух компонентов (газа или жидкости).

Вышеприведенное описание содержит примеры измерения массовых потоковых скоростей компонентов в двухфазном потоке. Для дальнейшего измерения смешанных потоков можно использовать также расходомеры. Например, термины "трехфазный поток" или "смешанный двухфазный поток" относятся к ситуации, в которой с газом смешаны два типа жидкости. Например, текучая смесь нефти и воды может содержать воздух (или иной газ), образуя таким образом, "трехфазный поток", при этом данный термин относится к трем компонентам и, обычно, не подразумевает, что в этот поток включен твердый материал. Однако в некоторых примерах мультифазная текучая среда может включать в себя твердый материал, такой как песок.

Фиг.5А представляет собой блок-схему системы 500 расходомера. Эта система 500 расходомера может быть использована, например, для определения индивидуальных потоковых скоростей компонентов в трехфазном потоке. Например, система 500 может быть использована для определения массовой потоковой скорости газообразного компонента и массовой потоковой скорости жидкостного компонента трехфазного потока (например, трехфазного потока, который включает в себя нефть и воду). Дополнительно, система 500 может быть использована для определения количества нефти или доли нефти в нефтяном, водном и газовом потоке, который проходит через трубу нефтедобывающей установки в течение заданного периода времени.

Система 500 может быть использована также для получения точных измерений от цифрового передатчика 104, например, таких как измерения плотности или массовой потоковой скорости. Система 500 может быть использована также, например, для получения улучшенных измерений от внешнего датчика, например, такого как зонд 230 жидкой фракции или датчик 235 «полой» фракции, относительно тех измерений, которые могли бы быть получены лишь с использованием только внешнего датчика (внешних датчиков).

На фиг.5А цифровой передатчик 104 включает в себя систему 502 определения «полой» фракции, систему 504 определения плотности и систему 506 определения массовой потоковой скорости (помимо ряда компонентов, которые ради ясности не показаны, например генератора сигнала привода или мультифазной системы детекции или любых компонентов, показанных или описанных в связи с фиг.2). То есть, как следует из вышеприведенного описания, системы 502, 504 и 506 могут быть использованы для измерения соответствующих параметров потока текучей среды внутри потока 210. Кроме того, как также пояснено выше, в той степени, пока поток текучей среды содержит газ и/или смешанные жидкости, измерительные выходы систем 502, 504 и 506 обычно представляют "первичные" или видимые величины для соответствующих параметров, которые, в конечном счете, могут быть скорректированы системой 508 коррекций.

Например, видимая массовая потоковая скорость трехфазного потока текучей среды внутри расходомерной трубки 215 может быть подана на систему 508 коррекций для выполнения коррекции с использованием модуля 512 коррекции массовой потоковой скорости, в то время как видимая плотность трехфазного потока текучей среды внутри расходомерной трубки 215 может быть подана на систему 508 коррекций для выполнения коррекции с использованием модуля 518 коррекции плотности. В некоторой степени подобным же образом, измерение или определение видимой «полой» фракции в потоке текучей среды может быть скорректировано с использованием модуля 514 коррекции плотности, в то время как измерение или определение видимой жидкой фракции (например, содержание воды от зонда 230) может быть скорректировано с использованием модуля 516 коррекции содержания воды. Как более подробно описано далее, различные модули коррекции 512-518 для получения соответствующих скорректированных величин могут работать, будучи связанными друг с другом или с другими компонентами.

После получения скорректированные величины, такие как массовая потоковая скорость, плотность, содержание воды или «полая» фракция (или какая-либо их комбинация) могут быть выведены для подачи на главный компьютер 510 для определения индивидуальных массовых потоковых скоростей каждого из трех компонентов потока трехфазной текучей среды с использованием системы 520 определения скорости потока компонентов. В результате, как уже говорилось ранее,

могут быть определены индивидуальные скорости потоков и/или количества каждого из трех компонентов.

В более общих словах, приведенная в качестве примера система 500 включает в себя три общих элемента, используемых для получения скорректированных измеренных величин и/или индивидуальных скоростей потоков компонентов, а именно: цифровой передатчик 104, один или большее количество отдельных внешних датчиков, обозначенных в общем ссылочной поз. 522, и один или большее количество элементов системы 508 коррекций. Конечно, может быть использовано множество комбинаций, вариаций и вариантов исполнения этих элементов, различные примеры которых ниже описываются более подробно.

Например, в некоторых вариантах исполнения цифровой передатчик 104 может не включать в себя систему 502 определения «полой» фракции. В некоторых случаях система 502 определения «полой» фракции может быть включена в зонд 230 жидкой фракции или связана с ним, или, в зависимости от типа или от конфигурации зонда 230 жидкой фракции, может быть вообще ненужной. В таких случаях, если уж она необходима, «полая» фракция может быть определена, исходя из выходных сигналов модулей коррекции 512, 516 или 518.

Далее, хотя, как показано на фиг.5А, внешние датчики 522 связаны с цифровым передатчиком 104 и с расходомерной трубкой 215, следует понимать, что эти внешние датчики 522 могут получать свои соответствующие измерения множеством различных способов. Например, выше при рассмотрении, например, фиг.2 описаны примеры температурного датчика 220, датчика 225 давления и датчика 230 «полой» фракции. Кроме того, зонд 235 жидкой фракции может быть установлен последовательно с расходомерной трубкой 215 относительно основного трубопровода для транспортирования потока трехфазной текучей среды и может иметь отдельную связь с передатчиком 104, с системой 508 коррекций или с главным компьютером 510.

На фиг.5А система 508 коррекций показана, будучи разделенной с цифровым передатчиком 104 и с главным компьютером 510. Однако в некоторых вариантах исполнения система 508 коррекций может быть расположена внутри цифрового передатчика 104, главного компьютера 510 или может быть связана с одним или с большим количеством внешних датчиков 522. В следующих вариантах исполнения части системы 508 коррекций могут быть включены в различные участки системы 500. Например, коррекции плотности и массовой потоковой скорости могут выполняться на цифровом передатчике 104, в то время как коррекция содержания воды может выполняться зондом 230 жидкой фракции.

В некоторых вариантах исполнения система 508 коррекций может включать в себя все модули 512-518 (как показано) или некоторые их подгруппы, или же она может включать в себя другие модули, на фиг.5А специально не показанные (например, модуль коррекции для коррекции плотности двухжидкостных компонентов в трехфазном потоке, таком как смесь нефть-вода в потоке нефтегазовой текучей среды). Кроме того, некоторые или все из любых таких коррекционных модулей могут быть выполнены воедино друг с другом. Например, функции коррекции массовой потоковой скорости и плотности могут быть объединены для исполнения в одном модуле, в то время как модуль 516 коррекции содержания воды может быть отдельным.

Наряду с общими связями, следует понимать, что система 520 определения скорости потока компонентов может быть расположена в нескольких местах внутри системы 500. Например, система 520 определения скорости потока компонентов может быть расположена внутри системы 508 коррекций или может быть расположена внутри

цифрового передатчика 104.

Различные примеры вышеизложенных и других вариантов исполнения, а также примеры конкретных механизмов получения скорректированных измерений потока и скоростей потоков отдельных компонентов более подробно описаны далее по тексту.

5 Вообще же следует понимать, что система 500 и другие ее варианты исполнения делают возможным, чтобы весь или по существу весь трехфазный поток текучей среды непрерывно протекал через расходомерную трубку 215 или через связанную с ним трубу или иной трубопровод, предназначенный для транспортирования потока трехфазного материала.

10 В результате, определение потоковых скоростей отдельных компонентов не требует разделения трехфазного потока текучей среды на отдельные потоки, содержащие один или большее количество составляющих его компонентов. Например, когда трехфазный поток содержит нефть, воду и газ, нет необходимости выделять газ из жидкой комбинации нефть-вода для выполнения измерений (например, массовой потоковой скорости) на нефтяном участке результирующего потока нефть-вода. Соответственно, достоверные измерения количества добытой нефти, например, на нефтедобывающей установке, могут быть произведены легко, быстро и надежно.

Фиг.5В представляет собой схему реализации системы 500 по фиг.5А. На фиг.5В зонд 230 жидкой фракции изображен как зонд содержания воды, который относительно проходящего через трубу 2202 трехфазного потока текучей среды установлен последовательно с цифровым передатчиком 104. В показанном на фиг.5В варианте исполнения трехфазный поток протекает по расходомеру 104 Кориолиса вверх.

Фиг.6 представляет собой схему другого варианта исполнения системы 500 по фиг.5А. В этом варианте исполнения зонд 230 жидкой фракции включен последовательно с расходомерной трубкой 215, и текучая среда проходит вниз по расходомерной трубке 215 и зонду 230 жидкой фракции. Текучая среда может быть трехфазной текучей средой, такой как текучая среда, которая включает в себя две жидкостные фазы, такие как водная фаза и нефтяная фаза, и газовую фазу. Система 600 включает в себя вход 602, через который текучая среда втекает в трубу 604, зонд 230 жидкой фракции, расходомерная трубка 215 и выход 608, через который текучая среда вытекает из трубы 604.

Система 600 включает в себя также интерфейсный модуль 609, который может содержать электронный процессор, электронное запоминающее устройство (такое как память) и один или большее количество модулей входа-выхода (таких как дисплей, коммуникационное согласующее устройство для подсоединения к передатчику (такому как передатчик 104) во время связи с расходомерной трубкой 215, и/или для соединения с зондом 230 жидкой фракции, и/или для подсоединения к удаленному терминалу (не показан), а также тактильное устройство ручного ввода, такое как клавиатура, и "мышь").

40 Зонд 230 жидкой фракции может быть измерителем содержания воды (или зондом содержания воды), который измеряет и дает оценку фракции воды в текучей среде, которая протекает через измеритель содержания воды. Фракция воды может называться содержанием воды. В системе 600 расходомерная трубка 215 расположена таким образом, что текучая среда протекает через расходомер Кориолиса в направлении вниз, что соответствует направлению силы тяжести.

В некоторых практических задачах, таких как при работе на старых газонефтяных скважинах, в которых текучая среда, которая втекает в трубу 604, имеет относительно низкое давление и относительно высокую «полую» газовую фракцию, текучая среда

может проходить через расходомер Кориолиса в виде последовательностей "порций", которые, в основном, содержат газ (и, таким образом, имеют высокую «полую» газовую фракцию), или в основном, содержат жидкость (и, таким образом, имеют низкую «полую» газовую фракцию). В некоторых практических задачах, таких как контроль скважин в истощенных нефтегазовых слоях или в нефтегазовых слоях с низким давлением, предполагаемый к измерениям мультифазный поток может включать в себя поток низкого давления с высокой «полой» газовой фракцией. В этих условиях более высокие характеристики измерения могут быть получены от мультифазной измерительной системы, если трехфазная смесь проходит в виде последовательности "порций" или с очень высокой «полой» газовой фракцией, состоящих почти полностью из газа, или с относительно низкой «полой» газовой фракцией, состоящих почти полностью из жидкости.

Соответственно, для облегчения тока "порций" расположение кориолисова расходомера и зонда содержания воды, может быть выполнено таким образом, как показано на фиг.6. По сравнению с по существу стабильным потоком текучей среды отделенной жидкости с промежуточной величиной «полой» газовой фракции, поток текучей среды, который содержит жидкостные или газовые "порции", может быть измерен расходомером Кориолиса более эффективно. Когда через зонд 230 жидкой фракции и через расходомерную трубку 215 проходит "порция" чистой или по существу чистой жидкости (например, эта "порция" включает в себя 95% или большее количество жидкости), в ней может содержаться избыточная информация. Например, когда жидкостная "порция" проходит через расходомерную трубку 215, измерительная информация, необходимая для разделения трех фаз (таких как газ, нефть и вода), может быть получена от расходомера Кориолиса и измерителя содержания воды, но присутствуют только две фракции (такие как вода и нефть). При этих условиях для потоковых скоростей воды и нефти могут быть использованы альтернативные способы вычисления, а избыточная информация по измерению может быть использована для перекрестного контроля между расходомером Кориолиса и зондом 230 жидкой фракции, как это описано далее в связи с фиг.7 и 8. Такой перекрестный контроль может дать признаки неисправности или наличия другой проблемы в кориолисовом расходомере или в зонде 230 жидкой фракции.

Система 600, которая может называться фермой 600, может использоваться в работах, связанных с малым давлением и с малыми жидкостными потоками, такими как работы на старых газонефтяных скважинах. В примере, показанном на фиг.6, зонд 230 жидкой фракции и расходомерная трубка 215 расположены на идущей вниз ноге 608 фермы 600 с ориентацией вниз. Расположение зонда 230 жидкой фракции и расходомерной трубки 215 с ориентацией вниз может быть благоприятным для работ, связанных с малым давлением и высокой «полой» газовой фракцией. Например, по сравнению с системой, в которой расходомер Кориолиса ориентирован таким образом, что текучая среда протекает по расходомерной трубке 215 в направлении вверх, расположение расходомерной трубки 215 таким образом, чтобы текучая среда протекала через эту расходомерную трубку 215 вниз, может привести к тому, что расходомер Кориолиса будет пропускать более эффективно, поскольку сила тяжести и любой газовый поток в этом случае работает в том же самом направлении. Кроме того, в идущей вертикально вверх ноге 610 фермы 600 может иметь место естественное разделение газовой и жидкостной фаз, поскольку газ проходит через расходомерную трубку 215 всегда, в то время как жидкость стремится собираться в идущей вверх ноге 610 до тех пор, пока достаточно большая "порция" не сможет пройти через верхнюю секцию 611 фермы 600

к идущей вниз ноге 608. После того, как жидкость прошла через расходомерную трубку 215, сила тяжести действует на минимизацию или исключение обратного потока текущей среды в расходомерной трубке 215. В некоторых вариантах исполнения в ферму 600 может быть включено устройство, такое как невозвратный клапан (не показан), для еще большей минимизации обратного тока в расходомерную трубку 215. Таким образом, конфигурация, показанная на фиг.6, может способствовать прохождению "порционного" потока.

Дополнительно, такая конфигурация, как показанная на фиг.6, может уменьшить возможность того, что расходомерная трубка 215 находится в частично заполненном состоянии (в условиях частичного заполнения). Например, когда жидкий поток полностью или почти останавливается, что может случаться в течение длительных временных периодов на малопродуктивной газонефтяной скважине, до тех пор, пока расходомерная трубка 215 полностью не опустошится, эта расходомерная трубка 215 может войти в частично заполненное состояние. Находясь в частично заполненном состоянии, расходомерная трубка 215 может давать неверные (неточные) отсчеты ненулевого массового потока, что в свою очередь, может привести к неправильным отсчетам по количеству протекающей через расходомерную трубку 215 нефти и воды. Частично заполненное состояние может быть детектировано независимо от детекции отсутствия потока текущей среды. Например, частично заполненное состояние может быть детектировано с использованием отсечки плотности, такой, что если плотность, сообщенная передатчиком 104, будет ниже плотности отсечки, то скорости потоков жидкости, даваемые передатчиком 104, устанавливаются на ноль. Величина отсечки может, например, составлять 100 кг/м^3 . В некоторых вариантах исполнения для детекции присутствия потока жидкости может быть использован результат другого измерения, например, посредством манометра дифференциального давления. Наличие достаточно высокого дифференциального давления на каком-либо участке секции фермы 600 (например, дифференциальное давление на участке расходомерной трубки 215, по всей ферме 600 или другому компоненту, такому как плата с отверстием в ферме) может указывать на наличие потока текущей среды. В некоторых вариантах исполнения для определения присутствия или отсутствия потока текущей среды может использоваться отсечной вентиль потока (не показан). Однако показанная на фиг.6 конфигурация сокращает или исключает возможность остановки жидкости внутри расходомерной трубки 215, тем самым сокращая или исключая возможность появления частично заполненного состояния и проявления эффектов частично заполненного состояния. Более того, в, по крайней мере, некоторых примерах расположение расходомерной трубки 215 на идущей вниз опоре 608 способствует току "порций" и, как говорилось ранее, измерения, основанные на токе "порций", могут быть более точными, чем измерения на основе эквивалентного потока без "порций". В некоторых вариантах исполнения зонд 230 жидкой фракции (который может быть измерителем содержания воды) может быть способен определять, что в этом зонде 230 жидкой фракции никакой жидкости нет. Такой индикаторный сигнал от зонда 230 жидкой фракции (который может быть измерителем содержания воды) может быть использован в качестве "флажка" или индикатора для отсечки неправильных показаний расходомера Кориолиса или их игнорирования.

Фиг.7 показывает примерный процесс 700, который может быть использован для перекрестных проверок расходомера Кориолиса и измерителя содержания воды. Процесс 700 может быть реализован с использованием данных от системы 600, однако, это не необходимо. Процесс 700 может быть реализован посредством передатчика 104, или

же процесс 700 может быть реализован посредством процессора (такого как процессор в компьютере потока), который является внешним относительно передатчика 104, но связан с ним. В некоторых вариантах исполнения некоторые части процесса 700 могут выполняться посредством передатчика 104, а некоторые части могут выполняться посредством процессора, который является внешним относительно передатчика 104. Процессор, который является внешним относительно передатчика 104, может быть процессором, включенным в интерфейсный модуль 609.

Процесс 700 использует избыточности измерений, выполняемых передатчиком 104 и зондом 230 жидкой фракции, которые существуют, когда проходящая по расходомерной трубке 215 и зонду 230 жидкой фракции текучая среда является чистой или по существу чистой. Например, текучая среда может быть по существу чистой, когда эта текучая среда содержит более 95% жидкости. Текучая среда может быть по существу чистой, когда по зонду 230 жидкой фракции и по расходомерной трубке 215 протекают жидкие "порции", которые включают в себя, например, нефтяную фазу и водную фазу, но не содержат газовой фазы. Когда через зонд 230 жидкой фракции и расходомерной трубке 215 проходит чисто жидкостная "порция", и есть данные измерений для разрешения трех фаз (нефть, газ, вода), но присутствуют только две фазы (нефть, вода), каждое из устройств - расходомер 104 и зонд 230 жидкой фракции могут давать избыточную информацию, которая может быть использована для перекрестного контроля данных, полученных от передатчика 104, и данных, полученных от зонда 230 жидкой фракции. Перекрестный контроль расходомера Кориолиса посредством, например, зонда-измерителя содержания воды, может быть использован для определения наличия неисправности в каком-либо одном или в обоих устройствах - расходомере Кориолиса и в зонде-измерителе содержания воды и/или для выявления неверного предположения относительно предустановленного параметра или параметра предварительной конфигурации, такого как предположение относительно плотности воды или нефти.

На фиг.7 мультифазная текучая среда проходит через расходомерную трубку 215 (705), и мультифазная текучая среда проходит через зонд 230 (710) жидкой фракции. Эта мультифазная текучая среда включает в себя две фазы во время первого временного периода и три фазы во время второго временного периода. Например, во время первого временного периода эта мультифазная текучая среда может включать в себя фазу нефти и фазу воды, а во время второго временного периода - фазу нефти, фазу воды и газовую фазу. Таким образом, можно считать, что во время первого временного периода мультифазная текучая среда состоит из жидких или почти жидких "порций", и можно считать, что она свободна от газа и имеет очень низкую полую газовую фракцию (например, полую газовую фракцию ниже чем 5%). В некоторых вариантах исполнения первый временной период является достаточно длительным для обеспечения получения от зонда 230 жидкой фракции и от передатчика 104 результатов множественных измерений. Например, длительность первого временного периода может соответствовать десяти измерениям или десяти обновлениям измерений. Измерение может производиться, например, приблизительно, каждую секунду. Таким образом, первый временной период может быть отрезком времени величиной около десяти секунд или больше. Как описано далее, в некоторых вариантах исполнения полученные от передатчика 104 и зонда 230 жидкой фракции результаты измерений, выполненных в течение какого-то временного периода, для уменьшения шума и повышения точности и других характеристик могут быть подвергнуты фильтрации, так что множественные измерения, выполненные в течение первого временного периода, могут повысить точность.

Установлено, что мультифазная текучая среда в течение первого временного периода (715) включает в себя две фазы. В некоторых примерах этими двумя фазами могут быть нефть и вода, то есть мультифазная текучая среда по существу свободна от газа. Когда от расходомера Кориолиса получают сигналы низкого усиления привода, можно полагать, что мультифазная текучая среда свободна от газа. Например, низким усилением привода можно считать усиление привода величиной 0,05 или меньше, что указывает, что мультифазная текучая среда свободна от газа. Низкое усиление привода является показателем потока, который содержит только жидкость или только газ. Дополнительно или альтернативно, показания плотности от передатчика 104 могут служить индикацией, обусловлено ли низкое усиление привода присутствием в текучей среде одной только жидкости. Например, в зависимости от окружающего давления в точке измерения плотности показания по плотности, большие чем около 700 кг/м^3 , являются определенным свидетельством того, что текучая среда представляет собой одну только жидкость, в то время как показания по плотности, меньшие чем около 100 кг/м^3 , свидетельствуют о том, что текучая среда состоит только из газа.

Первая величина параметра мультифазной текучей среды определяется с использованием информации от передатчика 104 (720), а вторая величина параметра мультифазной текучей среды определяется с использованием информации от зонда 230 (725) жидкой фракции. Этим параметром может быть, например, плотность воды или содержание воды (то есть фракция или процентное содержание потока, который является водой). Первая величина параметра сравнивается со второй величиной параметра (730). На основании этого сравнения определяется (735), являются ли первая величина параметра и вторая величина параметра несовместимыми одна с другой. Как более подробно описано ниже, несовместимость между первой величиной параметра и второй величиной параметра указывает на то, что либо кориолисов передатчик 104, либо зонд 230 жидкой фракции функционирует неправильно, или же на то, что некоторые ранее предписанные или предварительно сконфигурированные величины, такие как плотность жидкости или плотность нефти, являются неточными.

Более подробно, при некоторых обстоятельствах, когда усиление привода, плотность и, возможно, другие сигналы указывают на наличие чисто жидкостной смеси, в показаниях, даваемых расходомером Кориолиса (таким, как соединенный с расходомерной трубкой 215 передатчик 104) и измерителем содержания воды (таким, как зонд 230 для определения жидкой фракции), может содержаться избыточность. Например, при полном отсутствии или при очень малом присутствии в потоке текучей среды газа, оценка содержания воды, полученная только на основании показаний расходомера Кориолиса δ_{wC} , может быть определена как

$$\delta_{wC} = (\rho_m - \rho_o) / (\rho_w - \rho_o) \times 100\% \quad (10)$$

В этом уравнении (10) ρ_o есть плотность нефти (предполагается известной), ρ_w есть плотность воды (предполагается известной), а ρ_m есть плотность смеси, измеренная расходомером Кориолиса. Оценка содержания воды, основанная на показаниях расходомера Кориолиса, может быть сравнена с оценкой δ_{wW} по показаниям, полученным от измерителя содержания воды (также в процентах). Те результаты, которые дают значительную разницу (такую как, например, 5%), могут служить показателем несовместимости.

В некоторых вариантах исполнения оценочная плотность жидкости вычисляется на основании показаний измерителя содержания воды с использованием формулы

$$\rho_{mW} = \frac{\delta_{mW}}{100} * \rho_w + (1 - \frac{\delta_{mW}}{100}) * \rho_o \quad (11)$$

Показания плотности расходомера Кориолиса для смеси (то есть двухфазной жидкой "порции") ρ_m могут быть сравнены с оценкой плотности δ_{wW} по уравнению (11),

5 полученной на основании показаний содержания воды.

Независимо от сравниваемого параметра, значительная разница между величинами, полученными с использованием измерителя содержания воды, и величинами, полученными с использованием показаний расходомера Кориолиса, может указывать на неточность в принятом значении ρ_o или в принятом значении ρ_w или же может

10 свидетельствовать о наличии неисправности в работе расходомера Кориолиса или измерителя содержания воды. Значение разницы, необходимой для указания на такую неточность или на неисправность, может быть определено, например, экспериментально.

В некоторых вариантах исполнения для определения, какой из компонентов влияет на несовместимость между величиной параметра (такого как плотность или содержание 15 воды), определенной с использованием информации от расходомера Кориолиса, и величиной этого параметра, определенной с использованием данных от измерителя содержания воды, может быть использована дополнительная информация. Например, в задачах, в которых возможно парафинирование измерителя содержания воды или его повреждение песком, этот измеритель содержания воды может рассматриваться 20 как наиболее вероятная причина несовместимости. В другом примере, если показания расходомера Кориолиса дают более высокое значение плотности, чем плотность воды, особенно, если показания измерителя содержания воды указывают на почти 100%-е содержание воды, то, вероятно, что принятое значение плотности воды ρ_w является неточным. Принятое значение плотности воды может быть неточным тогда, когда, 25 например, соленость воды в мультифазной текучей среде неожиданно изменяется. Аналогично, если показания расходомера Кориолиса дают более низкое значение плотности, чем плотность нефти (особенно, если это подтверждается почти нулевыми показаниями измерителя содержания воды, указывающими, что поток является почти свободным от воды), то в предположении, что есть чрезвычайно сильное свидетельство 30 против присутствия газа, получается, что принятое значение плотности нефти ρ_o не является точным.

Такой набор показаний может стать причиной включения сигнала неисправности и/или требования переконфигурации, соответственно, принятой плотности воды или 35 принятой плотности нефти. В некоторых вариантах исполнения наличие показаний, указывающих на неточность принятого или предопределенного значения плотности воды или нефти, может включить или вызвать автоматическую коррекцию принятой или предопределенной плотности воды или нефти. Дополнительно, маловероятно, что измеритель содержания воды может давать показания, лежащие вне диапазона 0-100%, в то время как вычисления содержания воды на основании расходомера Кориолиса 40 могут давать величины менее 0% или превышающие 100%, как следствие неточности предустановленной плотности воды или нефти. Соответственно, если расходомер Кориолиса дает показания содержания воды, выходящие за диапазон от 0 до 100%, то сравнение с результатами измерителя содержания воды может быть опущено. Таким образом, наличие несовместимости между величиной какого-либо параметра (такого 45 как плотность или содержание воды), определенной на основании данных от передатчика 104, и величиной этого же параметра, определенного на основании данных от зонда 230 жидкой фракции, может означать неисправность оборудования или неточность некоторых назначенных параметров.

Описанные выше механизмы могут использоваться и в "только жидкостных" условиях, которые могут создаваться в отдельных случаях во время работы такой системы, как ферма 600. Чтобы способствовать смягчению последствий этих ложных детекций несовместимости, обусловленных нестационарными процессами (такими как

5 неожиданное кратковременное увеличение жидкости в мультифазном потоке), а не реальными "только жидкостными" условиями, можно организовать отслеживание во времени информации, используемой для определения существования несовместимости, а затем выполнять ее фильтрацию для исключения нестационарных процессов. Например, пусть данные, полученные от передатчика 104 и от зонда 230 жидкой

10 фракции, могут обновляться с частотой проведения измерения, например, через 1 секунду. Соответственно, за временной период, например, в 100 секунд данные от передатчика 104 и от зонда 230 жидкой фракции образовали бы последовательность во времени из 100 точек (в предположении, что каждый акт обновления успешно

15 завершен). Поскольку последовательность во времени данных, полученных от передатчика 104 и от зонда 230 жидкой фракции, вследствие наличия нестационарных процессов может быть нерегулярной, эта последовательность во времени может быть подвергнута фильтрации, например, посредством определения усредненной (средней) величины этой временной последовательности, определения стандартного отклонения этой временной последовательности и/или определения максимальной и минимальной

20 величины этой временной последовательности. Определение средней величины временной последовательности может исключить выбросы показаний и обеспечивает принятие решений на основании данных, собранных за достаточно длительный период времени. Стандартное отклонение временной последовательности, например, разницы между показаниями расходомера Кориолиса и измерителя содержания воды может

25 показать, как сильно изменяется эта разница во времени. Максимальные и минимальные величины могут использоваться для диагностики неисправностей с предустановленными плотностями "чистой" текучей среды.

Фиг.8 показывает другой пример процесса определения, обуславливается ли несовместимость между плотностью, измеренной расходомером Кориолиса, и

30 плотностью, определенной с использованием показаний от измерителя содержания воды, неисправностью измерителя содержания воды или неисправностью расходомера Кориолиса. Процесс 800 может быть выполнен посредством системы, такой как система 600. Процесс 800 может быть выполнен передатчиком 104 или же он может быть выполнен процессором (таким как процессор компьютера потока), который является

35 внешним относительно расходомерной трубки 215 и зонда 230 жидкой фракции, но связанного с передатчиком 104. В некоторых вариантах исполнения некоторые части процесса 800 могут выполняться посредством передатчика 104, а некоторые части могут выполняться посредством процессора, который является внешним относительно передатчика 104. Процессор, который является внешним относительно передатчика,

40 но связанный с ним, может быть процессором, включенным в интерфейсный модуль 609.

Обновление измерения начинается на этапе (805). Показания величин снимаются с измерителя содержания воды (810) и показания величин снимаются (815) с расходомера Кориолиса. Величины, снятые с измерителя содержания воды, включают в себя

45 показания измерителя содержания воды (watercut_W), которые представляют измерение процентного содержания мультифазной текучей среды, которая является водой. Величины, снятые с расходомера Кориолиса, включают в себя плотность мультифазной текучей среды (dens_mix), массовый поток мультифазной текучей среды (massflow_mix)

и усиление привода (drive_gain). Если присутствуют, могут быть также взяты показания величин давления и температуры мультифазной текучей среды. Для условий текущего давления и температуры определяется (820) плотность нефти (dens_o) и для условий текущего давления и температуры определяется плотность воды (dens_w). Плотность

5 чистой нефти (dens_o) и плотность чистой воды (dens_w) могут быть взяты как назначенные плотности или плотности конфигурации. В некоторых вариантах исполнения вместо того, чтобы определять плотность чистой нефти и плотность чистой воды, исходя из условий текущей плотности и температуры, эти плотности вводятся предварительно и сохраняются, например, в рабочем интерфейсе 630.

10 Присутствует ли в мультифазной текучей среде газ, определяется на этапе (825). Присутствие газа может быть определено, например, на основании полученного от расходомера Кориолиса усиления привода. Если газ присутствует, то процесс 800 завершается, и могут быть проведены трехфазные измерения, описанный ранее при разборе фиг.5. Если газ не присутствует, то анализируется (830) считанная с расходомера

15 Кориолиса плотность мультифазной текучей среды (dens_mix). Эта плотность мультифазной текучей среды сравнивается с предустановленным порогом, который выбран для определения, указывает или не указывает плотность мультифазной текучей среды на то, что эта мультифазная текучая среда является чисто газом. Например, порог может быть равен 750 кг/м^3 , и если плотность мультифазной текучей среды

20 меньше, чем этот порог, то считается, что эта мультифазная текучая среда не является чисто жидкостной, и процесс 800 завершается. В противном случае плотность мультифазной текучей среды больше, чем этот порог, или равна ему, и считается, что это - чистая жидкость. Плотность мультифазной текучей среды сравнивается с плотностью конфигурации чистой нефти (dens_o). Если величина сравниваемой

25 плотности меньше, чем конфигурированная плотность нефти, то значение величины наблюдаемой плотности может быть передано далее, визуализировано или сохранено в электронном носителе, а процесс 800 завершается. В некоторых вариантах исполнения вводится тревожный сигнал для указания того, что величина конфигурированной плотности нефти может быть неправильной. Если величина наблюдаемой плотности

30 больше, чем конфигурированная плотность нефти, то процесс 800 продолжается, и величина наблюдаемой плотности мультифазной текучей среды сравнивается с конфигурированной плотностью воды (dens_w). Если величина сравниваемой плотности больше, чем конфигурированная плотность воды, то значение величины наблюдаемой плотности может быть записано, визуализировано и/или сохранено, а процесс 800

35 завершается. В некоторых вариантах исполнения может быть введен тревожный сигнал для указания того, что сконфигурированная плотность воды может быть неправильной. Если процесс 800 не заканчивается, величина анализируемой плотности находится между сконфигурированной плотностью нефти и сконфигурированной плотностью воды, и при этом может быть получена надежная оценка содержания воды.

40 На этапе (805) произошло увеличение показания счетчика (time_gf). Увеличение показания счетчика означает, что выполнено еще одно измерение мультифазной текучей среды, не содержащей газа. Этот счетчик обеспечивает индикацию количества отборов данных не содержащей газа мультифазной текучей среды при ее прохождении через расходомер Кориолиса и влагомер. Если прошло достаточное время (и, таким образом,

45 было выполнено достаточное количество измерений не содержащей газа мультифазной текучей среды), то на основании показаний содержания воды, полученных измерителем содержания воды, определяется (840) значение плотности. В некоторых вариантах исполнения минимальным количеством измерений могут быть 100 измерений, в других

вариантах исполнения пороговым может быть минимальное количество в 10 измерений. Величина плотности, определенная на основании показаний содержания воды, сравнивается (845) с величиной плотности, полученной от расходомера Кориолиса. Сравнение может быть выполнено для каждого измерения, соответствующего
 5 увеличению показания счетчика, и результатом сравнения может быть процентная разница между плотностью, полученной посредством расходомера Кориолиса, и плотностью, определенной на основании показаний измерителя содержания воды. Далее (850) могут быть определены среднее и стандартное отклонения этой процентной разницы.

10 Далее определяется (855), обуславливается ли разница между плотностью, измеренной расходомером Кориолиса, и плотностью, определенной с использованием показаний от измерителя содержания воды, неисправностью измерителя содержания воды или расходомера Кориолиса. В некоторых вариантах исполнения превышение абсолютной величины средней разницы между двумя этими плотностями некоего порога есть
 15 индикация того, что в зонде содержания воды возникла неисправность. Величина порога может составлять, например, около 4%. В некоторых вариантах исполнения, если стандартное отклонение разницы между двумя этими плотностями больше, чем порог, величиной, например, в 3%, значит, в зонде содержания воды может быть неисправность. Другие варианты исполнения указаны в пунктах формулы изобретения.

20

Формула изобретения

1. Способ определения параметров потока текучей среды, содержащий:
 - прохождение мультифазной текучей среды через расходомер Кориолиса, при этом мультифазная текучая среда содержит две фазы во время первого временного периода
 25 и три фазы во время второго временного периода;
 - прохождение мультифазной текучей среды через измеритель содержания воды;
 - определение того, что мультифазная текучая среда включает в себя две фазы во время первого временного периода;
 - определение первой величины параметра мультифазной текучей среды с
 30 использованием величины, измеренной расходомером Кориолиса во время первого временного периода;
 - определение второй величины параметра мультифазной текучей среды с использованием величины, измеренной измерителем содержания воды во время первого временного периода;
 - 35 - сравнение первой величины со второй величиной; и
 - определение на основании этого сравнения, что первая величина и вторая величина являются отличными одна от другой.

2. Способ по п.1, в котором параметр представляет собой плотность мультифазной текучей среды, при этом первая величина есть первая величина плотности, а вторая
 40 величина есть вторая величина плотности.

3. Способ по п.1, в котором параметр представляет собой содержание воды мультифазной текучей среды, при этом первая величина есть содержание воды, измеренное измерителем содержания воды, а вторая величина есть содержание воды, определенное с использованием величин, считанных с расходомера Кориолиса.

45 4. Способ по п.2, в котором сравнение первой величины плотности со второй величиной плотности включает в себя определение процентной разницы между первой величиной плотности и второй величиной плотности.

5. Способ по п.1, дополнительно включающий в себя определение на основании

отличия, что в измерителе содержания воды существует ошибка.

6. Способ по п.1, дополнительно включающий в себя определение на основании отличия, что в расходомере Кориолиса существует ошибка.

7. Способ по п.2, в котором вторая плотность определяется с использованием
5 выражения

$$\rho_{mW} = \frac{\delta_{wW}}{100} * \rho_w + (1 - \frac{\delta_{wW}}{100}) * \rho_o,$$

где ρ_o есть предполагаемая плотность нефти, ρ_w есть предполагаемая плотность
10 воды, $\delta_{wW} = (\rho_m - \rho_o) / (\rho_w - \rho_o) \times 100\%$ есть оценка содержания воды, а ρ_m есть первая
плотность мультифазной текучей среды, измеренная расходомером Кориолиса.

8. Способ по п.1, в котором мультифазная текучая среда во время первого временного периода есть беспримесная жидкость.

9. Способ по п.1, в котором определение на основании сравнения, что первая величина
15 и вторая величина отличны одна от другой, содержит определение, что процентная
разница между первой величиной плотности и второй величиной плотности превышает
порог.

10. Способ по п.9, в котором порог равен около 5%.

11. Система для определения параметров потока текучей среды, содержащая
20 - измеритель содержания воды, сконфигурированный для приема текучей среды; и
- расходомер Кориолиса, соединенный с измерителем содержания воды, в которой
расходомер Кориолиса сконфигурирован для приема текучей среды, а измеритель
содержания воды ориентирован таким образом, что текучая среда протекает через
расходомер Кориолиса вниз,

дополнительно содержащая компьютерное устройство, сконфигурированное для:
25 - определения того, что мультифазная текучая среда включает в себя две фазы во
время первого временного периода;

- определения первой величины параметра мультифазной текучей среды с
использованием величины, измеренной расходомером Кориолиса во время первого
временного периода;

30 - определения второй величины параметра мультифазной текучей среды с
использованием величины, измеренной расходомерной трубкой во время первого
временного периода;

- сравнения первой величины со второй величиной; и
- определения на основании этого сравнения, что первая величина и вторая величина
35 являются несовместимыми одна с другой.

12. Система по п.11, в которой параметр представляет собой плотность мультифазной
текучей среды, при этом первая величина есть первая величина плотности, а вторая
величина есть вторая величина плотности.

13. Система по п.11, в которой параметр представляет собой содержание воды
40 мультифазной текучей среды, при этом первая величина есть содержание воды,
измеренное измерителем содержания воды, а вторая величина есть содержание воды,
определенное с использованием величин, считанных с расходомера Кориолиса.

14. Система по п.12, в которой для сравнения первой величины плотности со второй
величиной плотности компьютерное устройство сконфигурировано для определения
45 процентной разницы между первой величиной плотности и второй величиной плотности.

15. Система по п.11, дополнительно включающая в себя определение на основании
отличия, что в измерителе содержания воды существует ошибка.

16. Система по п.11, в которой компьютерное устройство дополнительно

сконфигурировано для определения на основании отличия, что в расходомере Кориолиса существует ошибка.

17. Система по п.12, в которой вторая плотность определяется с использованием выражения

$$\rho_{mW} = \frac{\delta_{wW}}{100} * \rho_w + (1 - \frac{\delta_{wW}}{100}) * \rho_o,$$

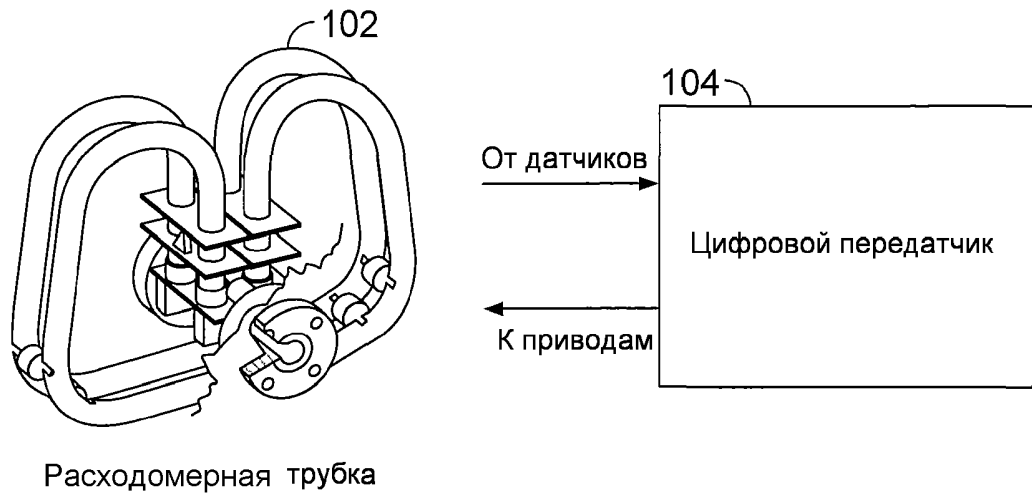
где ρ_o есть предполагаемая плотность нефти, ρ_w есть предполагаемая плотность воды, $\delta\rho_{wC} = (\rho_m - \rho_o) / (\rho_w - \rho_o) \times 100\%$ есть оценка содержания воды, а ρ_m есть первая плотность мультифазной текучей среды, измеренная расходомером Кориолиса.

18. Система по п.11, в которой компьютерное устройство дополнительно сконфигурировано для определения на основании отличия, что по меньшей мере одна плотность из предполагаемой плотности нефти или предполагаемой плотности воды является неточной.

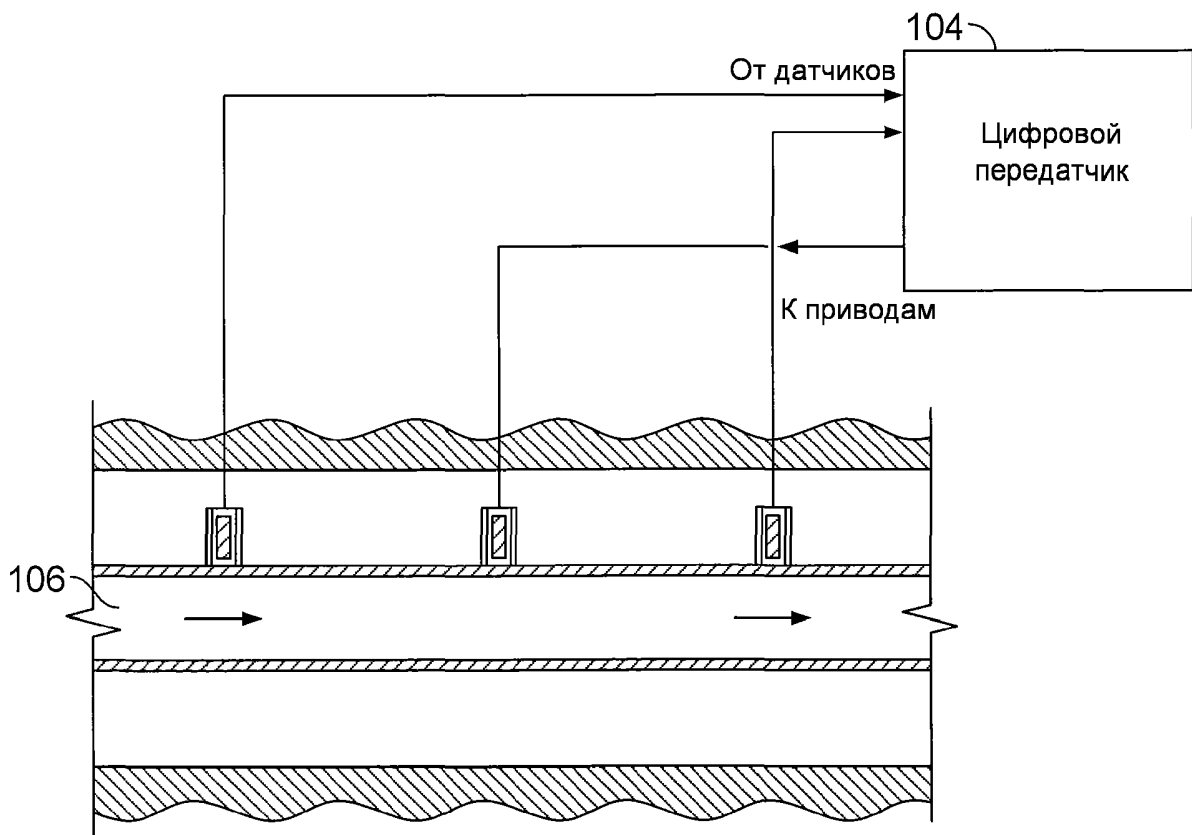
19. Система по п.12, в которой измеритель содержания воды включает в себя зонд жидкой фракции.

20. Система для определения параметров потока текучей среды, содержащая:

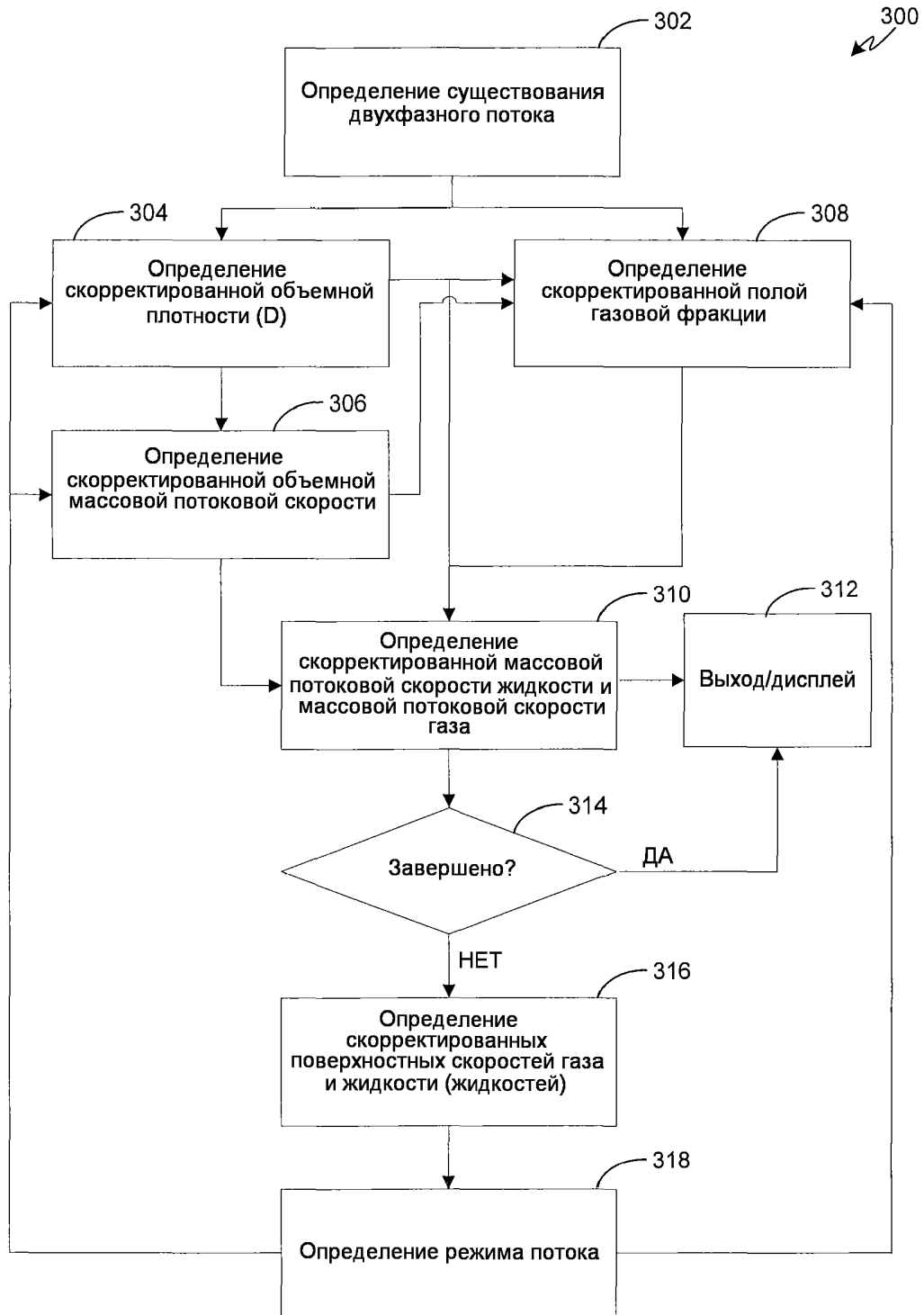
- измеритель содержания воды, сконфигурированный для приема текучей среды; и
- расходомер Кориолиса, связанный с измерителем содержания воды, в которой расходомер Кориолиса сконфигурирован для приема текучей среды, а измеритель содержания воды ориентирован таким образом, что текучая среда протекает через расходомер Кориолиса вниз.



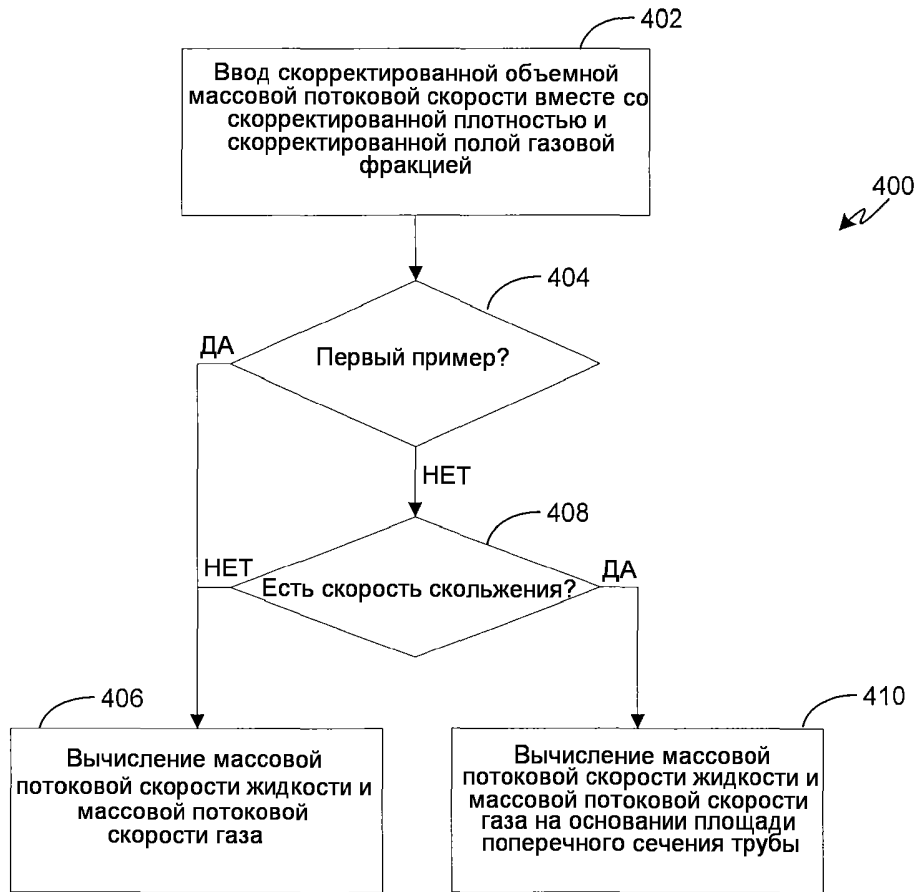
ФИГ. 1А



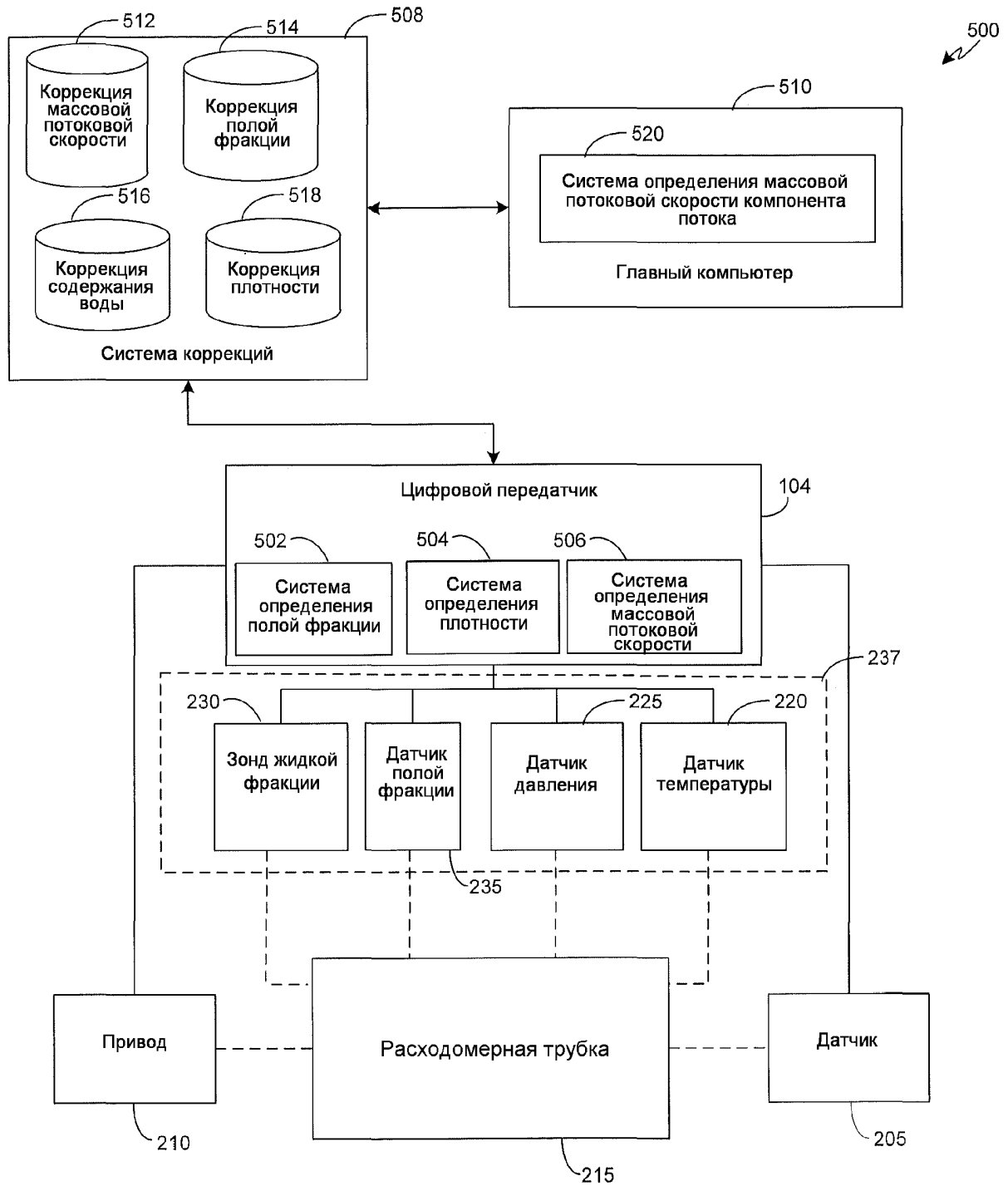
ФИГ. 1В



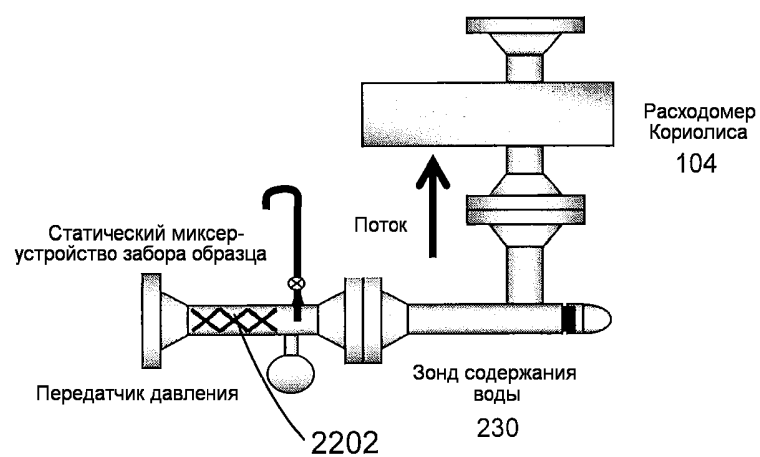
ФИГ. 3



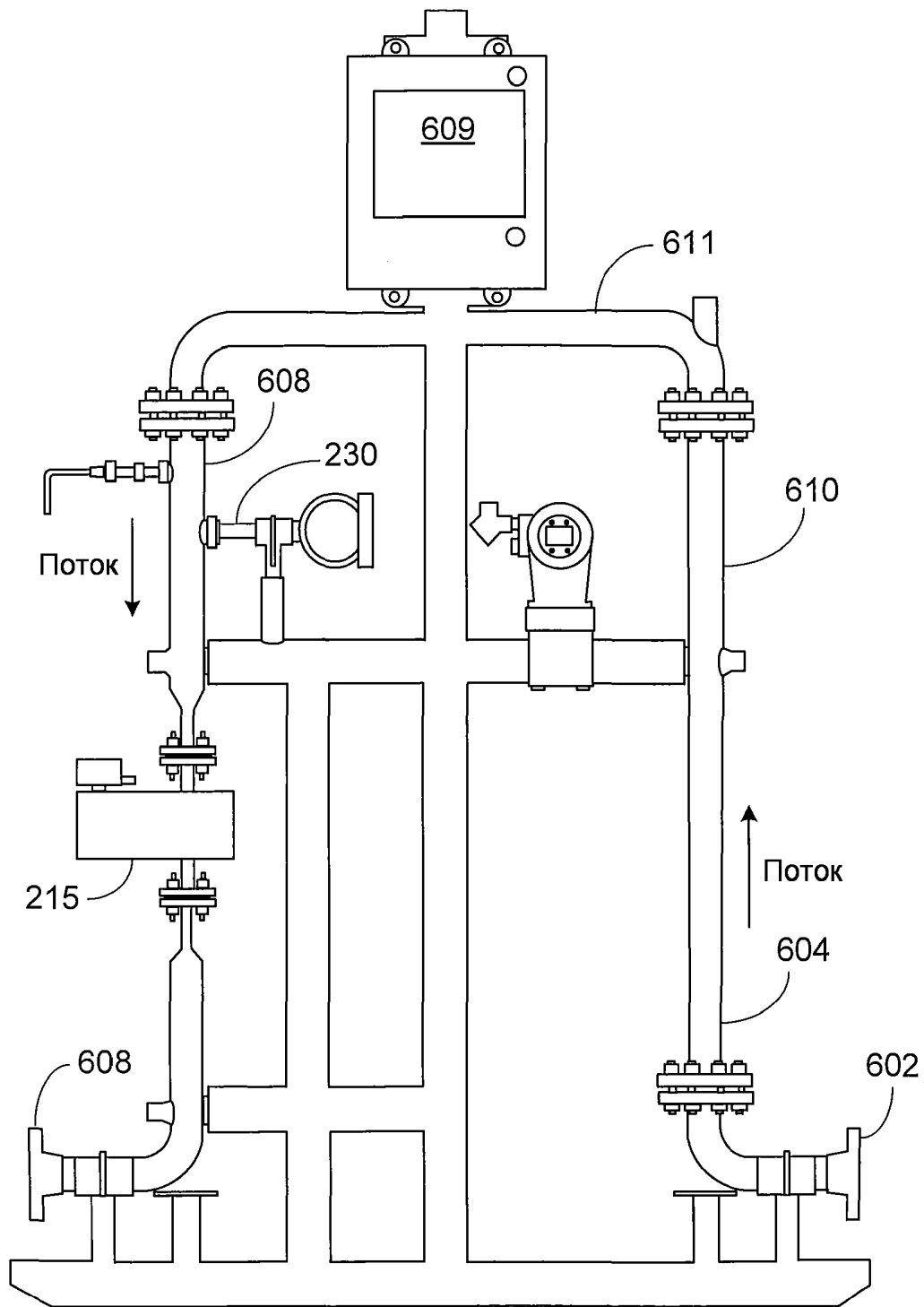
ФИГ. 4



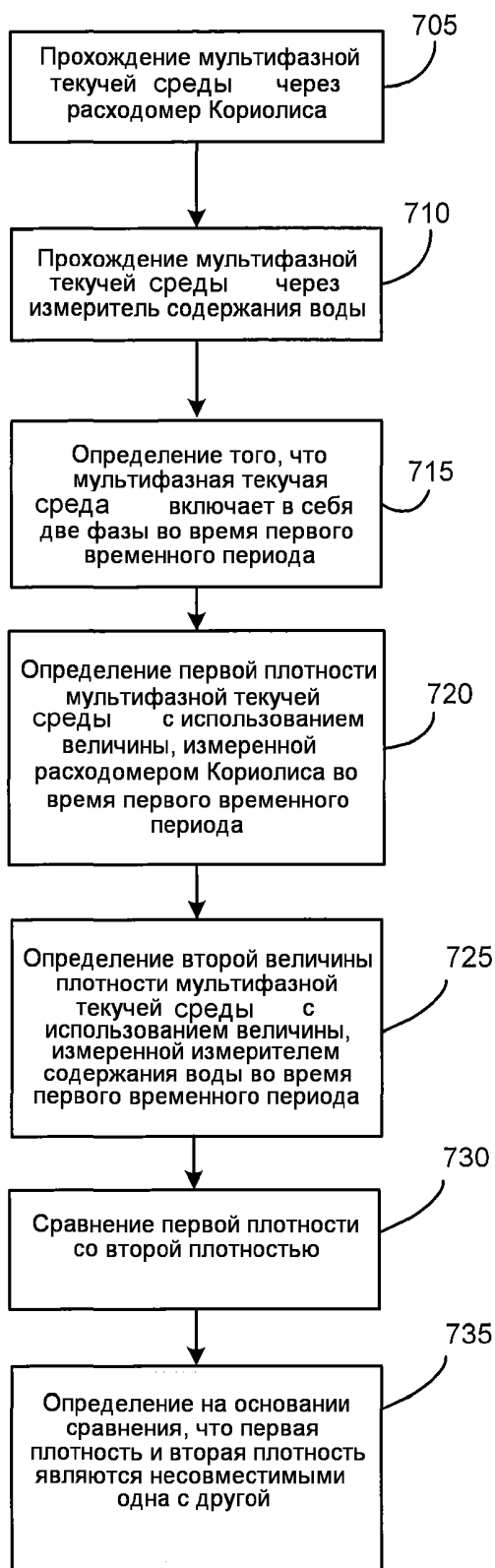
ФИГ. 5А



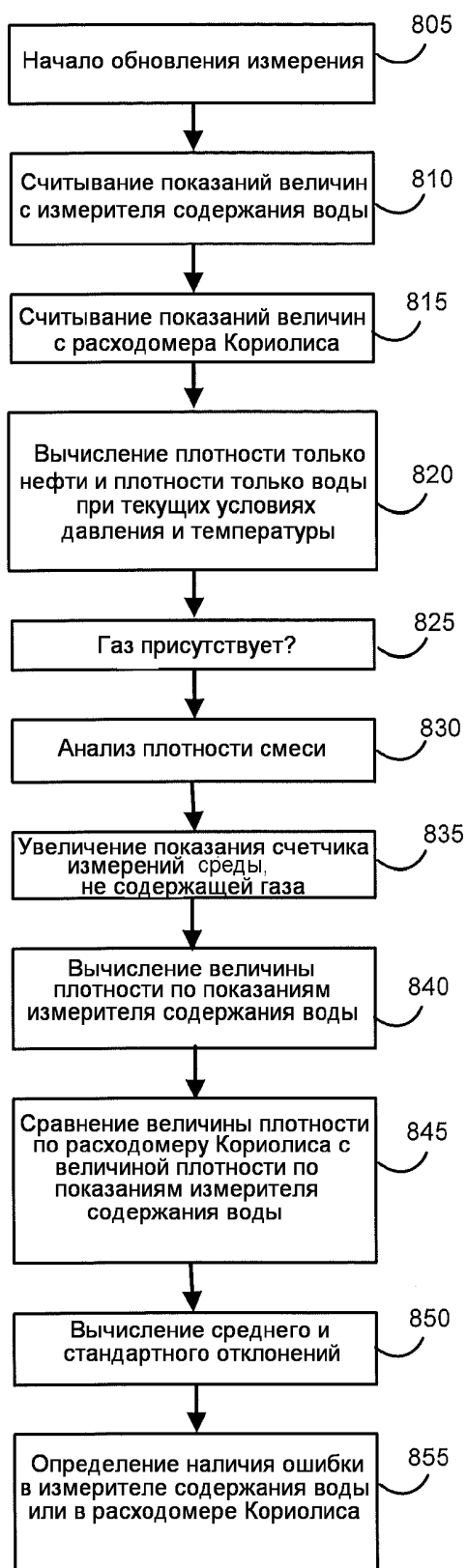
ФИГ. 5В



ФИГ. 6



ФИГ. 7



ФИГ. 8