

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2014111212/28, 19.11.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
19.11.2013

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
19.11.2012 US 61/728,224;
21.05.2013 US 61/825,872

(43) Дата публикации заявки: 27.09.2015 Бюл. № 27

(45) Опубликовано: 10.03.2016 Бюл. № 7

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: WO 1995/08768 A1, 30.03.1995. US
4429581 A, 07.02.1984. WO 2003/046485 A1,
05.06.2003. WO 2001/031298 A2, 03.05.2001.(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на
национальной фазе: 24.03.2014(86) Заявка РСТ:
US 2013/070785 (19.11.2013)(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2014/078853 (22.05.2014)

Адрес для переписки:

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

(72) Автор(ы):

**ГЕНРИ Манус П. (GB),
КАЗИМИРО Ричард П. (US)**

(73) Патентообладатель(и):

ИНВЕНСИС СИСТЕМЗ, ИНК. (US)

(54) СИСТЕМА ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИНЫ НА ЧИСТУЮ НЕФТЬ И ГАЗ

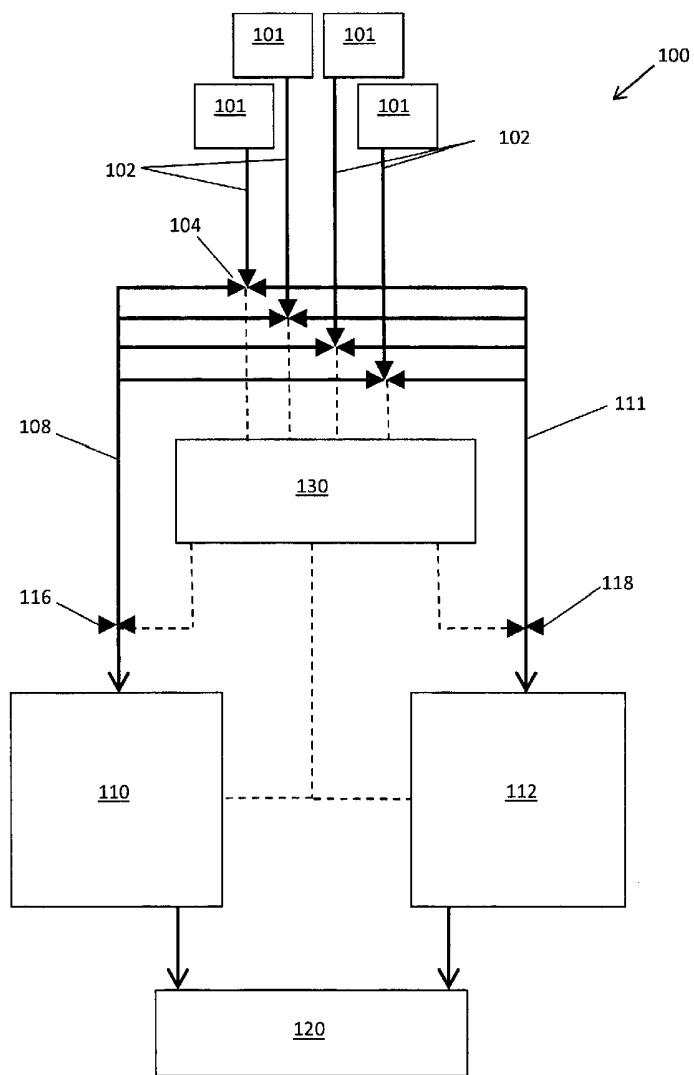
(57) Реферат:

Изобретение относится к системам и к способам измерения текущих сред, в частности к измерению многофазного потока текучей среды. Система испытания скважины на чистую нефть и газ для группы нефтегазовых скважин включает в себя, по меньшей мере, две измерительные системы чистой нефти и газа и множество вентилей, которые находятся в сообщении по текучей среде с одиночными скважинами в группе и независимо перестраиваются между первым положением, в котором вентиль направляет поток к первой измерительной системе чистой нефти и газа, и вторым положением, в котором вентиль

направляет поток ко второй измерительной системе чистой нефти и газа. Каждая измерительная система чистой нефти и газа, соответственно, имеет возможность измерять многофазный поток, включающий нефть, газ и воду, без сепарации. Каждая измерительная система включает в себя многофазный расходомер Кориолиса и измеритель обводненности. Каждая измерительная система соответственно включает в себя возможность предоставления динамических оценок неопределенности, связанных с измерением многофазного потока. Технический результат -

повышение точности анализа трехфазной смеси
нефть/вода/газ, которая характерна для большей

части продукции нефтяной скважины. 4 н. и 31
з.п. ф-лы, 8 табл., 11 ил.



Фиг.2

RU 2 5 7 7 2 5 7 C 2

RU 2 5 7 7 2 5 7 C 2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 577 257** ⁽¹³⁾ **C2**

(51) Int. Cl.
G01F 1/78 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2014111212/28, 19.11.2013**

(24) Effective date for property rights:
19.11.2013

Priority:

(30) Convention priority:
19.11.2012 US 61/728,224;
21.05.2013 US 61/825,872

(43) Application published: **27.09.2015 Bull. № 27**

(45) Date of publication: **10.03.2016 Bull. № 7**

(85) Commencement of national phase: **24.03.2014**

(86) PCT application:
US 2013/070785 (19.11.2013)

(87) PCT publication:
WO 2014/078853 (22.05.2014)

Mail address:

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

(72) Inventor(s):

GENRI Manus P. (GB),
KAZIMIRO Richard P. (US)

(73) Proprietor(s):

INVENSIS SISTEMZ, INK. (US)

(54) **CLEAN OIL AND GAS WELL TESTING SYSTEM**

(57) Abstract:

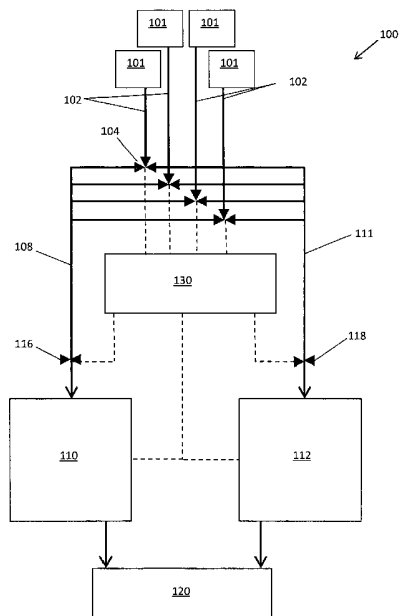
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention is referred to fluid measurement systems and methods, in particular, to measurement of fluid multiphase flow. Clean oil and gas well testing system for a group of oil and gas systems includes at least two clean oil and gas measurement systems and multitude of valves interconnected by fluid with single wells in the group and rearranged independently between the first position wherein the valve directs flow to the first clean oil and gas measurement system and the second position wherein the valve directs flow to the second clean oil and gas measurement system. Each clean oil and gas measurement system can measure multiphase flow that includes oil, gas and water without separation. Each clean oil and gas measurement system includes multiphase Coriolis flow meter and watercut meter. Each measurement system may provide potential dynamic uncertainty estimates related to change in

multiphase flow respectively.

EFFECT: improved accuracy of analysis for three-component mixture of oil, water and gas, which is specific for majority of oil well products.

35 cl, 8 tbl, 11 dwg



Фиг.2

ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ, К КОТОРОЙ ОТНОСИТСЯ ИЗОБРЕТЕНИЕ

Настоящее изобретение в целом относится к системам и к способам измерения текущих сред, добываемых из нефтегазовых скважин, и, в частности, к таким системам и способам, которые применяют многофазные расходомеры, такие как многофазные расходомеры Кориолиса, для измерения потока нефти, газа и воды из нефтегазовых скважин. Некоторые аспекты изобретения, в более общем плане, относятся к измерению многофазного потока текучей среды, а также имеют применения за пределами нефтегазовой промышленности.

УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

В нефтегазовой промышленности используются всевозможные расходомеры для предоставления информации о текущих средах, добываемых нефтегазовыми скважинами. Одним из таких расходомеров является расходомер Кориолиса. Как известно специалистам, расходомер Кориолиса включает в себя вибрирующую расходомерную трубку, через которую проходит технологическая текучая среда, и электронный трансмиттер. Трансмиттер поддерживает вибрацию расходомерной трубки, посылая сигнал возбуждения к одному или нескольким возбудителям, и осуществляет измерительные расчеты, исходя из сигналов от двух датчиков. Физика устройства требует, чтобы силы Кориолиса действовали вдоль измерительной секции между датчиками, давая в результате разность фаз между синусоидальными сигналами датчиков. Данная разность фаз по сути пропорциональна массовому расходу текучей среды, проходящей через измерительную секцию. Таким образом, разность фаз создает основу для измерения массового расхода текучей среды, протекающей через расходомерную трубку. Частота колебаний расходомерной трубки расходомера Кориолиса варьирует в зависимости от плотности технологической текучей среды в расходомерной трубке. Значение частоты может быть получено из сигналов датчиков (например, путем вычисления времени задержки между последовательными переходами через нуль), так что может быть получена плотность текучей среды. Также контролируется температура расходомерной трубки, чтобы позволить компенсировать различия в жесткости расходомерной трубки, которые могут влиять на частоту колебаний.

Расходомеры Кориолиса широко используются во всевозможных отраслях промышленности. Непосредственное измерение массового расхода часто предпочтительнее измерения на основе объема, поскольку плотность и/или объем материала могут меняться в зависимости от температуры и/или давления, тогда как масса остается неизменной. Это особенно важно в нефтегазовой промышленности, где энергосодержание и, следовательно, стоимость продукта является функцией массы.

Расходомер Кориолиса, измеряющий два параметра - массовый расход и плотность - теоретически способен анализировать двухфазную смесь (жидкость/газ). Однако, пока не сделаны упрощающие допущения, расходомер Кориолиса сам по себе не может анализировать обычную трехфазную смесь нефть/вода/газ, которая характерна для большей части продукции нефтяной скважины. Включение третьего измерения потока текучей среды, такого как обводненность (доля воды в жидкой смеси, обычно находящаяся в диапазоне от 0% до 100%), позволяет достичь истинных трехфазных измерений. Термин «чистая нефть» (Net Oil) используется в добывающем секторе нефтегазовой промышленности для описания расхода нефти в трехфазном или жидком (нефть/вода) потоке. Распространенной задачей в нефтегазовой промышленности является определение чистой нефти, добываемой каждой скважиной во множестве скважин, поскольку данная информация может быть важной при принятии решений,

влияющих на добычу на нефтегазовом месторождении и/или для оптимизации добычи на нефтегазовом месторождении.

Традиционная система испытания нефтегазовой скважины показана на фиг. 1. В данной системе испытания скважины одну скважину из множества скважин (т.е. куста из N скважин) подключают к испытательному сепаратору в любой момент времени, тогда как остальные скважины (т.е. N-1) объединяются для транспортировки к производственному оборудованию. Выходящий поток из выбранной скважины сепарируют для получения объемных расходов нефти и газа, отводимых из выбранной скважины. Путь потока к газожидкостному испытательному сепаратору может существенно отличаться от пути потока из той же скважины за счет использования «обходного» маршрута. Поэтому продукция скважины в пути потока испытательного сепаратора не может быть по-настоящему репрезентативной для ее продукции в большую часть времени, когда она следует обходным маршрутом.

Авторы настоящего изобретения сделали различные усовершенствования, которые будут описаны подробно ниже, применимые в области расходомеров Кориолиса и применимые в области измерения чистой нефти и газа.

СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Система испытания нефтегазовой скважины включает в себя первую и вторую измерительные системы (например, измерительную систему на основе эффекта Кориолиса) и множество клапанов для подключения каждой из множества скважин куста к одной из первой и второй измерительных систем. Положение клапанов может переключаться для селективного изменения того, какая из измерительных систем находится в сообщении по текучей среде с выбранной скважиной. Контроллер системы выполнен с возможностью вычисления параметра (например, объемного или массового расхода) выходящего потока из скважины, которая связана с переключенным клапаном, исходя из полученных данных по умолчанию и данных переключения из первой и второй измерительных систем. Также описан способ вычисления параметра.

Другим аспектом изобретения является измерительный контроллер для определения параметра выходящего потока из каждой одиночной скважины в группе скважин. Измерительный контроллер включает в себя процессор и память. Измерительный контроллер приспособлен для связи со множеством клапанов, каждый из которых выполнен с возможностью сообщения по текучей среде с одной из одиночных скважин, а также с первой и второй измерительными системами чистой нефти и газа.

Измерительный контроллер выполнен с возможностью: (i) получения данных по умолчанию из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа, когда первый клапан из множества клапанов находится в первом положении и соединяет по текучей среде соответствующую скважину с первой измерительной системой чистой нефти и газа, и второй клапан из множества клапанов находится во втором положении и соединяет по текучей среде соответствующую скважину со второй измерительной системой чистой нефти и газа; (ii) переключения первого клапана из первого положения во второе положение, чтобы первый клапан соединял по текучей среде соответствующую скважину со второй измерительной системой чистой нефти и газа; (iii) получения данных переключения из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа после переключения первого клапана из первого положения во второе положение; и (iv) вычисления параметра выходящего потока скважины, которая связана с первым клапаном, исходя из полученных данных по умолчанию и данных переключения.

Другой аспект изобретения представляет собой способ оценки потока из группы

нефтегазовых скважин. Способ включает в себя прохождение совокупного выходящего потока из первой подгруппы скважин к первой системе измерения расхода через первый канал, тогда как совокупный выходящий поток из второй подгруппы скважин проходит ко второй системе измерения расхода через второй канал, отличный от первого канала.

- 5 Измеряются общий расход через первую систему измерения расхода и общий расход через вторую систему измерения. Выходящий поток из указанной одиночной скважины перенаправляют из одной из указанных первой и второй измерительных систем к другой из указанных первой и второй измерительных систем. Измеряется общий расход через по меньшей мере одну из первой и второй измерительных систем после перенаправления.
- 10 Разница между общим расходом перед перенаправлением и после перенаправления используется для оценки расхода указанной одиночной скважины.

- Еще одним аспектом изобретения является система измерения многофазного потока для измерения многофазной текучей среды, содержащей нефть, воду и газ. Система включает в себя массовый расходомер Кориолиса, выполненный с возможностью
- 15 измерения массового расхода и плотности многофазной текучей среды. Система имеет измеритель обводненности, выполненный с возможностью измерения обводненности многофазной текучей среды. Процессор выполнен с возможностью определения массового расхода нефти, массового расхода воды и массового расхода газа, используя массовый расход и плотность по расходомеру Кориолиса и обводненность по
- 20 измерителю обводненности. Процессор дополнительно выполнен с возможностью определения динамических оценок неопределенности каждого из массового расхода нефти, массового расхода воды и массового расхода газа.

Другие задачи и признаки будут в некоторой степени очевидны и отмечены ниже в данном документе.

25 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

На фиг. 1 показана принципиальная схема, иллюстрирующая традиционную систему испытания нефтегазовой скважины;

На фиг. 2 показана принципиальная схема одного варианта осуществления системы испытания нефтегазовой скважины;

- 30 На фиг. 3 представлен вид сбоку одного варианта осуществления узла замера чистой нефти, подходящего для использования в системе испытания нефтегазовой скважины на фиг. 2;

- На фиг. 4 представлено перспективное изображение одного варианта осуществления расходомера Кориолиса, подходящего для использования в узле замера чистой нефти
- 35 фиг. 3 и в системе испытания нефтегазовой скважины, проиллюстрированной на фиг. 2;

На фиг. 5 представлен вид сбоку расходомера Кориолиса, показанного на фиг. 4;

На фиг. 6 представлена принципиальная схема, иллюстрирующая часть электронной архитектуры узла замера чистой нефти на фиг. 3;

- 40 На фиг. 7 представлена диаграмма, иллюстрирующая один из примеров взаимосвязи между измеряемым массовым расходом, измеряемым перепадом плотности и погрешностью перепада плотности, который можно использовать для обеспечения улучшенных измерений с помощью расходомера Кориолиса на фиг. 4 и фиг. 5;

- На фиг. 8 представлена диаграмма, иллюстрирующая низкую погрешность массового
- 45 расхода жидкости, по мере того как обводненность многофазного потока варьирует в широком диапазоне значений от 0 до 100%;

На фиг. 9 представлена визуализация изображения на экране, показывающая изменяющееся во времени объемное паросодержание для каждой из составляющих

многофазного потока в верхней части изображения и соответствующий, изменяющийся во времени расход газа, нефти и воды, измеренный в многофазном потоке;

На фиг. 10 представлена принципиальная схема, иллюстрирующая один вариант осуществления датчика самопроверки; и

5 На фиг. 11 представлена принципиальная блок-схема системы обеспечения оценок неопределенности для составляющих многофазного потока.

Одинаковые номера позиций обозначают одинаковые части на всех чертежах.

Подробное описание

На фиг. 2 в целом приводится один вариант осуществления системы испытания
10 нефтегазовой скважины, обозначенный позицией 100. Система 100 испытания нефтегазовой скважины включает в себя множество выходных каналов 102 скважины (например, труб), связанных по текучей среде с группой N скважин 101. Хотя на фиг. 2 проиллюстрировано 4 скважины 101, количество скважин N в группе может варьировать. Скважины 101 обычно являются кустом скважин, осуществляющих добычу
15 из одной и той же нефтегазовой залежи и/или имеющих общее производственное оборудование 120. Каждый выходной канал 102 скважины надлежащим образом соединен с одиночной скважиной 101, так что текучие среды, добываемые каждой одиночной скважиной, изолируются в соответствующий канал 102. Каждый выходной канал 102 скважины находится в сообщении по текучей среде с одним из множества
20 вентилей 104 (например, множества трехлинейных вентилей). По причинам, изложенным ниже, каждый клапан 104 является независимо перестраиваемым между первым положением, в котором клапан соединяет по текучей среде соответствующий выходной канал 102 скважины с первым впускным каналом 108 для прямого потока текучей среды в первую измерительную систему 110 чистой нефти и газа, и вторым положением,
25 в котором клапан соединяет по текучей среде соответствующий выходной канал скважины со вторым впускным каналом 111 для прямого потока из скважины во вторую измерительную систему 112 чистой нефти и газа. Выходящий поток из каждой скважины 101 в группе может быть выборочно направлен к любой из измерительных систем 110, 112 нефти и газа, независимо от выходящего потока из других скважин. После
30 прохождения через первую и вторую измерительные системы 110, 112 чистой нефти и газа поток из скважины может быть направлен к производственному оборудованию 120. Суммарный поток через первую и вторую измерительные системы 110, 112 чистой нефти и газа является по сути объединенным потоком текучих сред, добываемых из всех N скважин. Система 100 испытания нефтегазовой скважины может также включать
35 в себя первый клапан 116 регулирования давления, связывающий по текучей среде первый впускной канал 108 с первой измерительной системой 110 чистой нефти и газа, и второй клапан 118 регулирования давления, связывающий по текучей среде второй впускной канал 111 со второй измерительной системой 112 чистой нефти и газа.

Каждая из первой и второй измерительных систем 110, 112 чистой нефти и газа
40 соответственно может включать в себя расходомерную систему Кориолиса (также называется «узел замера чистой нефти на основе эффекта Кориолиса»), которая позволяет осуществлять измерения газа, нефти и воды непосредственно на устье скважины без первоначального разделения компонентов с помощью традиционного газожидкостного сепаратора. Этот узел замера на основе эффекта Кориолиса может
45 обеспечить ряд преимуществ перед системой испытания нефтегазовой скважины на основе сепаратора, включая, но не ограничиваясь перечисленным: 1) не требуется сепарация выходящего потока, что позволяет легче определить естественную структуру потока из скважины, 2) точные расходы могут быть определены за минуты, а не за

часы, и 3) это способствует уменьшению места для установки и снижению затрат на обслуживание по сравнению с традиционными системами испытания скважины. Имеется в виду, что каждая из первой и второй измерительных систем 110, 112 чистой нефти и газа может включать в себя различные типы расходомерных систем в пределах объема изобретения, в том числе расходомерную систему с газожидкостным сепаратором. Первая и вторая измерительные системы чистой нефти и газа могут быть идентичными, как в случае проиллюстрированного варианта осуществления, но также считается, что это не является необходимым в пределах широкого объема изобретения.

Примером одного варианта осуществления узла замера на основе эффекта Кориолиса для использования в системах 110, 112 испытания скважин является решение для измерения чистой нефти и газа в многофазном потоке Foxboro[®], доступное от компании Invensys Systems, Inc. Подробное описание кориолисового узла замера чистой нефти также представлено в патентной заявке США № 20120118077, опубликованной через 18 месяцев с даты приоритета, содержание которой включено в настоящее описание посредством ссылки. В целом, узел замера чистой нефти включает в себя канал, по которому из скважины поступает текущая среда; расходомер Кориолиса для измерения плотности смеси и массового расхода жидкости и газа; измеритель обводненности для измерения процентного содержания воды в жидкости; и многопараметрический датчик давления и температуры для измерения давления и температуры для вычисления плотности газа, находящиеся в сообщении по текучей среде с каналом.

Один вариант осуществления подходящего узла замера чистой нефти, который может использоваться в качестве измерительной системы, проиллюстрирован на фиг. 3. Узел 600 механически сконструирован для регулирования потока технологической среды для приведения к минимуму проскальзывания между газом и жидкостью из-за подъема и спуска трубопроводной сети и с помощью встроенного выпрямителя потока в горизонтальной верхней секции. В данном варианте осуществления датчик 230 жидкой фракции последовательно соединяют с многофазным расходомером 215 Кориолиса между впускным отверстием 602 и выпускным отверстием 608 системы. Датчик 230 жидкой фракции является подходящим измерителем обводненности (или датчиком обводненности), который измеряет и обеспечивает оценку доли воды в текучей среде, протекающей через него. Доля воды может называться обводненностью. Система 600 также включает в себя интерфейсный модуль 609, который может включать в себя электронный процессор, электронное запоминающее устройство (такое как память) и один или несколько модулей ввода/вывода (таких как дисплей, коммуникационный интерфейс для связи с трансмиттером, находящимся в сообщении с расходомером 215 Кориолиса, и/или связи с датчиком 230 жидкой фракции, и/или для подключения к удаленному терминалу (не показан) и тактильный ручной ввод (такой как клавиатура и мышь)). Вместе многофазный расходомер 215 Кориолиса и датчик 230 жидкой фракции способны измерять расход воды, нефти и газа в смеси, содержащей все три этих компонента, по мере их поступления в многофазный поток из одной или нескольких скважин 101.

В системе 600 расходомер 215 Кориолиса установлен и расположен таким образом, что текучая среда протекает через расходомер Кориолиса в нисходящем направлении, что соответствует направлению силы тяжести. В примере, показанном на фиг. 3, датчик 230 жидкой фракции и расходомер 215 Кориолиса находятся в нисходящей ориентации на нисходящем участке узла 600. Установка датчика 230 жидкой фракции и расходомера Кориолиса 215 в нисходящей ориентации на нисходящем участке узла 600 может быть предпочтительной в применениях при низком давлении, высокой объемной доле газа

(ОДГ), которые могут иметь место в некоторых нефтегазовых скважинах, в особенности зрелых скважинах, производящих добычу из истощенных залежей. Например, по сравнению с системой, в которой расходомер Кориолиса ориентирован так, что текучая среда течет в восходящем направлении, организация системы, при которой текучая среда течет вниз через расходомер 215 Кориолиса, может привести к более эффективному опорожнению расходомера Кориолиса. Кроме того, разделение газовой и жидкой фаз многофазной текучей среды может происходить естественным образом на восходящем участке 610 узла 600, поскольку газ проходит через расходомерную трубку 215 в любой момент времени, тогда как жидкость имеет тенденцию собираться в восходящем участке 610 до тех пор, пока достаточно большое скопление жидкости не сможет пройти через верхнюю секцию 611 узла 600 в нисходящий участок 608. Как только жидкость прошла через расходомер 215 Кориолиса, сила тяжести действует, чтобы свести к минимуму или исключить обратный поток жидкости в расходомерную трубку 215. В некоторых реализациях устройство для дальнейшей минимизации обратной промывки в расходомерной трубке 215 может включаться в узел 600, как, например, обратный клапан (не показан).

Кроме того, конструкция, такая, как показана на фиг. 3, может уменьшить возможность расходомера 215 Кориолиса находиться в частично заполненном режиме (или частично заполненном состоянии). Например, если поток жидкости полностью или почти полностью останавливается, как это может иметь место в течение длительных периодов времени для низкопродуктивной нефтегазовой скважины, пока расходомер 215 Кориолиса не будет полностью опорожнен, расходомерная трубка 215 может войти в частично заполненное состояние. Находясь в частично заполненном состоянии, расходомерная трубка 215 может давать ложное (неточное), отличное от нуля показание массового расхода, которое, в свою очередь, может привести к ложным показаниям расходов нефти и воды через систему 600. Тем не менее конструкция, показанная на фиг. 3, уменьшает или исключает возможность удержания жидкости внутри расходомерной трубки расходомера 215 Кориолиса, тем самым уменьшая или исключая вероятность частично заполненного состояния и эффектов частично заполненного состояния.

Один из вариантов осуществления расходомера Кориолиса, в целом обозначенный позицией 215, проиллюстрирован на фиг. 4 и фиг. 5. Расходомер 215 включает в себя один или несколько каналов 18, 20 (также называемых расходомерной трубкой), один или несколько возбуждателей 46a, 46b для возбуждения колебания канала (каналов), и пару датчиков 48a, 48b движения, которые генерируют сигналы, указывающие на колебания канала (каналов). В проиллюстрированном варианте осуществления имеется два канала 18, 20, два возбуждателя 46a, 46b и два датчика 48a, 48b движения, причем и возбуждатели и датчики движения установлены между каналами таким образом, что каждый возбуждатель и датчик движения работает для обоих каналов. Специалистам в данной области понятно, что расходомер Кориолиса может иметь только единственный канал и/или может иметь единственный возбуждатель. Также имеется в виду, что канал (каналы) могут иметь другие конфигурации, чем каналы 18, 20 в проиллюстрированном варианте осуществления.

Как показано на фиг. 4 и фиг. 5, расходомер 215 предназначен для встраивания в трубопровод (не показан) с небольшим удаленным или зарезервированным участком для предоставления места для расходомера. Расходомер 215 включает в себя крепежные фланцы 12 для подсоединения к трубопроводу и центральный коллектор 16, поддерживающий два контура 18 и 20 в параллельных плоскостях, которые

ориентированы перпендикулярно трубопроводу. Возбудители 46a, 46b и датчики 48a, 48b прикреплены между каждым концом контуров 18 и 20. Возбудители 46a, 46b на противоположных концах контуров 18, 20 возбуждаются с помощью цифрового контроллера (не показан) токами равной величины, но противоположного знака (т.е. токами, которые сдвинуты по фазе на 180°), чтобы вызвать вращение прямолинейных участков 26 контуров 18, 20 вокруг их копланарной перпендикулярной средней линии 56 (фиг. 5). Неоднократно меняющийся направление на противоположное (например, синусоидальный) ток возбуждения, подаваемый к возбудителям 46a, 46b, вызывает колебательное движение каждого прямолинейного участка 26, которое описывает форму петли в горизонтальной плоскости вокруг оси 56 симметрии контуров. Полное боковое смещение контуров в нижних закругленных изгибах 38 и 40 является небольшим, порядка 1/16 дюйма (0,16 см) для 2 футов (60,96 см) длины прямолинейного участка 26 трубы, имеющей диаметр 1 дюйм (2,54 см). Частота колебаний обычно составляет примерно от 80 до 90 Гц, хотя она может варьировать в зависимости от размера и конфигурации расходомерной трубки (трубок).

Как будет понятно специалистам, эффект Кориолиса вызывает разность фаз между двумя датчиками 48a, 48b, которая обычно пропорциональна массовому расходу. Кроме того, резонансная частота контуров 18, 20 будет варьировать в зависимости от плотности текучей среды, протекающей через них. Таким образом, могут быть измерены массовый расход и плотность. Применение новой технологии, такой как аналогово-цифровые преобразователи и цифроаналоговые преобразователи (АЦП и ЦАП) аудиокачества и программируемые пользователем вентильные матрицы (ППВМ), способствовало развитию новых возможностей для расходомеров Кориолиса, например, возможности анализировать многофазные потоки. Различные исправления могут применяться к базовому измерению в результате разности фаз между датчиками. Например, многофазные потоки приводят к крайне изменчивому демпфированию расходомерной трубки, до трех порядков величины более высокому, чем в однофазных условиях, требуя гибкого и точного управления возбудителем. Кроме того, измерения массового расхода и плотности, полученные в условиях многофазного потока, подвержены значительным систематическим и случайным погрешностям, для которых могут быть определены и реализованы алгоритмы коррекции. Дальнейшие подробности, касающиеся работы расходомеров Кориолиса, приводятся в патентах США №№: 6311136; 6505519; 6950760; 7059199; 7188534; 7614312; 7660681 и 7617055, содержание которых включено в настоящее описание посредством ссылки.

Расходомер 215 Кориолиса и датчик 230 жидкой фракции обмениваются данными с компьютером чистой нефти, таким как интерфейсный модуль 609 узла 600, который вычисляет обобщенный расход чистой нефти, расход воды и расход газа в смеси жидкость/ газ, вычисленный в стандартном объеме. Метрология трехфазного потока является сложной, и на практике неопределенность каждого измерения динамически меняется в зависимости от режима работы, а также технологии измерения и других аспектов. Динамический анализ неопределенности трехфазных измерений будет способствовать расширению спектра условий эксплуатации, при которых могут быть обеспечены гарантированные результаты измерения. Одним из способов осуществления анализа неопределенности измерения трехфазного потока является применение моделирования методом Монте-Карло. Ниже будет объяснено, как обеспечить оценку неопределенности трехфазных измерений в режиме реального времени, в соответствии с концепцией самоконтроля датчиков (SEVA), как описано в британском стандарте BS-7986, а также в международном стандарте, известном как GUM (Guide to the Expression

of Uncertainty in Measurement, Руководство по выражению неопределенности измерений).

Режимы многофазного потока нефти, воды и газа могут вызывать проблемы для точного измерения расходов жидкого и газового компонентов с помощью системы многофазного измерения на основе массового расходомера 215 Кориолиса и измерителя
 5 230 обводненности. В частности, изменения в режиме потока могут создавать условие проскальзывания, при котором скорость течения сжатой газовой фазы может существенно отличаться от скорости течения нефтяной и водной жидкой фазы, что делает точный замер более трудным. Как отмечалось выше, узел 600 выполнен с
 10 возможностью приведения к минимуму данного условия проскальзывания, но проскальзывание между газовой и жидкой фазами все же может существовать.

Дальнейшие проблемы появляются в связи с тем, что измеритель 230 обводненности требует хорошо перемешанного потока нефти и воды для достижения требуемой точности измерения обводненности или процентного содержания воды в потоке нефти и воды. Если режим потока приводит к значительному перемежающемуся потоку,
 15 важно предохранить измеритель от воздействия условий повышения и дальнейшего понижения расхода, которые могут иметь место, если измеритель 230 расположен на входной стороне узла 600. Кроме того, важно гарантировать, что измеритель 230 надлежащим образом опорожнен, поскольку может быть трудно провести различие
 20 между истинными значениями многофазного потока и потенциально большими погрешностями значений расхода и плотности, вызванными условиями частичного заполнения, когда подлинный поток, проходящий через измеритель, отсутствует. Это можно частично устранить с помощью разработки и внедрения системы многофазного измерения, в которой потенциальное условие проскальзывания между газовой и жидкой фазами приводится к минимуму для сохранения регулируемого профиля потока, когда
 25 массовый расходомер 215 Кориолиса измеряет жидкую и газовую фазы при нормализованных скоростях потока. Это также полезно для облегчения хорошего перемешивания жидких фаз нефти и воды, чтобы сохранить однородный режим потока в точке измерения измерителем обводненности.

Другая измерительная аппаратура узла 600 включает в себя измеритель
 30 обводненности и трансмиттер давления и температуры (не показан). Последний считывает давление на входе в расходомер 215 Кориолиса и температуру датчика РДТ (резисторного датчика температуры) в тепловом кармане, расположенном в верхней части узла 600. Архитектура аппаратного/программного обеспечения узла 600 показана на фиг. 6. Как проиллюстрировано, модуль коммуникации/вычисления (например,
 35 модуль 609 на фиг. 3) выступает в качестве главного узла коммуникации для всех устройств, использующего коммуникационный протокол Modbus RTU, широко применяемый в нефтегазовой промышленности. Вычислительный модуль 609 выполняет измерительные расчеты трехфазного потока, основанные на полученных данных, обеспечивает пользовательский интерфейс (для предоставления, например, информации
 40 о плотности газа и текучих сред), а также осуществляет архивирование данных. Данные в реальном времени подаются в пользовательскую систему сбора данных через интерфейс Modbus с частотой обновления 1 с.

Как проиллюстрировано, имеется три коммуникационных интерфейса: внутренний интерфейс Modbus для измерительной аппаратуры узла 600, внешний интерфейс Modbus
 45 для передачи результатов измерения пользователю и интерфейс Ethernet для предоставления возможности удаленной настройки, мониторинга и извлечения архивных данных. Компьютер системы отображения дополнительно предоставляет пользовательский интерфейс для включения локальной конфигурации, отображения

данных и т.д.

На фиг. 6 дополнительно показан общий вид одного варианта осуществления алгоритма расчета потока. Нескорректированные данные с приборов собираются через внутренний интерфейс Modbus. Здесь выражение «нескорректированные» относится к эффектам многофазного потока: показания массового расхода, плотности и обводненности рассчитываются, исходя из их однофазных калибровочных характеристик. Плотности жидкости и газа рассчитываются, исходя из показаний температуры, давления и обводненности и параметров конфигурации, основанных на данных, предоставленных пользователем. Коррективы применяются к показаниям массового расхода и плотности расходомера Кориолиса на основе моделей измерения трехфазного потока. Наконец, измерения нефти, воды и газа вычисляются по скорректированному массовому расходу, плотности и обводненности.

Коррективы к показаниям массового расхода и плотности осуществляются с помощью нейронных сетей, на основе внутренне измеренных параметров. Одним из важных параметров является перепад плотности, т.е. разность между плотностью чистой жидкости (для конкретного значения обводненности) и измеренной плотностью смеси газ/жидкость. Например, на фиг. 7 представлена трехмерная визуализация погрешности измеренного перепада плотности по отношению к измеренным массовому расходу и перепаду плотности, при сохранении значений другого параметра постоянными (например, обводненность составляет 45%). Здесь нулевой перепад плотности указывает на отсутствие газа и, как можно ожидать, приводит к отсутствию погрешности плотности. Модели, основанные на лабораторных экспериментальных данных, применяются для обеспечения коррекций показаний массового расхода и плотности в режиме реального времени.

Такие модели могут применяться для приведения в соответствие со стандартами нефтяной промышленности в более широком диапазоне условий потока. Например, российский стандарт ГОСТ 8.165 [2] имеет следующие ключевые характеристики:

- Требуемая точность общего расхода жидкости $\pm 2,5\%$,
- Требуемая точность общего расхода газа $\pm 5,0\%$,
- Требуемая точность общего расхода нефти в зависимости от обводненности:
 - Для обводненности $< 70\%$ требуемая точность нефти $\pm 6,0\%$;
 - Для обводненности $> 70\%$ и $< 95\%$ требуемая точность нефти $\pm 15,0\%$;
 - Для обводненности $> 95\%$ требуемая точность нефти не задана, но может даваться показатель результативности.

Испытания проводились на узле 600 в национальной лаборатории расходомерии Великобритании, NEL, в Глазго и в российской национальной лаборатории расходомерии, ВНИИР, в Казани. Полученные в результате характеристики соответствуют требованиям ГОСТ, и узел 600 был сертифицирован для использования в России. Например, на фиг. 8 показаны погрешности массового расхода жидкости из 75 формальных испытаний в NEL, для полного диапазона обводненности, где заданная требуемая точность составляет $\pm 2,5\%$. Как правило, формальные испытания в лабораториях проводятся в стационарных условиях. Например, на фиг. 8 каждый результат испытания основан на пятиминутном испытании, когда все нормальные условия сохраняются постоянными. Преимущество испытаний в стационарном состоянии заключается в том, что оно уменьшает неопределенность эталонных расходов, так что результативность узла 600 может быть точно оценена при конкретных режимах работы.

На практике желаемый результат точности (неопределенность) может быть достигнут

только в ограниченном диапазоне условий. Например, максимальный общий расход жидкости, измеряемый с помощью узла 600, вероятно, будет определяться ограничениями перепада давления; напротив, минимальный общий расход жидкости, вероятно, будет ограничиваться точностью узла 600 при низком расходе. При

5 трехфазном потоке существует много аспектов, которые необходимо учитывать при определении рабочего диапазона для приемлемой неопределенности измерений.

Например, по мере повышения обводненности до 100% становится все более трудно измерять абсолютный расход нефти в пределах $\pm 6,0\%$; в данном случае требуемая точность расхода нефти в стандарте ГОСТ меняется с величиной обводненности, как

10 отмечалось выше. Но такое допущение не сделано для измерения расхода газа, которое во всех случаях должно иметь точность в пределах 5%. По мере того как объемная доля газа (ОДГ) стремится к нулю, становится все труднее выполнять данное требование.

Рассмотрим, например, смесь чистой воды и газа, где в качестве плотности воды берется 1000 кг/м^3 , плотность газа при температуре и давлении в трубопроводе равна

15 5 кг/м^3 , и ОДГ равна 5%. Тогда в каждом кубическом метре смеси газ/жидкость содержится 950 кг воды и только 250 г газа; по стандарту ГОСТ требуется измерять газ с точностью $\pm 12,5 \text{ г}$. Достижение данной степени обнаружения газа, диспергированного в 950 кг воды, является чрезвычайно сложной задачей, тем не менее

20 этот результат был успешно достигнут с помощью узла 600 в испытаниях, проведенных в NEL.

Испытание результативности в статических условиях потока в лабораториях, таким образом, может использоваться, чтобы установить ограничения на диапазон параметров, в котором узел 600 может давать требуемый результат точности. На практике точность

25 каждого из измерений расхода нефти, воды и газа может динамически варьировать в зависимости от режима работы (например, обводненности, ОДГ и массового расхода жидкости), а также других условий (например, технологического шума).

Кроме того, реальные нефтегазовые скважины часто демонстрируют динамическое поведение. Например, на фиг. 9 приведены данные полевых испытаний узла 600 на

30 протяжении трехчасового испытания. Верхняя диаграмма показывает объемное соотношение свободного газа, нефти и воды в добываемой текучей среде, тогда как нижняя диаграмма показывает абсолютные объемные расходы. Здесь дебит скважины и состав демонстрируют значительные динамические изменения в обводненности, ОДГ и расходе жидкости.

35 Одно главное преимущество узла 600 над традиционной технологией сепарации заключается в том, что он обеспечивает динамические измерения в противоположность простым суммированным потокам за период в несколько часов. Данные о динамике потока потенциально полезны для инженеров-промысловиков для понимания состояния эволюции нефтяного месторождения.

40 Традиционно предполагается, что, пока условия эксплуатации соответствуют спецификации сертификата (например, ГОСТ) в течение всего периода испытания, тогда можно считать, что точность измерения находится в указанных пределах (например, 5% для расхода газа). Более прагматический и гибкий подход утверждает, что для испытания конкретной скважины, пока условия эксплуатации, усредненные по продолжительности испытания, соответствуют спецификации стандарта сертификации,

45 - в этом случае может быть принята номинальная точность.

Альтернативный подход заключается в проведении динамического анализа неопределенности для каждого результата измерения как функции условий эксплуатации, технологического шума и других влияющих факторов. При таком подходе общая

неопределенность каждого измерения оценивается на основе его динамического поведения в течение периода испытания скважины. В частности, этот подход может облегчить демонстрацию допустимых уровней неопределенности в более широких диапазонах условий эксплуатации, чем при чисто статическом анализе. Например, если расход жидкости падает ниже порога приемлемой точности, исходя из статического анализа, динамический анализ неопределенности может продемонстрировать, что вклад данного низкого расхода в общую неопределенность всего периода испытания может быть небольшим, и что суммарный общий расход при испытании скважины остается в пределах спецификации. Таким образом, разработка динамического анализа неопределенности для узла 600 может привести к приемлемому результату неопределенности в более широком диапазоне условий эксплуатации, чем это возможно с помощью статической верификации на лабораторной основе.

Концепция самоконтроля датчиков (SEVA) предлагает модель того, как должен вести себя «самоконтролируемый» или SEVA-датчик при условии наличия внутренней вычислительной мощности для самодиагностики и цифровых коммуникаций для передачи измерений и диагностических данных. Данная модель была включена в британский стандарт BS-7986 [6]. Для описания качества измерения предлагается типовой набор параметров. Для каждого измерения генерируются три параметра:

- Валидированный результат измерения (VMV). Это обычный результат измерения, но если имеет место ошибка, то VMV является скорректированной наилучшей оценкой истинного значения измеряемой величины;

- Валидированная неопределенность (VU). Это метрологическая неопределенность, или вероятная погрешность VMV. Например, если VMV составляет 4,31 кг/с, и VU составляет 0,05 кг/с, то датчик отмечает, что истинное значение измерения находится между 4,26 кг/с и 4,36 кг/с с указанным уровнем охвата (обычно $k=2,95\%$ вероятности);

- Состояние результата измерения (MV Status). При наличии требования обеспечить измерение даже в случае ошибки, MV Status указывает на общее состояние ошибки, при котором рассчитан текущий результат измерения.

Одним из важных аспектов схемы SEVA является генерирование валидированной неопределенности - динамической оценки неопределенности, связанной с каждым результатом измерения, предоставленным датчиком. В случае сложного измерителя, такого как расходомер Кориолиса, неопределенность каждого измерения (например, массового расхода и плотности) вычисляется отдельно в измерителе и будет динамически варьировать в зависимости от режима работы, технологического шума и других параметров. Неопределенность в режиме реального времени может использоваться для различных целей, таких как принятие решения о поведении системы управления (например, следует ли принять или отклонить качество результата измерения для целей принятия решения по управлению). Когда измерения объединяются (например, при составлении балансов массы или других расчетах более высокого уровня), схема SEVA предлагает проведение анализа неопределенности более высокого уровня, когда динамическая неопределенность входных измерений используется при расчете неопределенности результирующих измерений. Также была разработана проверка на согласованность избыточных SEVA-измерений.

Динамические оценки неопределенности каждого измерения расходомера Кориолиса, измерителя обводненности и других датчиков могут быть использованы для формирования соответствующей оценки в режиме реального времени неопределенности трехфазных измерений расхода газа, воды и нефти, как показано на фиг. 11.

В «Руководстве по выражению неопределенности измерений» или GUM описан ряд алгоритмов вычисления неопределенности выходной переменной по значениям и неопределенностям входных переменных. В случае простого аналитического соотношения между входами и выходом могут использоваться шаблонные выражения.

- 5 В более сложных случаях, когда, например, может существовать корреляция между входными переменными, и/или функциональная зависимость не может быть легко выражена в алгебраической форме, может соответственно применяться моделирование Монте-Карло (МСМ). Моделирование Монте-Карло описано более подробно в публикации JCGM, «JCGM 101:2008. Evaluation of measurement data - Supplement 1 to the
- 10 “Guide to the expression of uncertainty in measurement” - Propagation of distributions using a Monte Carlo method», www.bipm.org, 2008, содержание которой включено в этот документ посредством ссылки. Учитывая сложность расчетов трехфазного потока, которые включают модели нейронной сети, МСМ является подходящим средством оценки неопределенности выхода для узла 600. На фиг. 11 проиллюстрирован данный способ,
- 15 в котором неопределенность измерений массового расхода и плотности расходомером 215 Кориолиса и неопределенность измерения обводненности датчиком 230 жидкой фракции вводятся в алгоритм Монте-Карло вместе с соответствующими измерениями для получения неопределенности расходов нефти, газа и воды.

- Обобщая кратко метод Монте-Карло, измерительный расчет осуществляется
- 20 многократно, при этом в каждом случае входные переменные (например, массовый расход, плотность и обводненность) выбираются случайным образом, исходя из их соответствующих вероятностных распределений. При достаточном количестве повторных расчетов можно оценить вероятностное распределение каждой выходной переменной и тем самым вычислить среднее и охватываемый интервал или
- 25 неопределенность.

- GUM в основном предназначено для проведения статических, автономных анализов. В разделе 7 GUM, где обсуждается число М испытаний Монте-Карло, предполагается, что проведение 1 миллиона модельных расчетов может быть целесообразным, чтобы
- 30 гарантировать хорошую аппроксимацию распределения выходной переменной Y. Очевидно, что это вряд ли будет выполнимо в узле в режиме реального времени с частотой обновления 1 с. Соответственно, один вариант осуществления способа обеспечения динамического анализа неопределенности узла 600 включает в себя:

- В начале каждого нового периода расчета собираются измерения массового расхода, плотности, обводненности, давления и температуры от измерительной аппаратуры
- 35 узла 600;
- Оценки неопределенностей каждого из этих измерений получают или из самих измерителей, или в интерфейсном модуле 609 узла 600;
- Простые гауссовы распределения предполагаются для функций плотности вероятности. Единственные вероятные корреляции возможны между измерениями
- 40 массового расхода и плотности - все остальные измерения можно считать независимыми;
- Имитационное моделирование методом Монте-Карло осуществляется путем выполнения от около 50 до около 100 измерительных расчетов трехфазного потока, где входные параметры для каждого расчета выбирают случайным образом из их предполагаемых гауссовых распределений;
- 45 - Полученные в результате массовые расходы нефти, воды и газа, как предполагается, имеют гауссово распределение, так что наилучшая оценка и неопределенность каждого расхода может быть вычислена по результатам моделирования Монте-Карло; и
- Обобщенный расход и его неопределенность обновляются для каждого типа текущей

среды.

Даже только при 50-100 МСМ вычислений на одно обновление измерения данный подход требует значительного увеличения ресурсов вычислительной мощности узла 600, если вычисления будут осуществляться в режиме реального времени. Однако
 5 преимуществом является то, что данный динамический анализ неопределенности может позволить гарантировать, что общий результат измерений узла 600 и измерительных систем чистой нефти и газа на основе данного узла, таких как системы 110 и 112 на фиг. 2, находится в пределах регламентированных допусков для погрешности в одном или нескольких конкретных стандартах, тогда как такие гарантии не могут быть даны без
 10 динамического анализа неопределенности.

Обращаясь снова к фиг. 2, в первом иллюстративном способе испытания скважины, переключение скважин между первой и второй измерительными системами 110, 112 чистой нефти и газа обычно уравнивают, чтобы измерительные системы получали приблизительно одинаковый объединенный расход. Один из способов уравнивания
 15 расхода из скважин 101 включает в себя использование приближенных, долгосрочных дебитов, которые обычно известны для скважин, выведенных на режим. С помощью данной информации скважины перечисляют в порядке продуктивности потока от наибольшей к наименьшей, назначая каждой порядковый номер, начиная с 1 для самого высокого расхода, 2 для следующего за ним и так далее. Таким образом, в качестве
 20 неограничивающего примера, в таблице 1 (ниже) показан куст, включающий 10 скважин 101. Каждой из 10 скважин 101 соответствует расход жидкости (кг/с), определенный по долгосрочным дебитам на основе прошлых лет. Неопределенность (сокращенно «неопр.») определяется или оценивается на основе точности измерительных систем 110, 112.

25 Таблица 1

Расходы жидкости для каждой скважины	
№ скважины	Расход (кг/с)
1	1.00
2	0.85
3	0.70
4	0.65
35 5	0.50
6	0.50
7	0.40
40 8	0.30
9	0.20
10	0.10
Общий расход	5.20 (кг/с)
45 Неопределенность %	1.00%

После ранжирования скважин 101 от наиболее высокого расхода к наиболее низкому расходу скважины группируют, исходя из первой и второй измерительных систем 110,

112 чистой нефти и газа. Например, с помощью ранжирования, приведенного в таблице 1, скважины сгруппированы, как указано в таблицах 2 и 3 (ниже), где таблица 2 относится к первой измерительной системе 110 чистой нефти и газа, и таблица 3 относится ко второй измерительной системе 112 чистой нефти и газа, и где число «1» в столбце «Вкл/

5 Выкл» означает, что скважина находится в сообщении по текучей среде с данной измерительной системой через соответствующий вентиль 104, и число «0» означает, что скважина не находится в сообщении по текучей среде с данной измерительной системой. Данное ранжирование может осуществляться с помощью программного обеспечения, выполняемого на процессоре (например, контроллер 130, описанный

10 ниже), или может быть введено пользователем вручную. В целом ранжирование и отнесение скважин к измерительным системам 110, 112 осуществляется таким образом, что приводит к тому, что некоторые из более высокопродуктивных скважин приписываются к каждой системе 110, 112, и некоторые из более низкопродуктивных скважин приписываются к каждой системе.

15

20

25

30

35

40

45

Таблица 2

(Первая измерительная система чистой нефти и газа)

№ скважины	Расход (кг/с)	Вкл/Выкл	Вклад (кг/с)
1	1.00	1	1.00
2	0.85	0	0.00
3	0.70	1	0.70
4	0.65	0	0.00
5	0.50	1	0.50
6	0.50	0	0.00
7	0.40	1	0.40
8	0.30	0	0.00
9	0.20	1	0.20
10	0.10	0	0.00
Общий расход			2.80 кг/с
Общая неопределенность %			1.00 %
Общая неопределенность			0.028 кг/с

Таблица 3

(Вторая измерительная система чистой нефти и газа)

№ скважины	Расход (кг/с)	Вкл/Выкл	Вклад (кг/с)
1	1.00	0	0.00
2	0.85	1	0.85
3	0.70	0	0.00
4	0.65	1	0.65
5	0.50	0	0.00
6	0.50	1	0.50
7	0.40	0	0.00
8	0.30	1	0.30
9	0.20	0	0.00
10	0.10	1	0.10
Общий расход			2.40 кг/с
Общая неопределенность %			1.00 %
Общая неопределенность			0.024 кг/с

В одном варианте осуществления конфигурацией по умолчанию или первоначальной конфигурацией системы 100 может управлять контроллер 130 (т.е. устройство, включающее в себя процессор и память). Понятно, что термин «контроллер» не ограничивается одним устройством, но может включать в себя множество схем

5 управления или другого аппаратного обеспечения, которые могут быть или могут и не быть выполнены в виде единого блока, и могут быть или могут и не быть связаны друг с другом. Например, каждая из первой и второй измерительных систем 110, 112 может включать в себя индивидуальные схемы управления, и другая схема управления может быть связана с вентилями 104, однако вместе каждая из этих схем управления

10 или контроллеров составляет контроллер 130 (фиг. 2). Контроллер 130 может включать в себя программное обеспечение, которое выполняется на процессоре с использованием данных для определения ранга скважин и для группирования скважин. Исходя из определенного распределения по группам, контроллер 130 взаимодействует с вентилями 104 для настройки вентилей в соответствии с распределением по группам. Соединения

15 между контроллером 130 и разными другими компонентами на фиг. 2 проиллюстрированы пунктирными линиями. Данные соединения могут включать в себя физические соединения с электрическими проводами или могут включать в себя компоненты беспроводной связи.

После определения и установки конфигурации по умолчанию системы 100 испытания контроллер 130 определяет расход каждой одиночной скважины путем переключения

20 ее потока от измерительной системы по умолчанию (например, измерительной системы 110) к другой измерительной системе (например, измерительной системе 112). В одном примере, для определения расхода скважины 1 в таблицах 1-3, в одном варианте осуществления способа контроллером 130 осуществляются следующие стадии:

- 25 - (i) текущие расходы для первой и второй измерительных систем 110, 112 записываются со всеми скважинами в их группы по умолчанию, усредняются по подходящей продолжительности (любой от 5 минут до 24 часов в зависимости от требований применения); данные расходы могут быть приняты для каждой составляющей из нефти, воды и газа; расходы обозначаются ниже как 1А и 2А, с
- 30 пониманием того, что каждая составляющая из нефти, воды и газа измеряется по отдельности и вычисляется вместе с соответствующими оценками неопределенности при необходимости;
- (ii) вентили 104 используются для изменения пути из скважины 1, чтобы теперь он направлялся ко второй измерительной системе вместо первой измерительной системы;
- 35 - (iii) ожидание в течение подходящего времени стабилизации, чтобы позволить новой структуре потока установиться (как описано ниже);
- (iv) расходы и оценки неопределенности из первой и второй измерительных систем 110, 112 в новой конфигурации записываются и усредняются по подходящей продолжительности, обозначенные как 1В и 2В для измерительных систем 110, 112,
- 40 соответственно;
- (v) общие расходы ((1А+2А) и (1В+2В)) для каждого из двух периодов сравниваются, чтобы увидеть, является ли общий расход стабильным, и, следовательно, может ли быть сделана хорошая оценка дебита скважины 1 (например, если сумма (1А+2А) достаточно близка к (1В + 2В), то хорошая оценка дебита скважины 1 может быть
- 45 сделана);
- (vi) оценки дебита скважины 1 вычисляются, используя: (1А-1В)=1-ая оценка дебита, и (2В-2А)=2-ая оценка дебита; и
- (vii) вычисляется среднее из 1-ой и 2-ой оценок, используя $\{(1А-1В)+(2В-2А)\}/2$.

В таблицах 4 и 5 (ниже) показаны расходы при использовании соответствующего вентиля 104 для переключения скважины 1 от первой измерительной системы 110 ко второй измерительной системе 112.

Таблица 4

№ скважины	Расход (кг/с)	Вкл/Выкл	Вклад (кг/с)
1	1.00	0	0.00
2	0.85	0	0.00
3	0.70	1	0.70
4	0.65	0	0.00
5	0.50	1	0.50
6	0.50	0	0.00
7	0.40	1	0.40
8	0.30	0	0.00
9	0.20	1	0.20
10	0.10	0	0.00
Общий расход			1.80 кг/с
Общая неопределенность %			1.00 %
Общая неопределенность			0.018 кг/с

Таблица 5

№ скважины	Расход (кг/с)	Вкл/Выкл	Вклад (кг/с)
1	1.00	1	1.00
2	0.85	1	0.85
3	0.70	0	0.00
4	0.65	1	0.65
5	0.50	0	0.00
6	0.50	1	0.50
7	0.40	0	0.00
8	0.30	1	0.30
9	0.20	0	0.00
10	0.10	1	0.10
Общий расход			3.40 кг/с
Общая неопределенность %			1.00 %
Общая неопределенность			0.034 кг/с

В таблице 6 (ниже) представлены итоговые данные для 1А, 1В, 2А и 2В, как изложено выше. В таблице 7 (ниже) представлены вычисления (1А-1В) и (2В-2А), а в таблице 8 представлены вычисления $\{(1А-1В)+(2В-2А)\}/2$, в том числе процент неопределенности.

Таблица 6

	Стадия 1		Стадия 2	
	Всего (кг/с)	Неопр. (кг/с)	Всего (кг/с)	Неопр. (кг/с)
Первая измерительная система (110)	1А = 2.80	0.028	1В = 1.80	0.018
Вторая измерительная система (112)	2А = 2.40	0.024	2В = 3.40	0.034

Таблица 7

Разность	Всего (кг/с)	Неопр. (кг/с)
(1А-1В)	1.00	0.033
(2В-2А)	1.00	0.042

Таблица 8

	Всего (кг/с)	Неопр. (кг/с)	Неопр. (%)
Оценка дебита скважины	1.00	0.027	2.66

В одном примере, после вычисления оценки дебита скважины 1, путь по умолчанию из скважины 1 может быть восстановлен. При необходимости, другая оценка дебита скважины для скважины 1 может быть вычислена таким же образом, сравнивая изменение в расходах, по мере того как поток скважины 1 перенаправляется со своего пути, отличного от заданного по умолчанию, обратно к своему пути по умолчанию. Например, первую и вторую оценки дебита скважины можно усреднить, чтобы обеспечить оценку дебита скважины на основе дополнительных данных. После ожидания в течение достаточного времени, чтобы поток по умолчанию установился повторно, оценки дебита для других скважин могут быть последовательно определены таким же образом, как изложено выше, для скважины 1.

Основной расход (например, общий массовый расход из каждой скважины) можно вычислить в порядке, установленном выше, используя широкий спектр систем испытания скважины. Тем не менее следует понимать, что более сложные системы испытания скважины, такие как системы 110, 112 испытания скважин, каждая из которых включает узел 600 замера чистой нефти, осуществляющий анализ погрешности методом моделирования Монте-Карло, может дать оценки испытания скважины для каждой скважины, которые включают более подробное распределение расхода и неопределенности для каждого компонента (например, газа, нефти и воды) многофазного потока из каждой скважины 101.

В другом примере систематические испытания всех скважин 101 также могут осуществляться с помощью допущения более сложных отходов от конфигурации по

умолчанию. Таким образом, как и в изложенном выше примере, скважины 101 могут быть проранжированы в порядке дебита, и все нечетные скважины могут быть сгруппированы в одну группу, которая связана с первой измерительной системой 110, и все четные скважины могут быть сгруппированы в другую группу, связанную со второй измерительной системой 112. Следующие стадии могут быть выполнены контроллером:

- Скважина 1 перенаправляется по текучей среде с помощью соответствующего ей вентиля 104 от первой измерительной системы 110 ко второй измерительной системе 112, и дебит оценивается и записывается для скважины 1 описанным выше способом;

- Скважина 2 перенаправляется по текучей среде с помощью соответствующего ей вентиля 104 от второй измерительной системы 112 к первой измерительной системе 110, и дебит оценивается и регистрируется для скважины 2 описанным выше способом;

- Скважина 3 перенаправляется по текучей среде с помощью соответствующего ей вентиля 104 от первой измерительной системы 110 ко второй измерительной системе 112, и дебит оценивается и регистрируется для скважины 3 описанным выше способом;

- Вентили 104 используются для продолжения перенаправления скважин от 4-й до N по одной, чередуя (i) перенаправление скважины от первой измерительной системы 110 ко второй измерительной системе 112 и (ii) перенаправление скважины от второй измерительной системы 112 к первой измерительной системе 110, при этом дебит для каждой из скважин от 4-й до N оценивается и регистрируется описанным выше способом, после того как данная конкретная скважина была перенаправлена.

Продолжая таким образом, все N скважин могут быть измерены с помощью только N+1 периодов регистрации, где каждая скважина оценивается по разности дебитов между последовательными средними значениями. В конце этого процесса группа с нечетными номерами, первоначально связанная по текучей среде с первой измерительной системой 110, находится в сообщении по текучей среде со второй измерительной системой 112, и, наоборот, - для группы с четными номерами. Каждая стадия процедуры может быть проведена, чтобы привести к минимуму изменения в расходе, измеряемые каждой измерительной системой 110, 112 (т.е. не более одной скважины переходит от одной системы к другой, и равновесие всегда восстанавливается на следующей стадии, со следующей скважиной с наибольшим дебитом, переходящей в другом направлении), тем самым гарантируя наименьшее нарушение процесса процессом измерения одиночных скважин. Таким образом, при данном сценарии существует по сути два «положения по умолчанию», с указанной первой группой скважин, в которой все скважины находятся в сообщении по текучей среде с первой измерительной системой 110, или все скважины находятся в сообщении по текучей среде со второй измерительной системой 112, и второй группой, все скважины которой связаны с другой измерительной системой. Действительный способ испытания всех скважин предусматривает перемещение из одного положения по умолчанию в другое в последовательности стадий с периодом стабилизации между стадиями.

Испытание может проводиться на регулярной основе, или может проводиться в ответ на отмеченное изменение в поведении целой группы скважин 101. Например, если изменение одного или нескольких параметров потока (например, расходов нефти, газа или воды, обводненности, соотношения газ/нефть) наблюдается в целой группе скважин 101, то серия испытаний скважин может быть начата, чтобы определить, какая скважина (скважины) ответственна за это изменение. С помощью узла 600 замера чистой нефти на основе эффекта Кориолиса, способного давать точные показания в течение 5 минут, можно будет определить за час или два, какая скважина 101 или скважины ответственны

за любые значительные изменения продуктивности целой группы скважин.

Как указано выше, система 100 может включать в себя вентили 116, 118 регулирования давления. Данные вентили 116, 118 могут использоваться, чтобы обеспечить подходящее входное давление, даже если происходят изменения в конфигурации скважин, для

5 обеспечения наилучшей основы для сравнения расходов. Например, процедура испытания скважины может быть изменена соответственно следующим образом:

- (i) регистрация текущих расходов с помощью первой и второй измерительной системы 110, 112, усредненных по соответствующей продолжительности; регистрация среднего давления на входах первой и второй измерительных систем;

- 10 - (ii) с помощью вентилей 104 изменение пути потока из скважины 1 так, что теперь он направляется ко второй измерительной системе 112 вместо первой измерительной системы 110;

- (iii) корректировка регулирования входного давления на входах в первую измерительную систему 110 и вторую измерительную систему 112 для поддержания
- 15 давления на ранее зарегистрированных уровнях, несмотря на корректировку в соответствующих расходах; предоставление подходящего времени для стабилизации новой структуры потока;

- (iv) регистрация расходов с помощью первой и второй измерительной системы 110, 112 в новой конфигурации, усредненных по соответствующей продолжительности; и

- 20 - (v) повторение для других скважин 101.

Регулирование давления на входе в измерительные системы 110, 112 с помощью вентилей 116, 118 дополнительно сводит к минимуму нарушения в скважинах, вызванные их испытанием, и, таким образом, помогает поддерживать равномерный поток из скважин в любое время.

25 После подробного описания изобретения будет очевидно, что возможны варианты без отклонения от объема изобретения, определенного в прилагаемой формуле изобретения.

Например, описанная выше система 100 может быть модифицирована, чтобы включать в себя дополнительные измерительные системы, выполненные с возможностью

30 работы в параллели с первой и второй измерительными системами 110, 112. Каждый раз, когда необходимо проводить испытания одиночной скважины, поток из этой одиночной скважины перенаправляют от одной из нескольких измерительных систем к другой из нескольких измерительных систем. Одно или несколько различий в общем расходе из двух измерительных систем, участвующих в перенаправлении, можно

35 использовать таким же образом, как описано выше, для оценки дебита из скважины, проходящей испытания. Каждая из нескольких измерительных систем может быть выполнена с возможностью обеспечения оценок неопределенностей, как описано выше. Если одна или более из оценок неопределенности не отвечает в ходе испытания конкретной скважины предварительно заданным критериям, испытание данной

40 скважины может быть отклонено как ненадежное и может быть повторено позже с целью получения более надежного испытания.

Варианты осуществления изобретения могут быть реализованы с помощью исполняемых компьютером команд. Исполняемые компьютером команды могут быть

45 организованы в один или несколько исполняемых компьютером компонентов или модулей. Аспекты изобретения могут быть реализованы с любым числом и организацией таких компонентов или модулей. Например, аспекты изобретения не ограничиваются какими-либо конкретными исполняемыми компьютером командами или конкретными компонентами или модулями, проиллюстрированными или предложенными на фигурах

и описанных в данном документе. Другие варианты осуществления изобретения могут включать в себя различные исполняемые компьютером команды или компоненты, имеющие больше или меньше функциональных возможностей, чем проиллюстрированные и описанные в данном документе.

5 Для целей иллюстрации процессоры, программы и другие исполняющие программу компоненты, такие как контроллер 130, интерфейсный модуль 609, а также другие компоненты, иногда проиллюстрированы в данном документе в виде дискретных блоков. Считается, однако, что такие программы и компоненты, связанные с системами, описанными в данном документе, могут находиться в разных компонентах для хранения
10 и могут выполняться процессором (процессорами) для обработки данных различных устройств и различных комбинаций устройств, чем те, которые проиллюстрированы.

Порядок выполнения или осуществления операций в вариантах осуществления изобретения, проиллюстрированных и описанных в данном документе, не является необходимым, если не указано иное. То есть операции могут осуществляться в любом
15 порядке, если не указано иное, и варианты осуществления изобретения могут включать в себя дополнительное или меньшее количество операций, чем варианты, описанные в настоящем документе. Например, предполагается, что выполнение или осуществление конкретной операции перед, одновременно или после другой операции находится в пределах объема аспектов изобретения.

20 При включении элементов настоящего изобретения или предпочтительного варианта (вариантов) его осуществления артикли «a», «an», «the» и выражение «указанный» подразумевают, что имеется один или несколько элементов. Термины «содержащий», «включающий в себя» и «имеющий» подразумевают включение и означают, что могут быть дополнительные элементы, отличные от перечисленных элементов.

25 Учитывая вышесказанное, ясно, что достигнуто несколько целей изобретения, и получены другие преимущественные результаты.

Поскольку различные изменения могут быть сделаны в описанных выше конструкциях, продуктах и способах без отклонения от объема изобретения, подразумевается, что весь материал, содержащийся в приведенном выше описании и
30 показанный в прилагаемых чертежах, должен толковаться как иллюстративный и не в ограничительном смысле.

Формула изобретения

1. Система испытания скважины на чистую нефть и газ для испытания группы
35 нефтегазовых скважин, причем данная группа включает в себя множество одиночных скважин, и система испытания содержит:

первую и вторую измерительные системы чистой нефти и газа; причем по меньшей мере одна из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа содержит расходомер Кориолиса и измеритель обводненности,

40 множество вентилях, включающих в себя по меньшей мере первый и второй клапан, причем каждый клапан выполнен с возможностью сообщения по текучей среде с одной одиночной скважиной, где каждый клапан может независимо перестраиваться между первым положением, в котором клапан соединяет по текучей среде соответствующую скважину с первой измерительной системой чистой нефти и газа, и вторым положением,
45 в котором клапан соединяет по текучей среде соответствующую скважину со второй измерительной системой чистой нефти и газа.

2. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 1, дополнительно содержащая: измерительный контроллер, включающий в себя процессор и память,

причем измерительный контроллер находится в сообщении с множеством вентилях и первой и второй измерительными системами чистой нефти и газа, данный измерительный контроллер выполнен с возможностью:

5 получения данных из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа, когда первый клапан находится в первом положении, а второй клапан находится во втором положении;

переключения первого из указанного множества вентилях из первого положения во второе положение; получения данных переключения из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа после переключения первого вентиля из
10 первого положения во второе положение; и

вычисления параметра выходящего потока из скважины, которая связана с первым клапаном, исходя из полученных данных и данных переключения.

3. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 1, дополнительно содержащая: измерительный контроллер, включающий в себя процессор и память,
15 причем измерительный контроллер находится в сообщении с множеством вентилях и первой и второй измерительными системами чистой нефти и газа,

в которой измерительный контроллер выполнен с возможностью осуществления испытания скважины на одной выбранной скважине, причем испытание скважины включает:

20 управление клапанами для переключения потока текучей среды из выбранной скважины из одной из первой и второй измерительных систем к другой из первой и второй измерительных систем; и

вычисления разности в результате переключения в общем расходе текучей среды к по меньшей мере одной из первой и второй измерительных систем.

25 4. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 3, в которой указанное испытание дополнительно включает вычисление разности в результате переключения в общем расходе текучей среды к каждой из указанных первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа.

5. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 4, в которой испытание скважины дополнительно включает вычисление среднего из разностей в результате переключения в общем расходе текучей среды для первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа.
30

6. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 5, в которой измерительный контроллер выполнен с возможностью вычисления параметра выходящего потока, связанного с выбранной скважиной, как функции от указанного среднего.
35

7. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 3, в которой измерительный контроллер выполнен с возможностью осуществления указанного испытания скважины на множестве скважин в группе, при этом измерительный
40 контроллер:

управляет клапанами для переключения потока текучей среды из каждой скважины в упомянутом множестве, поочередно, от одной из первой и второй измерительных систем к другой из первой и второй измерительной системы; и

45 вычисляет разность в общем расходе текучей среды в результате переключения каждой скважины в указанном множестве к по меньшей мере одной из первой и второй измерительной системе.

8. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 7, в которой число скважин в указанном множестве скважин равно N, и измерительный контроллер

выполнен с возможностью выполнения испытаний на всех N скважинах путем переключения потока текучей среды между первой и второй измерительными системами чистой нефти и газа не более чем N+1 раз.

9. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 8, в которой
 5 измерительный контроллер выполнен с возможностью выбора скважин в порядке, который приводит к чередованию между; (i) переключением потока текучей среды одной из скважин от первой измерительной системы чистой нефти и газа ко второй измерительной системе чистой нефти и газа; и (ii) переключением потока текучей среды из другой скважины от второй измерительной системы чистой нефти и газа к первой
 10 измерительной системе чистой нефти и газа.

10. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 9, в которой измерительный контроллер выполнен с возможностью выбора скважин в таком порядке, что последовательные пары испытаний включают в себя переключение потока текучей среды, которое повышает разность в общем расходе между первой и второй
 15 измерительными системами чистой нефти, и переключение потока текучей среды, которое уменьшает разность в общем расходе между первой и второй измерительными системами чистой нефти.

11. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 10, в которой измерительный контроллер выбирает скважины в порядке, определенном
 20 ранжированием объема продукции из одиночных скважин.

12. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 1, в которой ни одна из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа не включает в себя какой-либо сепаратор.

13. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 1, в которой первая и
 25 вторая измерительные системы чистой нефти и газа являются по сути идентичными.

14. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по любому из пп. 1-13, дополнительно содержащая клапан регулирования давления для каждой из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа, причем клапаны регулирования давления выполнены с возможностью поддержания постоянного давления на входах
 30 первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа, несмотря на изменения в притоке текучей среды к первой и второй измерительным системам чистой нефти и газа в результате переключений.

15. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 1, в которой каждая из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа выполнена с
 35 возможностью определения динамических оценок неопределенности каждого из массового расхода нефти, массового расхода воды и массового расхода газа.

16. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 15, в которой каждая из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа дополнительно выполнена с возможностью определения динамических оценок неопределенности каждого из
 40 массового расхода нефти, массового расхода воды и массового расхода газа на основе моделирования методом Монте-Карло.

17. Система испытания скважины на чистую нефть и газ по п. 15 или 16, дополнительно содержащая измерительный контроллер, включающий в себя процессор и память, причем измерительный контроллер находится в сообщении с множеством
 45 клапанов и первой и второй измерительными системами чистой нефти и газа, при этом измерительный контроллер выполнен с возможностью:

управления клапанами для переключения потока текучей среды из выбранной скважины из одной из первой и второй измерительных систем к другой из первой и

второй измерительных систем;

вычисления разности в общем расходе текучей среды в результате переключения к по меньшей мере одной из первой и второй измерительных систем;

сравнения одной или нескольких динамических оценок неопределенности, связанных с испытанием скважины, с одними или несколькими пороговыми значениями; и

повторения стадий управления и вычисления позднее, в ответ на то, что одна или несколько динамических оценок неопределенности превышает пороговое значение.

18. Измерительный контроллер для определения параметра выходящего потока из каждой одиночной скважины в группе скважин, причем измерительный контроллер содержит:

измерительный контроллер, включающий в себя процессор и память, при этом измерительный контроллер выполнен с возможностью коммуникации со множеством вентилях, каждый из которых выполнен с возможностью сообщения по текучей среде с одной из одиночных скважин и первой и второй измерительными системами чистой нефти и газа, причем по меньшей мере одна из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа содержит расходомер Кориолиса и измеритель обводненности, причем измерительный контроллер выполнен с возможностью:

получения данных по умолчанию из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа, когда первый клапан из множества клапанов находится в первом положении и соединяет по текучей среде соответствующую скважину с первой измерительной системой чистой нефти и газа, и второй клапан из множества клапанов находится во втором положении и соединяет по текучей среде соответствующую скважину со второй измерительной системой чистой нефти и газа;

переключения первого клапана из первого положения во второе положение, так что первый клапан соединяет по текучей среде соответствующую скважину со второй измерительной системой чистой нефти и газа;

получения данных переключения из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа после переключения первого клапана из первого положения во второе положение; и

вычисления параметра выходящего потока из скважины, которая связана с первым клапаном, исходя из полученных данных по умолчанию и данных переключения,

19. Способ оценки потока из группы нефтегазовых скважин, включающий:

поступление выходящего потока из первой подгруппы скважин в совокупности к первой измерительной системе расхода через первый канал при поступлении выходящего потока из второй подгруппы скважин в совокупности ко второй измерительной системе расхода через второй канал, отличный от первого канала;

измерение общего расхода через первую измерительную систему расхода и общего расхода через вторую измерительную систему; причем измерение общего расхода через первую измерительную систему расхода и общего расхода через вторую измерительную систему включает в себя измерение общего расхода для каждой из первой и второй измерительных систем с помощью расходомера Кориолиса и измерителя обводненности;

перенаправление выходящего потока из указанной одиночной скважины из одной из указанных первой и второй измерительных систем к другой из указанных первой и второй измерительных систем;

измерение общего расхода через по меньшей мере одну из первой и второй измерительных систем после перенаправления и использование разности между общим расходом до перенаправления и после перенаправления для оценки дебита указанной одиночной скважины.

20. Способ по п. 19, в котором оценка расхода включает в себя оценку массового расхода по меньшей мере одного компонента из газа, нефти, воды и любого их сочетания.

5 21. Способ по п. 19, в котором оценка расхода включает в себя оценку объемного расхода по меньшей мере одного компонента из газа, нефти, воды и любых их сочетаний.

22. Способ по п. 19, в котором оценка дебита из указанной одиночной скважины включает в себя оценку дебита чистой нефти из указанной одиночной скважины.

23. Способ по п. 19, в котором все скважины в указанной группе скважин включены в одну из первой и второй подгрупп скважин.

10 24. Способ по п. 19, дополнительно включающий:

поступление выходящего потока из третьей подгруппы скважин в совокупности к третьей измерительной системе расхода по третьему каналу;

измерение общего расхода через третью измерительную систему расхода;

15 перенаправление выходящего потока из одиночных скважин в указанной третьей подгруппе из третьей измерительной системы к одной из указанных первой и второй измерительных систем;

измерение общего расхода через третью измерительную систему после перенаправления и использование разности между общим расходом до перенаправления и после перенаправления для оценки дебита указанной одиночной скважины в указанной
20 третьей подгруппе.

25. Способ по п. 19, дополнительно включающий:

перенаправление выходящего потока из другой из указанных одиночных скважин от одной из указанных первой и второй измерительных систем к другой из указанных первой и второй измерительных систем;

25 измерение общего расхода через по меньшей мере одну из первой и второй измерительных систем после перенаправления; и

использование разности между общим расходом перед перенаправлением и после перенаправления для оценки дебита указанной другой одиночной скважины.

30 26. Способ по п. 19, дополнительно включающий вычисление разности в общем расходе текучей среды, образующейся в результате переключения к каждой из указанных первой и второй измерительной системе чистой нефти и газа.

27. Способ по п. 26, дополнительно включающий вычисление среднего из разностей, образующихся в результате переключения, в общем расходе текучей среды, для первой и второй систем измерения чистой нефти и газа.

35 28. Способ по п. 27, дополнительно включающий вычисление параметра выходящего потока, связанного с выбранной скважиной, как функции указанного среднего.

29. Способ по п. 19, в котором измерение общего расхода через первую измерительную систему расхода и общего расхода через вторую измерительную систему включает в себя измерение многофазного потока без разделения потока на разные
40 фракции текучей среды перед измерением многофазного потока.

30. Способ по п. 19, дополнительно включающий использование вентиля регулирования давления для каждой из первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа для сохранения постоянного давления на входах первой и второй измерительных систем чистой нефти и газа, несмотря на изменения в притоке текучей
45 среды к первой и второй измерительным системам чистой нефти и газа в результате переключений.

31. Способ по п. 19, в котором поток через каждую из первой и второй измерительных систем содержит многофазный поток, включающий в себя нефть, воду и газ, причем

способ дополнительно включает определение динамических оценок неопределенности каждого из массового расхода нефти, массового расхода воды и массового расхода газа для первой и второй измерительных систем расхода.

32. Способ по п. 29, в котором определение динамических оценок неопределенности
5 каждого из массового расхода нефти, массового расхода воды и массового расхода газа для первой и второй измерительных систем расхода включает применение моделирования методом Монте-Карло.

33. Система измерения многофазного потока для измерения многофазной текучей среды, включающей в себя нефть, воду и газ, причем система включает в себя:

10 массовый расходомер Кориолиса, выполненный с возможностью измерения массового расхода и плотности многофазной текучей среды;

измеритель обводненности, выполненный с возможностью измерения обводненности многофазной текучей среды; и

процессор, выполненный с возможностью определения массового расхода нефти,
15 массового расхода воды и массового расхода газа, используя массовый расход и плотность по расходомеру Кориолиса и обводненность по измерителю обводненности, при этом процессор дополнительно выполнен с возможностью определения динамических оценок неопределенности каждого из массового расхода нефти, массового расхода воды и массового расхода газа.

20 34. Система измерения многофазного потока по п. 33, в которой процессор дополнительно выполнен с возможностью определения динамических оценок неопределенности каждого из массового расхода нефти, массового расхода воды и массового расхода газа на основе моделирования методом Монте-Карло.

35. Система измерения многофазного потока по п. 33, в которой процессор
25 дополнительно выполнен с возможностью определения динамических оценок неопределенности каждого из массового расхода нефти, массового расхода воды и массового расхода газа с помощью:

(а) вычисления неопределенности измерений массового расхода, плотности и обводненности по массовому расходомеру Кориолиса;

30 (b) выбора значений для видимого массового расхода, плотности и обводненности, где эти значения выбирают из вероятностного распределения на основе вычисленного значения и неопределенности каждого параметра;

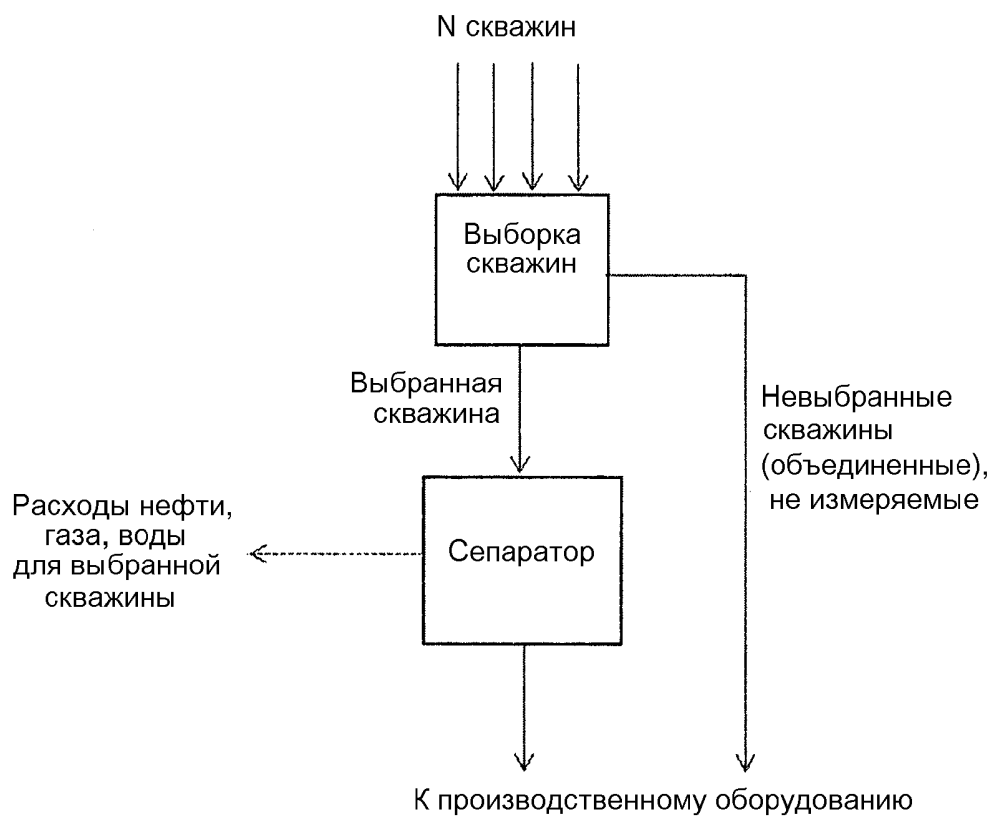
(с) проведения трехфазных измерительных расчетов с использованием значений, выбранных на стадии (b) для получения смоделированного массового расхода нефти,
35 смоделированного массового расхода воды и смоделированного массового расхода газа, и регистрации смоделированных массовых расходов;

(d) по меньшей мере десятикратного повторения стадий (b) и (с) для получения соответствующего количества смоделированных массовых расходов для каждого из массового расхода нефти, массового расхода воды и массового расхода газа;

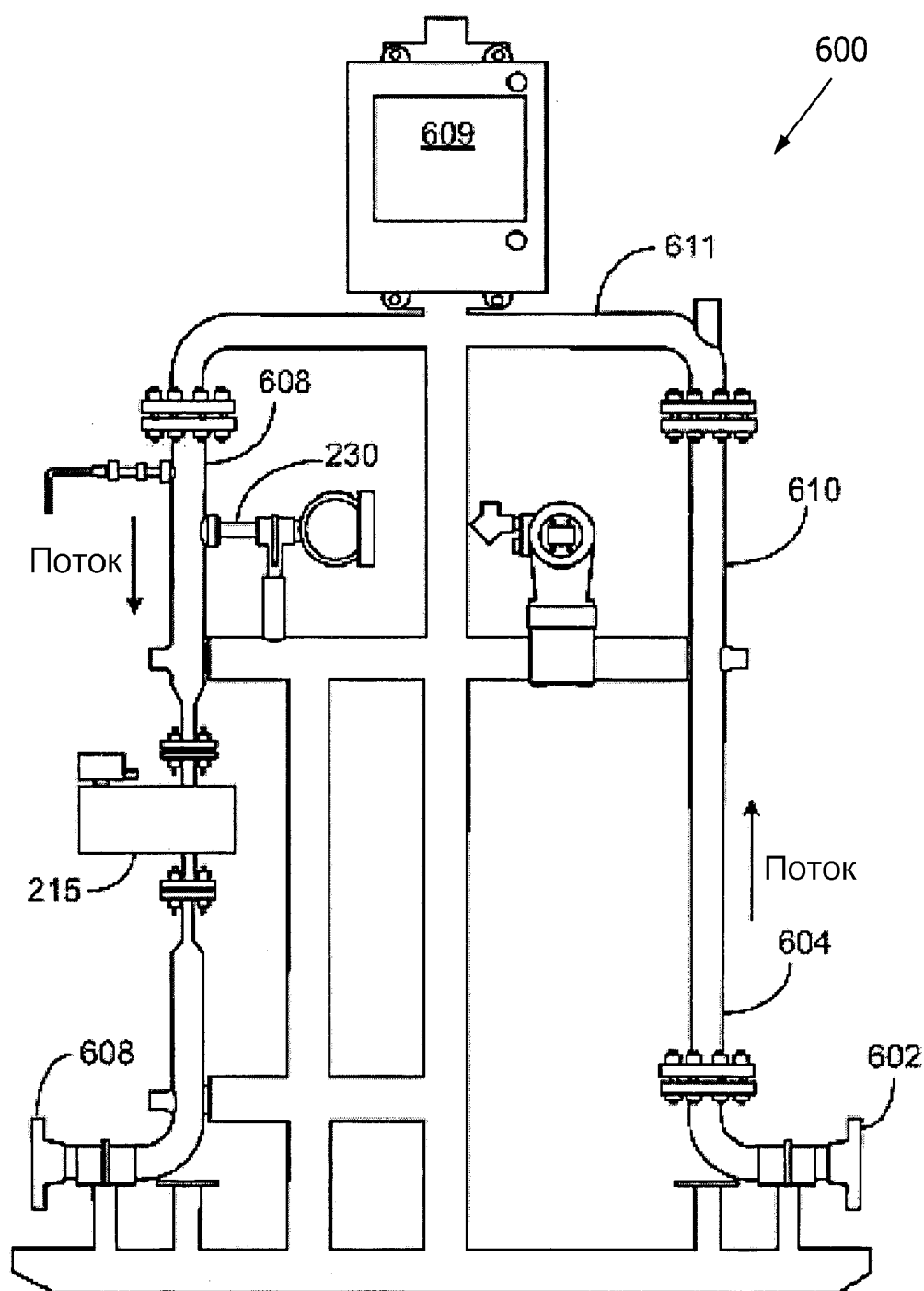
40 (e) вычисления среднего значения для каждого из массового расхода нефти, массового расхода воды и массового расхода газа, и

(f) вычисления оценки неопределенности для каждого из массового расхода нефти, массового расхода воды и массового расхода газа с помощью смоделированных массовых расходов.

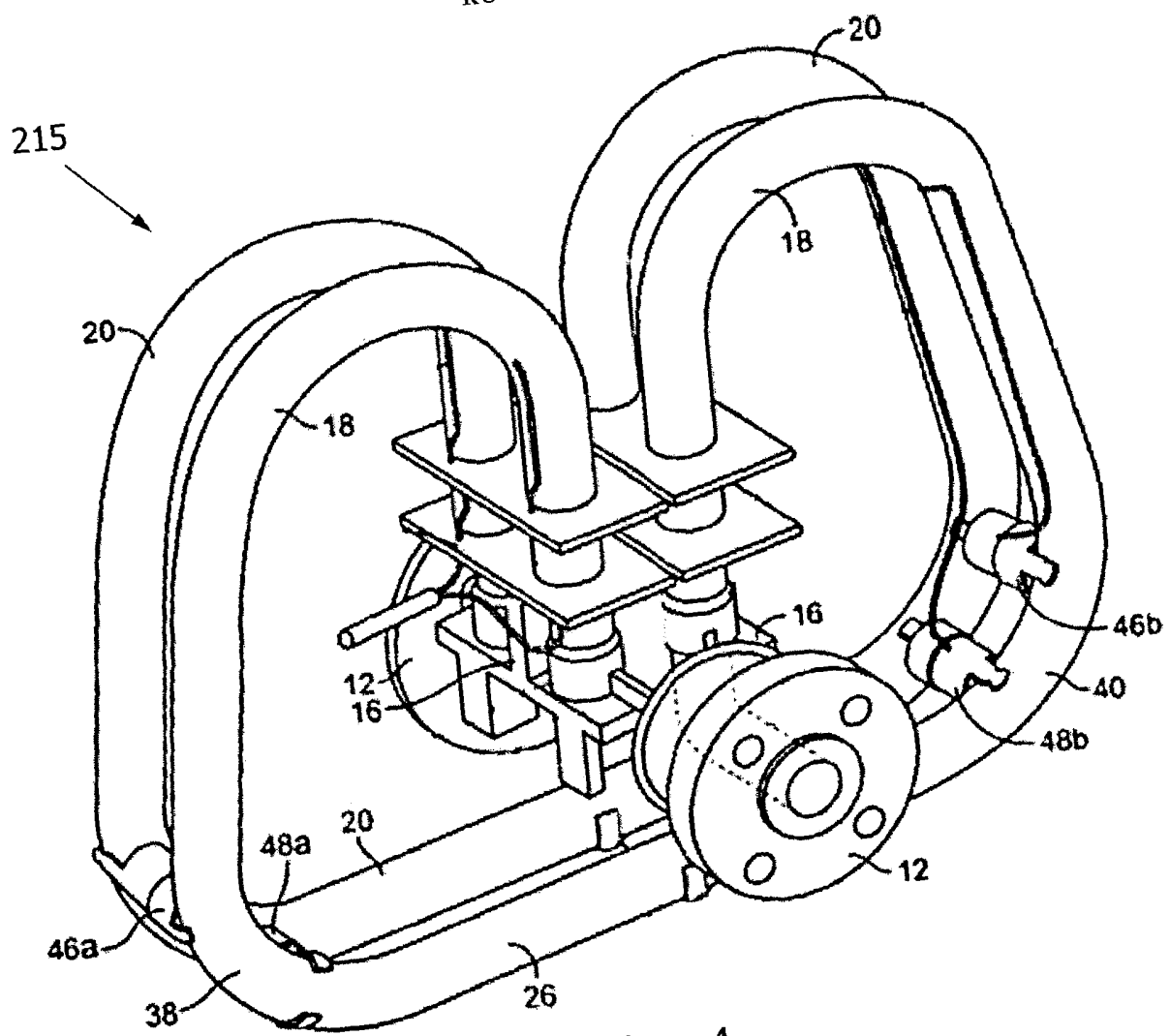
45



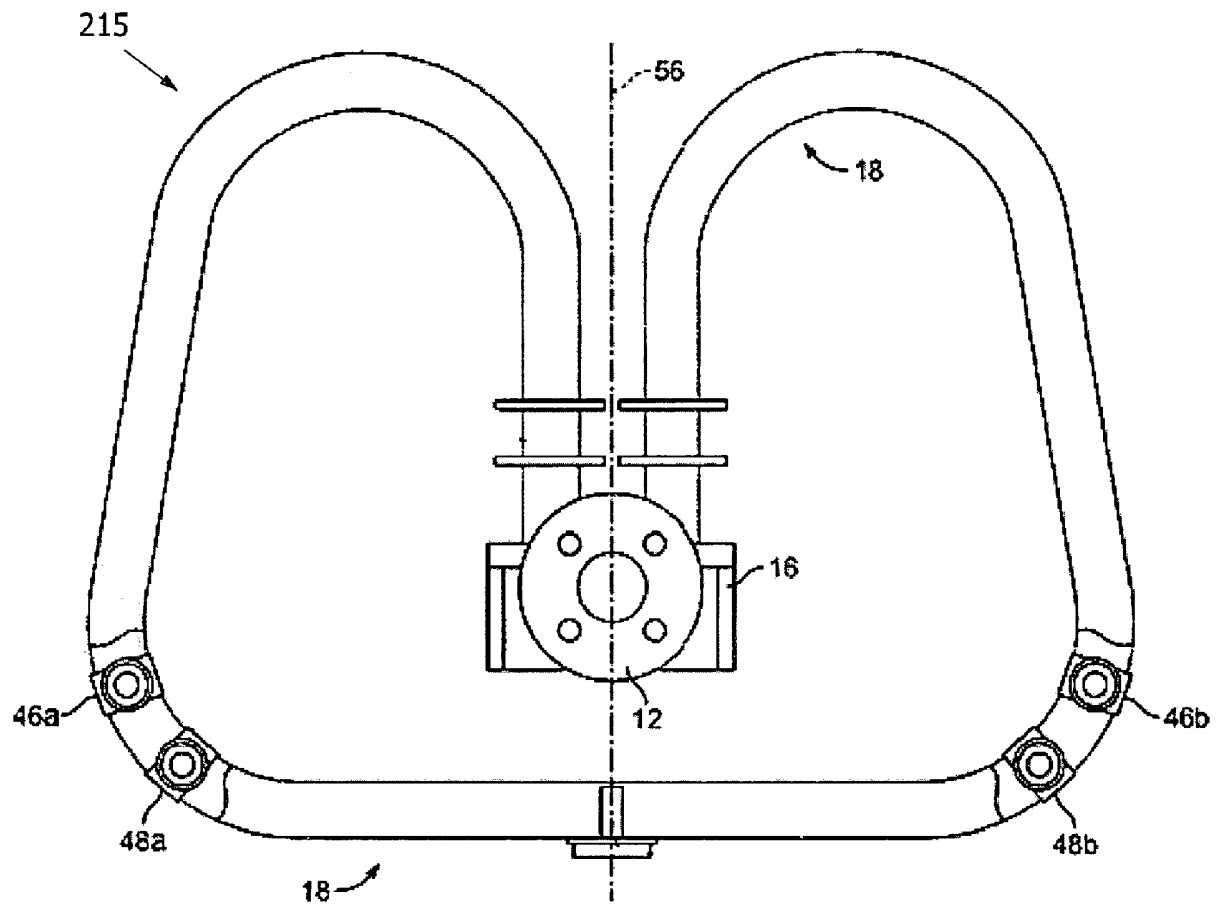
Уровень техники
Фиг. 1



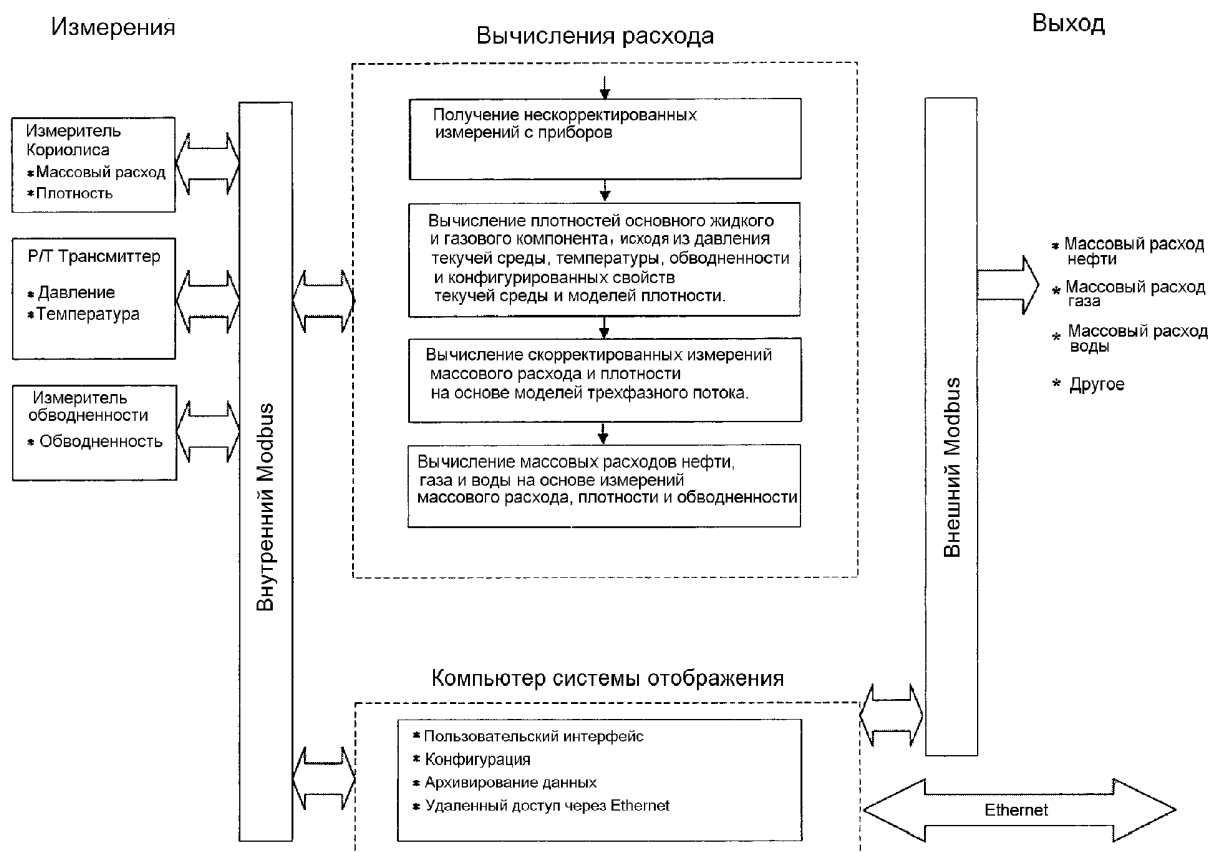
Фиг.3



Фиг.4

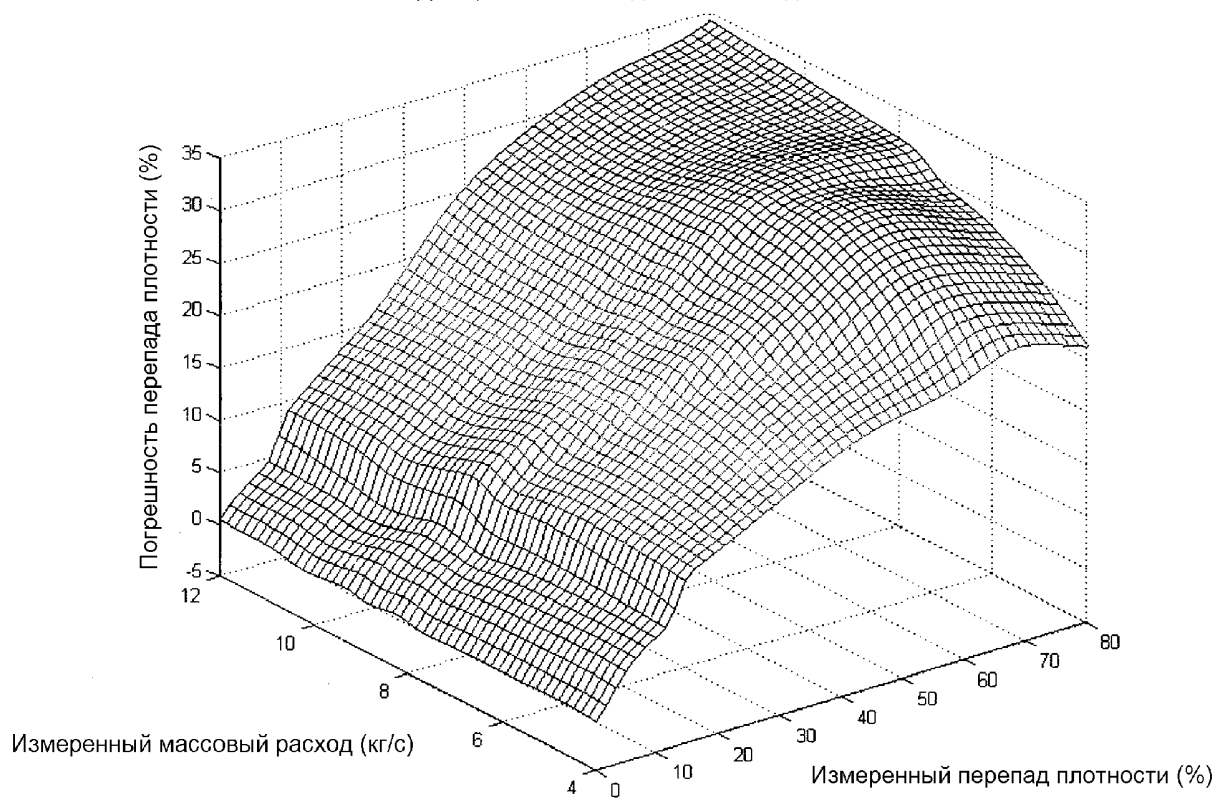


Фиг.5

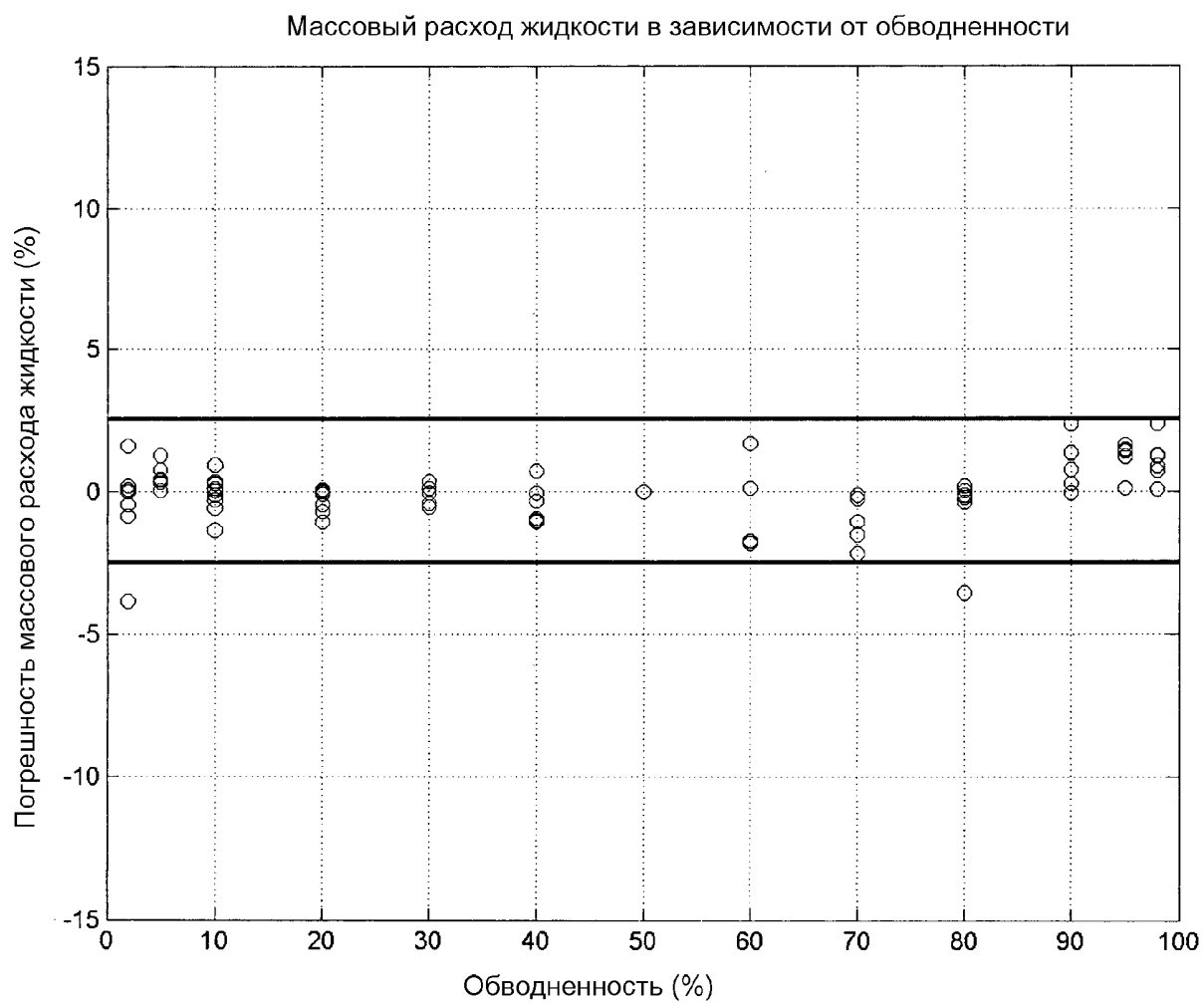


Фиг.6

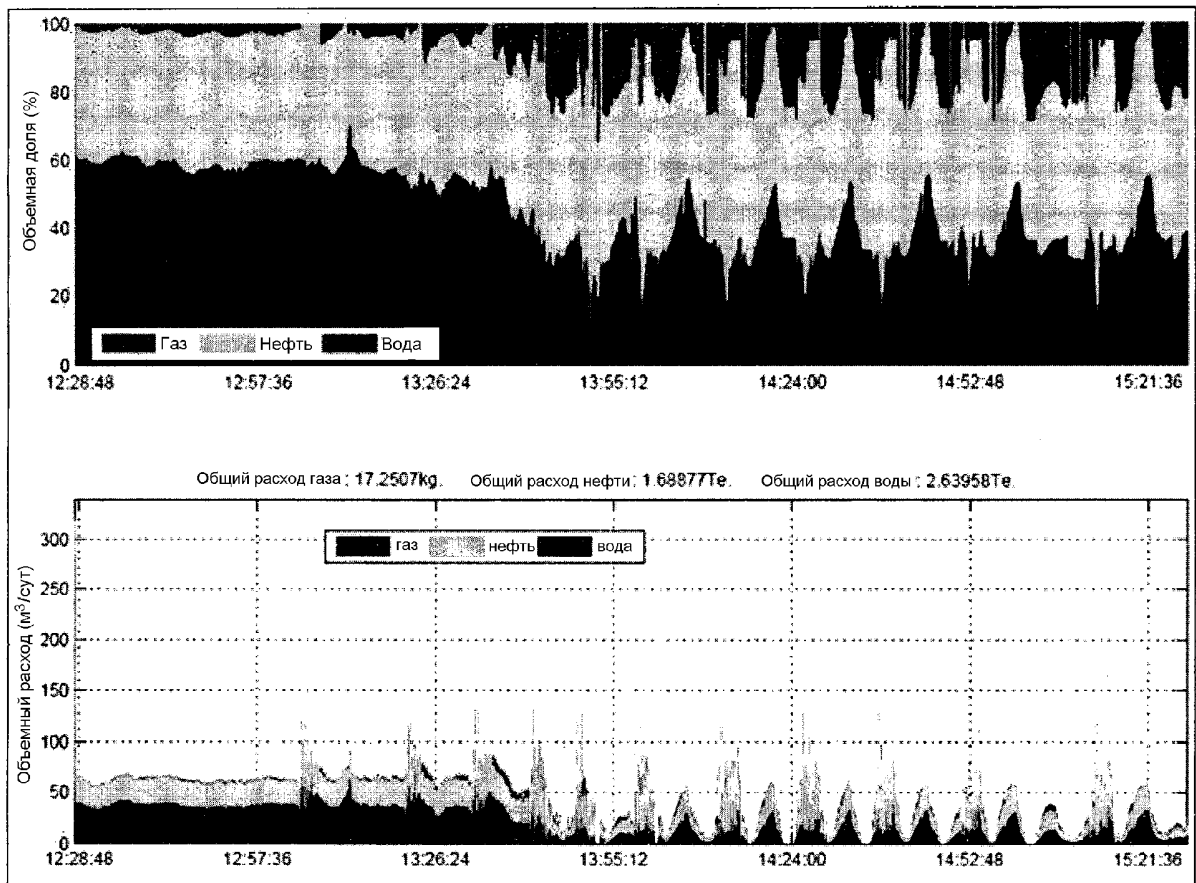
Коррекция плотности для 45% обводненности



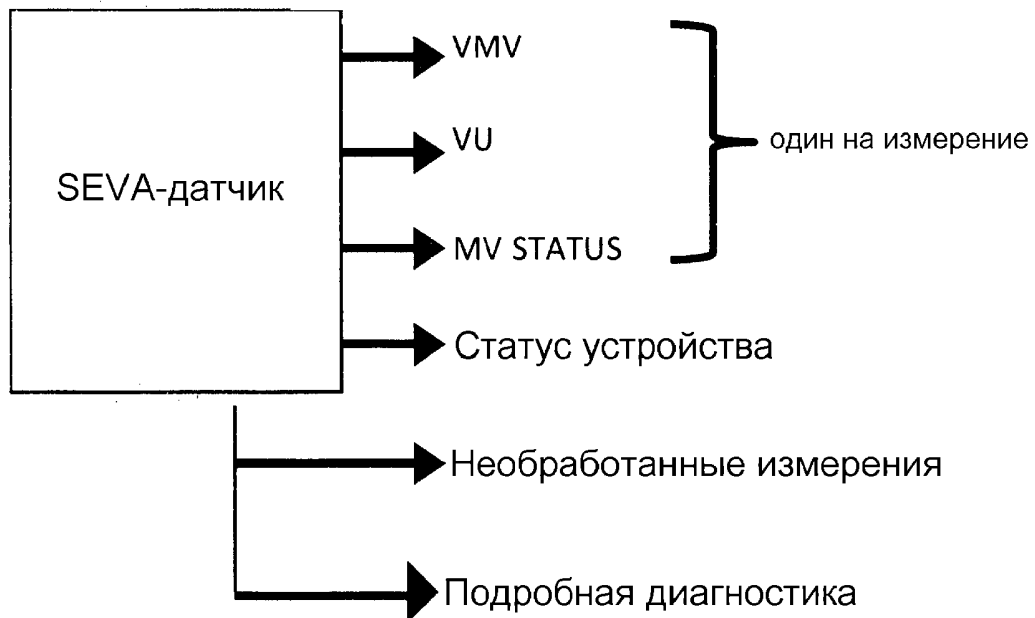
Фиг.7



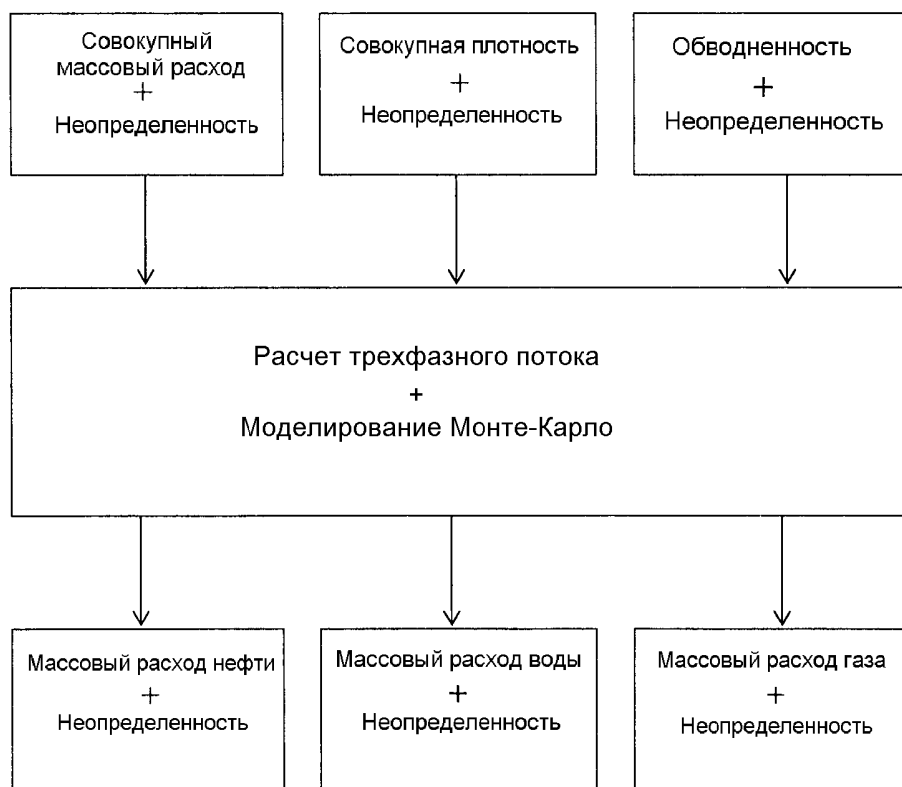
Фиг.8



Фиг.9



Фиг.10



Фиг.11