

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **036893**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.01.12

(21) Номер заявки
201790636

(22) Дата подачи заявки
2014.09.25

(51) Int. Cl. **G01F 1/74** (2006.01)
G01F 15/08 (2006.01)
C10G 1/00 (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)

(54) **ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ С ПОМОЩЬЮ ТЕСТОВОГО СЕПАРАТОРА**

(43) **2017.08.31**

(86) **PCT/FR2014/052418**

(87) **WO 2016/046455 2016.03.31**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ТОТАЛЬ С.А. (FR)

(72) Изобретатель:
**Кудруа Сесиль, Купу Жан Поль,
Колье Рено, Кесслер Николя (FR)**

(74) Представитель:
Харин А.В., Буре Н.Н. (RU)

(56) **WO-A1-2007116008
WO-A1-2006048418
US-B1-6561041**

(57) Согласно изобретению заявлен способ добычи углеводородов на линии установки для добычи углеводородов, содержащей по меньшей мере две добывающие скважины, каждая из которых содержит по меньшей мере одно устройство, выполненное с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных, при этом скважины соединены с тестовым сепаратором, выполненным с возможностью предоставления оценки суммарного расхода текучей среды для всех скважин на основе соответствующих данных. Во время добычи способ содержит процесс (S20) согласования и валидации данных (DVR), задействующий данные, относящиеся к устройствам и тестовому сепаратору, при этом согласование обусловлено равенством, по меньшей мере по существу, между суммой оценок расхода текучей среды, предоставляемых устройством каждой скважины, и оцененным суммарным расходом, предоставляемым тестовым сепаратором. Способ предлагает улучшенное решение для оценки расхода текучей среды в скважинах установки для добычи углеводородов во время добычи.

B1

036893

036893

B1

Изобретение относится к области добычи углеводородов, в частности к способу добычи на добывающей линии, содержащей по меньшей мере две добывающие скважины.

Установки для добычи углеводородов содержат линии, в которых текут текучие среды, в частности добывающие линии, содержащие добывающую скважину, в которых углеводороды текут из углеводородного резервуара к устью скважины. Обычной практикой сегодня является стремление обеспечить оценку расхода текучей среды, текущей в таких добывающих линиях. Действительно, известно что оценка подаваемого расхода позволяет лучше управлять линией. Таким образом, достигается лучший контроль или лучшее знание об общей добыче установки за счет оценки, потенциально получаемой для каждой линии, как правило на полинейной основе.

Один из подходов состоит в поиске оценки расхода текучей среды с помощью устройства и на основе данных, относящихся к этому устройству, с использованием термодинамической модели, предназначенной для этой цели, при этом устройство (интегрированное в линию) и соответствующие данные изначально для этой цели не предназначены. Затем получают "виртуальный" счетчик. В этом контексте некоторые решения используют несколько моделей этого типа на основе данных, относящихся к различным устройствам, причем каждая модель теоретически предоставляет различную оценку расхода при эквивалентных заданных условиях добычи (например, фракции газа/нефти/воды). Обычно выбирают не более двух или трех моделей и корректируют данные, относящиеся к условиям добычи (фракция воды/нефти/газа) так, чтобы оценки расхода были сходными. Этот подход не является полностью удовлетворительным, поскольку получаемая оценка расхода недостаточно близка к фактическому расходу.

Другой подход состоит в использовании метрического счетчика, расположенного в линии, для которой требуется определить расход. Метрические счетчики - это устройства, выполненные с возможностью снятия измерения в текучей среде, текущей в линии, и непосредственного предоставления оценки расхода текучей среды в линии на основе (по меньшей мере) этого измерения. Известные метрические счетчики также используют значение по меньшей мере одного параметра, обычно называемого "параметром калибровки". С этой целью метрический счетчик может, в частности, выполнять одно или несколько физических измерений (например, электрические, ядерные и/или оптические измерения, например, измерения диэлектрической проницаемости, проводимости и/или гамма-поглощения). Такой метрический счетчик может, по различным причинам, предоставлять оценку, которая не является полностью удовлетворительной. Например, параметрам калибровки должно быть присвоено как можно более точное значение, в противном случае оценка расхода текучей среды в линии, предоставляемая метрическим счетчиком, может оказаться слишком далекой от реальности и поэтому непригодной для использования. Это особенно справедливо в случае счетчиков факельных газов или фискальных счетчиков, для которых особенно важно получить оценку, близко соответствующую реальности. Однако параметр калибровки часто может быть ошибочным, например, из-за дрейфа датчиков.

Еще один подход состоит в использовании тестового сепаратора для "тестирования" добывающей линии, т.е. периодического измерения расхода текучей среды в добывающей линии. Однако сами по себе тестовые сепараторы могут предоставлять неточные результаты, несмотря на то, что они являются относительно точными. Кроме того, по эксплуатационным и экономическим причинам (ограничения потерь добычи), как правило, в одно и то же время тестируется несколько скважин (например, три-четыре скважины). Таким образом, информацию о расходах нефти, воды и газа можно получить посредством тестируемого райзера, а не тестируемой скважины. Существуют средства для получения этой информации с помощью информации о расходе по скважине, однако в настоящее время эти средства позволяют получить оценку, которая все еще относительно далека от реальности.

Задача настоящего изобретения состоит в создании легко реализуемого решения для как можно более точной оценки расхода текучей среды в каждой скважине добывающей линии для углеводородов во время добычи.

С этой целью согласно изобретению предлагается способ добычи углеводородов на линии установки для добычи углеводородов, содержащей по меньшей мере две добывающие скважины, содержащие каждая по меньшей мере одно устройство, выполненное с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных, при этом скважины соединены с тестовым сепаратором, выполненным с возможностью предоставления оценки суммарного расхода текучей среды для всех скважин на основе соответствующих данных. Во время добычи способ содержит определение данных, соответствующих предоставлению оценки расхода с помощью устройства каждой скважины; определение данных, соответствующих предоставлению оценки суммарного расхода с помощью тестового сепаратора; и процесс согласования и валидации данных, задействующий определенные данные, при этом согласование обусловлено равенством, по меньшей мере по существу, между суммой оценок расхода текучей среды, предоставляемых устройством каждой скважины, и оцененным суммарным расходом, предоставляемым тестовым сепаратором.

Также согласно изобретению предлагается компьютерная программа, записываемая в запоминающем устройстве хранения данных и содержащая команды для осуществления способа.

Также согласно изобретению предлагается система, выполненная с возможностью коммуникации с устройствами, содержащимися по меньшей мере в двух добывающих скважинах добывающей линии для

углеводородов, причем устройства выполнены с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных, и с тестовым сепаратором, соединенным со скважинами и выполненным с возможностью предоставления оценки суммарного расхода текучей среды для всех скважин на основе соответствующих данных, при этом система содержит запоминающее устройство, имеющее записанную программу.

Также согласно изобретению предлагается установка для добычи углеводородов, содержащая добывающую линию, содержащую по меньшей мере две добывающие скважины, содержащие каждая по меньшей мере одно устройство, выполненное с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных, причем скважины соединены с тестовым сепаратором, выполненным с возможностью предоставления оценки суммарного расхода текучей среды для всех скважин на основе соответствующих данных, и с системой, выполненной с возможностью коммуникации с устройствами и тестовым сепаратором добывающей линии.

Согласно предпочтительным вариантам осуществления изобретение содержит один или более из следующих признаков:

данные, соответствующие предоставлению оценки суммарного расхода с помощью тестового сепаратора, включают в себя по меньшей мере одно измерение, выполненное датчиком тестового сепаратора;

тестовый сепаратор содержит по меньшей мере один метрический счетчик, при этом датчик, выполняющий измерение, представляет собой датчик метрического счетчика;

тестовый сепаратор содержит несколько однофазных метрических счетчиков, каждый из которых выполнен с возможностью предоставления оценки расхода соответствующей фазы текучей среды на основе измерения, выполненного соответствующим датчиком;

текучая среда содержит водяную фазу, газовую фазу и нефтяную фазу;

по меньшей мере одна добывающая скважина содержит метрический счетчик, выполненный с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных, включая измерение, выполненное по меньшей мере одним датчиком метрического счетчика по отношению к текучей среде;

добывающая скважина, содержащая метрический счетчик, дополнительно содержит по меньшей мере одно другое устройство, выполненное с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных, определенных и задействованных в процессе согласования и валидации данных;

упомянутое другое устройство представляет собой штуцер, устройство, связанное с приточным модулем, и/или трубу;

процесс согласования и валидации данных минимизирует штрафную функцию, которая для каждого согласованного данного штрафует разницу между его значением до согласования и его согласованным значением;

упомянутая разница взвешивается в штрафной функции с помощью неопределенности, относящейся к упомянутому согласованному данному;

способ дополнительно содержит выявление любого согласованного данного, для которого разница между его значением до согласования и его согласованным значением превышает пороговое значение, зависящее от неопределенности, относящейся к этому согласованному данному;

способ содержит повторение способа согласования и валидации данных с удалением согласованного данного с наибольшим весом в значении штрафной функции до тех пор, пока значение штрафной функции превышает заданное пороговое значение;

способ дополнительно содержит предоставление согласованного значения расхода текучей среды в каждой скважине;

способ дополнительно содержит предоставление неопределенности, относящейся к согласованному значению расхода текучей среды в каждой скважине в зависимости от разности между его значением до согласования и его согласованным значением;

измерение, выполненное датчиком метрического счетчика в отношении текучей среды, представляет собой электрическое, ядерное и/или оптическое измерение;

штуцер выполнен с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды на основе открытия клапана и измерения, выполненного по меньшей мере одним датчиком в текучей среде, дающей потери давления, связанные с открытием клапана;

устройство, связанное с приточным модулем, выполнено с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды на основе измерения давления, выполненного по меньшей мере одним датчиком в текучей среде, и физико-химических свойств текучей среды; и/или

труба выполнена с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды на основе геометрических и/или механических свойств трубы и измерения, выполненного по меньшей мере одним датчиком в текучей среде, дающей потери давления, связанные с геометрическими и/или механическими свойствами трубы.

Другие признаки и преимущества изобретения будут понятны по прочтении нижеследующего описания одного предпочтительного варианта осуществления изобретения, представленного в качестве при-

мера со ссылками на прилагаемые чертежи.

- Фиг. 1 дает схематическое представление способа;
- фиг. 2, 3 иллюстрируют работу одного примерного метрического счетчика;
- фиг. 4 дает схематическое представление одного варианта установки для добычи углеводородов;
- фиг. 5 показывает пример добывающей скважины.

На фиг. 1 показан способ добычи углеводородов. Способ добычи углеводородов осуществляется на добывающей линии, содержащей по меньшей мере две добывающие скважины. Таким образом, текучая среда (т.е. добываемые углеводороды) течет в каждой скважине, потенциально с различным расходом. Каждая добывающая скважина содержит по меньшей мере два устройства, приспособленных для предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных (для каждого устройства). Скважины также соединены с тестовым сепаратором, который приспособлен для предоставления оценки суммарного расхода текучей среды для всех скважин на основе соответствующих данных (на тестовом сепараторе). Во время добычи способ содержит определение S10 данных, относящихся к предоставлению оценки расхода с помощью устройства каждой скважины. Способ также содержит определение S12 данных, относящихся к предоставлению оценки суммарного расхода с помощью тестового сепаратора. Наконец, способ содержит процесс S20 согласования и валидации данных (DVR), задействующий определенные данные. Согласование обусловлено равенством, по меньшей мере по существу, между суммой оценок расхода текучей среды, предоставляемым устройством каждой скважины, и оцененным суммарным расходом, предоставляемым тестовым сепаратором. Способ с фиг. 1 позволяет легко и относительно точно оценивать расход текучей среды в каждой скважине (т.е. с результатом, относительно близким к фактическому значению расхода).

Действительно, этот способ соответствует случаю, когда каждая скважина включает в себя по меньшей мере одно устройство, приспособленное для предоставления расхода текучей среды, текущей в скважине. Таким образом, уже имеется оценка расхода в скважине. Кроме того, способ также использует тестовый сепаратор, приспособленный для предоставления оценки суммарного расхода текучей среды, т.е. для всех скважин, соединенных с тестовым сепаратором. Это позволяет получить избыточность информации при низких добывающих затратах, при условии, что с тестовым сепаратором соединены несколько скважин. Как правило, количество скважин, соединенных с тестовым сепаратором, больше или равно трем и/или меньше или равно десяти, или даже пять скважин, например, три или четыре скважины. Эта информационная избыточность позволяет улучшить первый элемент информации, предоставляемый для каждой скважины, в частности, когда тестовый сепаратор предоставляет относительно точную оценку. Однако метод идет дальше, поскольку реализует процесс DVR, который подвергает сомнению не только оценки каждой скважины, но также оценку, предоставляемую тестовым сепаратором, в отличие от обычного подхода, в котором полностью доверяют этой последней оценке. Кроме того, поскольку процесс DVR задействует данные, относящиеся к предоставлению оценки каждым устройством, включая тестовый сепаратор (а не только оценки, предоставление в конечном итоге), эти данные подвергаются проверке непосредственно, что позволяет получить более точную оценку.

В частности, эти данные могут включать в себя измерения, которые улучшают оценку, будучи подвергнуты сомнению.

Например, данные, относящиеся к предоставлению оценки суммарного расхода с помощью тестового сепаратора и определенные на этапе S12, могут включать в себя по меньшей мере одно измерение, выполненное датчиком тестового сепаратора. Действительно, как известно специалистам в данной области техники, тестовый сепаратор представляет собой устройство, содержащее камеру с входом для впуска текучей среды (опционально поступающей из нескольких скважин) в камеру, средства для разделения различных фаз (например, вода, нефть и газ) текучей среды (например, достаточный выпускной объем камеры и геометрия для естественного декантирования текучей среды), выходы, расположенные с учетом геометрии камеры так, чтобы обеспечить возможность отдельного выпуска каждой из различных фаз текучей среды из камеры, и инструменты, обеспечивающие возможность определения расхода каждой фазы. Эти инструменты обычно содержат датчик, позволяющий определять расход каждой фазы на выходе. Это может быть датчик расходомера или, в более общем случае, метрический счетчик. Таким образом, тестовый сепаратор может содержать несколько однофазных метрических счетчиков, каждый из которых выполнен с возможностью предоставления оценки расхода соответствующей фазы текучей среды на основе измерения, выполненного соответствующим датчиком. Метрические счетчики сепаратора могут традиционно состоять из любой комбинации массовых счетчиков, и в этом случае датчик может представлять собой датчик на основе эффекта Кориолиса, счетчики перепада давления, включая тогда пластину с отверстиями, или ультразвуковые счетчики. Таким образом, необработанные измерения, выполненные датчиками метрического счетчика любого типа, также подвергается проверке в процессе S20 DVR, в отличие от простого подхода, в котором значения расхода, предоставляемые метрическим счетчиком, могут представлять собой данные, задействованные в процессе DVR.

Кроме того, по меньшей мере одна добывающая скважина также может содержать метрический счетчик. В этом случае метрический счетчик скважины приспособлен для предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных, определенных на этапе S10. Эти дан-

ные включают в себя измерение, выполненное по меньшей мере одним датчиком метрического счетчика в отношении текучей среды. Кроме того, любая скважина может содержать по меньшей мере одно устройство, отличное от метрического счетчика, которое также приспособлено для предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных, причем эти данные (которые также могут включать в себя измерения) в этом случае также могут быть определены и задействованы в процессе согласования и валидации данных. Для этой цели в процесс DVR можно просто добавить условие, т.е. условие равенства, по меньшей мере по существу, между различными оценками расхода текучей среды, выполненными для одной и той же скважины. Как и в случае тестового сепаратора, проверка измерения от метрического датчика, определенного на этапе S10 в процессе DVR, вместо просто лишь оценки, предоставленной метрическим счетчиком, улучшает результат.

Следует отметить, что если в скважине имеется несколько устройств, каждое из которых выполнено приспособленным для предоставления расхода в скважине, например, включая метрический счетчик, в этом случае имеется второй уровень избыточности (в дополнение к тому, что предоставляется тестовым сепаратором), что улучшает оценку расхода, предоставляемому для скважины в конце согласования. Кроме того, способ может быть повторен в разные моменты времени, при этом данные, определенные на этапах S10 и S12 для каждого момента, затем могут быть согласованы в рамках одного общего согласования. Это позволяет использовать временную избыточность для улучшения оценки, в частности, если в процесс S20 DVR введены временные ограничения. Наконец, выражение "метрический счетчик", понятное специалисту в данной области техники, относится к вышеупомянутым устройствам. Таким образом, для предоставления оценки расхода любой метрический счетчик, используемый в способе, включая метрический счетчик тестового сепаратора, может, в частности, выполнять одно или несколько физических измерений в отношении текучей среды (например, электрические, ядерные и/или оптические измерения, например измерения диэлектрической проницаемости, проводимости и/или гамма-поглощения), при этом счетчик может использовать заданные значения параметров калибровки и/или заданные допущения текучей среды.

DVR, выполняемый в способе, может быть реализован в более глобальном, улучшенном способе добычи углеводородов, где добыча осуществляется установкой для добычи углеводородов, включающей в себя линию. Способ может, например, содержать передачу, например, в хранилище данных, согласованного значения расхода текучей среды в каждой скважине и также, возможно, согласованного значения суммарного расхода, т.е. значения, соответствующего оценкам расхода, предоставляемым различными устройствами и тестовым сепаратором, после согласования соответствующих данных, зная, что сумма оценок расхода, предоставленных для каждой скважины, по меньшей мере по существу, равна оценке суммарного расхода, по самому определению процесса согласования. Это дает возможность специалистам исследовать добычу с учетом согласованных значений. Способ может также содержать предоставление неопределенности, относящейся к каждому согласованному значению расхода текучей среды. Неопределенность может зависеть от разницы между значением расхода до согласования и согласованным значением расхода. Значение до согласования может представлять собой значение, предоставляемое, например, метрическим счетчиком или другим устройством, исключительно на основе данных, определенных на этапе S10 или S12, без учета согласования (эта оценка без согласования, являющаяся поэтому относительно ошибочной, может быть вычислена параллельно с согласованным значением, полученным из процесса DVR). Таким образом, способ может предоставлять неопределенность с помощью устройства, предоставляющего соответствующую оценку, на основе разности между значением до согласования, которое дает устройство, и согласованным значением. Это позволяет выявлять устройства, предоставляющие наименее точные оценки, например, с помощью обычных сравнений между различными подаваемыми значениями. Таким образом, способ с фиг. 1 позволяет лучше управлять линией, установкой и, таким образом, добычей.

Как объяснено выше, оценка расхода в добывающей скважине установки для добычи углеводородов, в частности за счет интеграции метрического счетчика в скважину, позволяет лучше управлять добывающей линией с лучшим контролем или более полной информацией об общей добыче установки, например в режиме реального времени и/или полилинейно. Тем самым способ с фиг. 1 позволяет улучшить оценки, предоставляемые для каждой линии, на которой он реализуется, что улучшает общее управление добычей. Таким образом, способ может быть реализован во время добычи на нескольких линиях, группирующих каждая вместе несколько скважин, с этапами S10, S12 и S20, которые выполняются для каждой линии независимо от других линий. Оценки расхода, предоставленные для каждой скважины каждой линии после согласования, могут быть затем централизованы для управления добычей.

Благодаря тестовому сепаратору способ позволяет определять точные расходы (нефти, воды и газа) в скважине во всех случаях. Кроме того, в одном примере способ позволяет валидировать и, возможно, калибровать многофазные счетчики, расположенные на каждой скважине. Способ также может позволять калибровать параметры моделей оценки расхода, которые будут изложены ниже (например, уравнение насоса или модель падения давления в насосно-компрессорных трубах скважины или кривые насосных характеристик). Способ также может позволять идентифицировать неисправные датчики и/или предоставлять надежные заменяющие значения, если многофазные счетчики работают с ошибками. В

общем, способ не имеет типичных ограничений, так как, например, потенциальная необходимость в выполнении операций на скважине, возможное влияние смешанных составов, поскольку одновременно тестируются несколько скважин, и точность способа потенциально не учитывает неопределенности в отношении эталонных измерений при вычислении ее коэффициента, потенциальное время пребывания текучих сред (поскольку, когда добыча одной скважины изменяется, должен быть принят во внимание тот факт, что возникшее изменение будет эффективно только после определенного времени), потенциальное ослабление возникшего изменения вследствие добычи других текучих сред и режимов потока, и любой преобразование из-за изменений добычи скважины. В одном примере описанное решение учитывает все моделированные измерения, модели и параметры скважины и тестового указателя (например, тестового сепаратора на уровне поверхностной обработки) и принимает во внимание их соответствующие неопределенности, чтобы предоставить оценку расхода нефти, воды или газа в замеряемой скважине и их соответствующие неопределенности. Благодаря (потенциальному) использованию временной избыточности также можно идентифицировать неисправные датчики, перепроверять измерения от многофазных счетчиков и находить правильную конфигурацию моделей для оценки расходов на скважинах.

Текущая среда, расход которой оценивается, может иметь одну фазу, в этом случае оценка расхода текучей среды в линии состоит лишь в предоставлении значения для расхода этой единственной фазы текучей среды. Это, как правило, относится к оценкам, выполненным тестовым сепаратором, как объяснено выше, поскольку первоначально многофазная текучая среда разделяется на разные фазы, каждая из которых образует затем однофазную текучую среду. Эта оценка может быть выполнена счетчиком на основе любой модели, использующей измерение в отношении текучей среды с помощью по меньшей мере одного датчика счетчика. Модель может дополнительно задействовать значение по меньшей мере одного параметра калибровки, соответствующего измерению датчика при заданном состоянии потока текучей среды (например, заданный расход или скорость потока).

Альтернативно, текучая среда, расход которой оценивается, может представлять собой многофазную текучую среду. Как правило, это относится к добывающей скважине, поскольку добываемые углеводороды обычно содержат водяную фазу, газовую фазу и нефтяную фазу. В этом случае оценка расхода текучей среды в линии может состоять в предоставлении информации, позволяющей определить расход для каждой фазы. Эта информация может непосредственно включать в себя оценку расхода каждой фазы и/или оценку фракции (например, моментальную) каждой фазы в многофазной текучей среде в дополнение к суммарному расходу (например, моментальному) многофазной смеси в линии. Во втором случае достаточно просто умножить фракцию соответствующей фазы и общий расход, чтобы получить расход соответствующей фазы. В случае многофазной текучей среды метрический счетчик, выполненный с возможностью предоставления такой оценки, называется многофазным расходомером (MPFM). Это может быть, например, датчик массового расхода или анализатор. Такой счетчик задействует сложные технологии, при этом измерения, проводимые датчиком (датчиками), содержащимся в этом счетчике, в частности очень чувствительны к свойствам текучих сред.

Соответственно, счетчик часто не использует корректные параметры калибровки и/или некоторые датчики могут дрейфовать быстрее, чем ожидалось, в результате чего счетчик предоставляет относительно неточное значение расхода текучей среды. Способ с фиг. 1 позволяет противодействовать этой проблеме.

Многофазный счетчик может, в частности, работать, используя следующий принцип, описанный со ссылкой на фиг. 2-4. Многофазный счетчик тестового сепаратора может работать на основе сходного принципа, который может понять специалист в данной области техники. В частности, приведенные ниже уравнения используются с необходимыми изменениями, за исключением того, что исключается индекс, представляющий фазу (три возможных значения в представленном ниже уравнении: вода, газ или нефть), поскольку однофазный счетчик работает только с одной фазой.

Датчик метрического счетчика может быть обычным гамма-датчиком, посылающим волны через текучую среду вблизи датчика и измеряющим поглощение волны веществом. Датчик может быть приспособлен для посылки нескольких уровней энергии, чтобы обеспечить достаточную перекрестную проверку информации для многофазной текучей среды. Для однофазного счетчика может быть использован один уровень энергии. Ниже α обозначает линейное поглощение в м⁻¹, μ обозначает поглощение веществом в м²/кг, и ρ обозначает объемную плотность в кг/м³. По определению

$$\alpha = \mu \cdot \rho.$$

Поглощение веществом μ зависит от состава и уровня энергии гамма-излучения.

Для углеводородной текучей среды в приведенном выше примере (водяная фаза, нефтяная фаза и газовая фаза) достаточно, чтобы датчик был способен выполнять по меньшей мере два измерения (например, соответствующие двум различным уровням энергии). Эти измерения затем являются частью данных, задействованных в процессе DVR способа с фиг. 1. Обычно используются низкий уровень энергии и высокий (или средний) уровень энергии, соответственно соответствующие индексам 1 и 2 в обозначениях ниже. Параметры калибровки включают в себя значение поглощения для каждой чистой фазы в расчете на уровень энергии, которые могут быть обозначены как μ_{gas_1} , μ_{gas_2} , μ_{oil_1} , μ_{oil_2} , μ_{water_1} и μ_{water_2} , при этом они

также могут быть задействованы в процессе DVR. Таким образом, μ_{ph_i} - это поглощение μ веществом, измеренное датчиком для уровня энергии i , при наличии только фазы ph .

Следует отметить, что если для данной установки для добычи углеводородов засоление скважин отличается от одной скважины к другой, то в этом случае эти параметры могут меняться. И наоборот, две скважины с одинаковым засолением должны иметь одинаковые значения поглощения для воды для одной и той же установки добычи. Кроме того, следует отметить, что датчик фактически может также измерять третий уровень энергии, например еще более высокий, чем два других. На таком уровне энергии и вообще на особенно высоких уровнях энергии различные соединения поглощают, по существу, одинаковое количество энергии (это может быть отражено тем, что поглощение веществом примерно одинаково на этом уровне энергии). Однако счетчик может использовать эту энергию для валидации своей оценки расхода и/или фракций воды, нефти и газа, предоставленной на основе двух других уровней энергии, предпочтительно с высокой неопределенностью. Также можно связать измерение, выполненное для этого третьего уровня энергии, с плотностью смеси с помощью линии, полученной после калибровки.

Благодаря знанию параметров μ_{gas_1} , μ_{gas_2} , μ_{oil_1} , μ_{oil_2} , μ_{water_1} и μ_{water_2} можно описать так называемый "треугольник калибровки", основанный на следующих шести значениях:

$$\alpha_{gas_1} = \mu_{gas_1} * \rho_{gas}$$

$$\alpha_{gas_2} = \mu_{gas_2} * \rho_{gas}$$

$$\alpha_{oil_1} = \mu_{oil_1} * \rho_{oil}$$

$$\alpha_{oil_2} = \mu_{oil_2} * \rho_{oil}$$

$$\alpha_{water_1} = \mu_{water_1} * \rho_{oil}$$

$$\alpha_{water_2} = \mu_{water_2} * \rho_{oil}$$

Объемные плотности ρ - это переменные, зависящие от значений давления P и температуры T линии, на которой работает счетчик, и состава текучей среды, информация, которая также предоставлена (например, посредством измерения, выполненного специальными датчиками, например другими устройствами, например, одним или несколькими из тех, что приспособлены для предоставления другой оценки расхода в скважине, как упомянуто выше, в частности, например, для P и T , или посредством заданного значения, в частности, например, для "газосодержания нефти" (GOR) углеводородов, за исключением воды - и/или засоления, которые являются заданными допущениями текучей среды), и поэтому известны метрическому счетчику, который, следовательно, может найти из них объемные плотности ρ . Таким образом, если рабочие условия P и T изменяются и/или изменяется состав текучей среды (GOR, засоление), то треугольник калибровки также изменяется, так как изменяются плотности газа, нефти и воды. Таким образом, линейные поглощения также меняются. В этом смысле объемные плотности являются параметрами калибровки, которые, в частности, соответствуют заданным допущениям текучей среды (GOR и засоление). Некоторые или все эти данные могут также быть частью данных, задействованных в процессе DVR.

На фиг. 2 схематично показан треугольник 20 калибровки, соответствующий такой калибровке, с координатными вершинами $(\alpha_{gas_1}, \alpha_{gas_2})$, $(\alpha_{oil_1}, \alpha_{oil_2})$ и $(\alpha_{water_1}, \alpha_{water_2})$, которые соответствуют, таким образом, шести значениям, перечисленным выше.

На фиг. 3 показан пример счетчика: счетчик 30. Для выполнения калибровки счетчик 30 может получать выборку 34 каждой из фаз (только одной фазы в случае однофазного счетчика). Затем, на этапе S20 счетчик 30 использует датчик 32, предназначенный для этой цели, для измерения поглощения веществом каждой из фаз, что позволяет определить S30 параметры калибровки (т.е. сами линейные поглощения и/или поглощения веществом, в зависимости от выбранной точки наблюдения, зная, что одни или другие из этих данных могут быть сохранены счетчиком в качестве параметра калибровки, при условии последующего выполнения соответствующего вычисления). Во время использования счетчик 30 измеряет поглощение веществом текучей среды (которая при этом является многофазной смесью). Детектор датчика 32 измеряет и сохраняет "подсчеты" Ncounts для каждого уровня энергии (по меньшей мере, "низкий" 1 и "высокий" 2 уровни и, возможно, также еще более высокий уровень).

С помощью следующих уравнений:

$$N'_{counts} = N'_0 * decay * exp[-(X_{water} * \mu_{water_i} * \rho_{water} + X_{gas} * \mu_{gas_i} * \rho_{gas} + X_{oil} * \mu_{oil_i} * \rho_{oil}) * Dthroat]$$

для $i = 1, 2$, и

$$X_{water} + X_{gas} + X_{oil} = 1,$$

где X_{water} , X_{gas} и X_{oil} обозначают фракции каждой из фаз, причем объемные плотности ρ predeterminedены и заданы составом и термодинамикой, N^i_0 , $decau$ и $Dthroat$ известны, счетчик 30 может определить моментальные фракции каждой из фаз.

Для осуществления способа может быть предусмотрена компьютерная программа. Известным в компьютерной технике способом эта программа может быть сохранена в запоминающем устройстве хранения данных и может содержать команды для осуществления способа, в частности этапов S10, S12 и S20. Таким образом, любая компьютерная система может содержать запоминающее устройство, в которой сохранена эта программа. Во всех случаях компьютерная программа используется для управления осуществлением способа с помощью системы, предназначенной для этой цели. Система (которая может быть одним из устройств, например тестовым сепаратором) приспособлена для коммуникации со всеми устройствами, вовлеченными в способ. Известным способом, относящимся к компьютерам, эта программа может быть сохранена в запоминающем устройстве для хранения данных и может содержать команды. Таким образом, компьютерная программа хранится в запоминающем устройстве системы. Компьютерная программа может содержать команды любого типа, известные для вычислений. Эти команды могут быть строками кода, написанными на машинном языке, например, объектно-ориентированном, возможно в виде исходного кода, компилированного кода или предкомпилированного кода. Она может также задействовать программу установки (т.е. обеспечивать пригодность системы для осуществления способа или для управления его выполнением). Программа может быть, по существу, сохранена в запоминающем устройстве, приспособленном для этой цели. Оно может включать в себя энергозависимое или энергонезависимое запоминающее устройство, например, стираемое программируемое постоянное запоминающее устройство (EPROM), электрически стираемое программируемое постоянное запоминающее устройство (EEPROM), флэш-память или CD-ROM.

На фиг. 4 показан пример установки для добычи углеводородов, содержащей несколько метрических счетчиков, где может быть реализован этот способ.

Установка 60 содержит добывающую линию для углеводородов, составленную из нескольких линий, в которых течет текучая среда. Добывающая линия, в частности, содержит несколько добывающих скважин 78 текучей среды, выходящих из углеводородного резервуара 66. На чертеже показаны три добывающие скважины 78, однако может быть использовано любое количество, пригодное для оптимального покрытия резервуара 66, с учетом геологической сложности резервуара, качества текучих сред, имеющихся в резервуаре, географического расположения резервуара (на суше, в море, в очень глубоком море) и естественных ограничений. Добывающая линия содержит трубу 74 текучей среды, в которую текучая среда подается с помощью манифольда 40. Добывающая труба 74 текучей среды представляет собой главный трубопровод, принимающий текучую среду из всех добывающих скважин 78, пробуренных в резервуаре 66, через манифольд (в данном случае манифольд 40), действуя в качестве объединителя. Добывающая труба 74 текучей среды находится на морском дне 64 и питает райзер 72 (т.е., по существу, вертикальную трубу), ведущую к главной станции, например, в рассматриваемом случае на платформе 68 для добычи, хранения и отгрузки нефти (FPSO), расположенную на морской поверхности 62. Установка 60 также содержит нагнетательную линию, содержащую несколько нагнетательных скважин 79 и работающую по принципу, симметричному по отношению к принципу добывающей линии.

В установке 60 также задействован (т.е. содержится) метрический счетчик 50, как описано выше, для каждой добывающей скважины 78 и каждой нагнетательной скважины 79. Метрический счетчик 50 показан на чертеже выше по потоку от устьев 44 скважины, в каждом случае на трубе линии, однако он может находиться в любом другом подходящем месте, как понятно специалисту в данной области техники. Кроме того, установка 60 может содержать количество метрических счетчиков 50 меньше или больше того, что показано на чертеже, в зависимости от нужд добычи. Установка 60 также содержит другие устройства 52, расположенные на разных линиях в любом местоположении, соответствующем их функции (здесь не описывается), каждое из которых выполнено с возможностью предоставления второй оценки расхода в линии, в которой оно установлено, в дополнение к его функции. Другие оценки для каждой скважины могут быть предоставлены другими устройствами. Установка также содержит тестовый сепаратор 80, соединенный с тремя показанными добывающими скважинами 78 и приспособленный для отклонения добываемой текучей среды, поступающей из манифольда 40, чтобы оценить ее расход фаза за фазой, предоставляя тем самым оценку суммарного расхода трех добывающих скважин 78. На чертеже тестовый сепаратор 80 показан на трубе ниже по потоку от манифольда 40, однако этот пример, конечно, является только схематичным, при этом подразумевается, что тестовый сепаратор 80 может быть размещен в любом местоположении, позволяющем собирать добычу нескольких добывающих скважин 78, и что его можно перемещать при необходимости для последовательного замера других групп добывающих скважин 78. Таким образом, установка 60 приспособлена для осуществления способа с фиг. 1 с помощью устройств 50 и/или 52 добывающих скважин 78 и тестового сепаратора 80, либо с помощью самого тестового сепаратора 80, который в этом случае имеет программу, содержащую команды для этой цели, и приспособлен для коммуникации с устройствами 50, 52, либо с помощью системы, приспособленной для коммуникации с устройствами 50, 52, 80. Установка 60 обеспечивает возможность

улучшенной добычи углеводородов благодаря эффективной последующей оценке расходов.

Ниже описывается процесс S20 DVR.

Процесс согласования и валидации данных (DVR) задействует данные, определенные на этапах S10 и S12. Это означает, что процесс DVR подвергает все эти данные сомнению. Действительно, данные, "задействованные" в процессе DVR, по определению являются переменными процесса DVR. Согласование обусловлено равенством (например, по меньшей мере, по существу, т.е. с разницей, меньшей заданной ошибки или равной нулю) между оценками расхода текущей среды, предоставляемыми устройством каждой скважины, и оценкой суммарного расхода, производимой тестовым сепаратором. Другими словами, DVR выполняется на основе базового допущения о том, что сумма оценок расхода текущей среды, предоставляемых для каждой скважины, должна быть равна оцененному суммарному расходу.

DVR - это известный процесс, позволяющий предоставлять входные значения (т.е. задействованные данные, например, соответствующие измерения от устройств, включая измерение с помощью датчика метрического счетчика, и в заключение согласованные процессом) и модифицировать эти значения на основе заданных интервалов неопределенности и заданных ограничений, чтобы соответствовать одному или нескольким условиям, прямо или косвенно задействующим упомянутые значения. Это может быть эффективно выполнено путем минимизации штрафной функции, которая для каждого согласованного данного штрафует разницу между его значением до согласования и его согласованным значением. Кроме того, для более эффективного использования DVR эта разность может быть взвешена в штрафной функции с помощью неопределенности, относящейся к упомянутому согласованному данному. Чем больше эта неопределенность, тем меньше штрафной член, связанный с разницей между значением до согласования и согласованным значением, так как эта разница теоретически более "ожидаема". Эта неопределенность может быть определена любым способом, например на основе заданной информации, например, от геолога или от производителя устройства. Таким образом, учитываются особенности, относящиеся к каждому из данных, задействованных в процессе DVR. Например, неопределенности, относящиеся к данным по отношению к тестовому сепаратору и определенные на этапе S12, могут быть ниже неопределенностей, относящихся к другим данным (определенным на этапе S10). Действительно, поскольку тестовый сепаратор предназначен для периодического использования, он более надежен, чем постоянные устройства установки. Для тестового сепаратора может быть также задана неопределенность производителя, причем эта неопределенность ниже заданной неопределенности производителя для многофазных скважинных счетчиков.

Таким образом, процесс DVR в целом может состоять из решения следующей программы минимизации:

$$\text{Min} \sum_i \left(\frac{k_i^* - k_i}{e_i} \right)^2$$

где k_i - данные, задействованные в процессе (т.е. согласуемые данные);

e_i - неопределенность данного i ;

k_i^* - согласованное значение данного i ;

e_i^* - согласованная неопределенность данного i ;

y_j - неизмеренные переменные i , следовательно, например, вычисленные, и член

$$\left(\frac{k_i^* - k_i}{e_i} \right)^2$$

называется "штрафным" с учетом упомянутого выше ограничения и связи переменных k_i и y_j .

Действительно, способ выполняет DVR для "уравнивания" определенных значений. В частности, теоретически предполагается, что данные, определенные на этапах S10 и S12, приводят к равенству между суммой оценок расхода текущей среды для каждой соответствующей скважины и оценкой суммарного расхода для тестового сепаратора. Таким образом, сумма штрафных членов минимизируется, по меньшей мере, по существу, с учетом этого ограничения в виде равенства. Кроме того, способ DVR может содержать одно или несколько ограничений в виде неравенства типа $G(k_i^*, y_j) > 0$, которое, например, соответствует границам системы (например, тот факт, что давление должно быть больше 0, что отношение, такое как обводненность, должно быть ниже 100%). Это позволяет уменьшить риск нереалистичного согласования.

В одном примере описанное решение может учитывать все моделированные измерения, модели и параметры системы и принимать во внимание их соответствующие неопределенности, чтобы обеспечить единственную оценку каждого измерения или каждого вычисляемого параметра с помощью вычисленной неопределенности, гарантирующей качество конечного значения. Избыточность измерений является в этом случае ключевым фактором. Согласование нескольких моделей и измерений представляет собой своего рода усовершенствованный виртуальный счетчик. Чтобы исключить ошибки интерпретации компьютерами, используемыми в большинстве счетчиков, способ использует неверные измерения от каждого счетчика и ясно определенные уравнения, которые согласуются с другими данными системы. С этой

целью используется принцип DVR: идея DVR заключается в использовании избыточности данных из системы в качестве источника информации для корректировки измерений. Каждое измерение корректируется как можно меньше, так что скорректированные значения удовлетворяют всем ограничениям процесса. Заявленный способ работает в основном в стационарном режиме. Однако некоторые переходные состояния, вызванные операциями, могут быть выявлены автоматически (например, запуск скважины), и тогда либо измерения и модели, на которые влияют эти состояния, затем удаляются из согласования, либо затем увеличиваются связанные неопределенности, чтобы средство оптимизации понимало, что эти данные не находятся в их типичном диапазоне точности. Наконец, в одном примере используемый принцип DVR управляет временами удерживания добываемых текучих сред, когда линии являются длинными: таким образом, расходы при поверхностной обработке в момент времени t будут согласованы с расходами в скважинах, например, в момент времени $t - 2$ ч. Другими словами, в одном примере способ может гарантировать, что все данные, определенные на этапах S10 и S12 и, следовательно, задействованные на этапе S20, относятся к предоставлению различных оценок расхода, при этом эти различные оценки относятся к расходу в один и тот же момент времени.

Способ может содержать выявление любого согласованного данного, для которого разница между его значением до согласования и его согласованным значением превышает пороговое значение, зависящее от неопределенности, относящейся к этому согласованному данному. Таким образом, способ выявляет данные, определенные на этапе S10 (и возможно на этапе S12), которые слишком удалены от их согласованного значения, причем эта удаленность рассматривается на основе неопределенности, относящейся к упомянутому данному. Процесс DVR затем может быть повторен на этапе S20 с удалением (каждый раз) согласованного данного с наибольшим весом в значении штрафной функции. Это повторение может выполняться до тех пор, пока значение штрафной функции превышает заданное пороговое значение. Это позволяет уточнить оценку расхода, без учета данных, определенных на этапе S10 и/или S12, в виду их чрезмерной ненадежности.

В одном примере согласование выполняется со всеми данными модели и их неопределенностями. Если некоторое данное корректируется в интервале, вдвое превышающем его исходную неопределенность, оно выявляется и поэтому считается подозрительным. Когда сумма штрафных членов согласования превышает определенное значение, может быть начато другое выявление. Если это выявление активировано, то наиболее штрафное данное будет подавлено и новое согласование будет выполнено без его учета. Когда это другое выявление не активировано, согласование завершается, с отображением при этом большого штрафного члена. В этом случае, чтобы определить, какое измерение является ошибочным, может быть проведен подробный анализ путем придания приоритета рассмотрению данных, имеющих наибольшие штрафные члены. В одном примере способ, таким образом, позволяет удаленно осуществлять мониторинг и отслеживание всех датчиков (т.е. даже в другом местоположении), удаленно идентифицировать неисправные датчики и отслеживать качество измерений, используя вычисленные неопределенности. В одном примере способ может также вычислять заменяющие значения в местоположениях, в которых датчики неисправны, и в местоположениях, в которых не был размещен ни один датчик. В одном примере способ может использовать необработанные измерения от счетчиков, чтобы избежать ошибок интерпретации компьютерами. В одном примере способ может выдавать значения и валидированные неопределенности для всех данных системы. В одном примере способ позволяет более надежно перераспределять добычу по линиям и скважинам.

Далее обсуждаются данные, задействованные в процессе DVR и определенные на этапах S10 и S12.

Для каждого рассматриваемого устройства добывающей скважины эти данные являются базовыми данными, которые позволяют устройству дать оценку расхода в линии. Одно и то же данное может представлять собой базовое данное для нескольких устройств. Под "базовым данным" специалист в данной области техники понимает фундаментальную переменную, позволяющую рассчитывать расход на основе физических моделей, например термодинамических и/или механических моделей. Это включает в себя измерения от датчиков, заданные допущения, например допущения текучей среды и/или значения параметров калибровки (например, физические, механические или химические свойства устройств). Данные, определенные на этапе S10, включают в себя измерения, выполненные в различных местоположениях площадки, например измерения давления, температуры или расхода. Данные, определенные на этапе S12, включают в себя измерения, выполненные на тестовом сепараторе, в частности измерения от датчиков метрических счетчиков тестового сепаратора.

На фиг. 5 показан пример скважины 100, на которой может быть осуществлен способ. Скважина 100 содержит несколько устройств, каждое из которых приспособлено для предоставления различной оценки расхода в скважине, при этом устройства включают в себя метрический счетчик 102, штуцеры 104 (некоторые из них соединены с устройством 105 для ввода метанола и/или только опосредованно дают расход), устройство 106, связанное с приточным модулем (с перфорациями 107 в резервуаре 109), и трубу 108, только один сегмент которой показан на чертеже. Этот пример иллюстрирует добывающую скважину со всеми стандартными устройствами. Несколько добывающих скважин этого типа могут быть соединены с тестовым сепаратором для осуществления способа с фиг. 1. Способ был протестирован на установке, содержащей такие добывающие скважины, и доказал свою эффективность для улучшения

производимых оценок расхода (например, с помощью только метрического счетчика).

Далее приводится описание работы этих различных устройств, хотя это и известно специалистам в данной области техники. В процессе DVR могут быть задействованы полностью или, по меньшей мере, частично различные данные, описанные ниже, которые позволяют получить оценку расхода для каждого устройства. Действительно, ниже приводятся соответствующие данные для каждого устройства, которые должны быть определены на этапе S10 (те, которые могут быть задействованы в процессе DVR, при этом другие считаются постоянными или точными и, таким образом, в целом, не задействованы). Кроме того, приведена последовательность вычислений, позволяющая получить оценку расхода. Для тестового сепаратора данные, определенные на этапе S12, могут соответствовать деталям, приведенным ниже для многофазного метрического счетчика, за исключением адаптации, заключающейся в том, что тестовый сепаратор в действительности содержит несколько однофазных счетчиков. Набор всех вычислений образует ограничение DVR. Условие равенства между суммой оценок расхода в скважине и оценкой суммарного расхода для всех скважин задается использованием уравнения, связывающего переменные в оптимизации, лежащей в основе описанного выше DVR. Ограничение типа равенства между различными оценками расхода текущей среды в той же самой скважине поддерживается использованием той же самой переменной для обозначения этого расхода (Q_{tot} выше). Следует отметить, что соответствующие данные для некоторых устройств также относятся к метрическому счетчику, так что они определяются только один раз, при этом они представлены одной и той же переменной в оптимизации, лежащей в основе DVR. Пример, в котором DVR выполняется на основе всех этих моделей, позволяет как можно точнее оценить расход после согласования.

Как указано выше, измерение, выполненное датчиком метрического счетчика в текущей среде, представляет собой электрическое, ядерное и/или оптическое измерение. Таким образом, метрический счетчик, например, может быть приспособлен для оценки расхода на основе измерений диэлектрической проницаемости, проводимости, гамма-поглощения (для нескольких уровней энергии, как объяснялось выше), dP (падение давления), давления и температуры. Все эти измерения затем могут быть задействованы в процессе DVR. Кроме того, относящиеся к метрическому счетчику данные также могут содержать заданные допущения текущей среды, как описано выше, такие как GOR (состав текущей среды резервуара в резервуаре), засоление, параметры калибровки (гамма-поглощение, в случае многофазного счетчика: нефти/воды/газа при различных уровнях энергии и опорные величины для диэлектрической проницаемости нефти и газа). Эти допущения также могут быть задействованы в процессе DVR. Для оценки расхода метрический счетчик также основывается на константах, при этом эти константы необязательно задействованы в процессе DVR. К ним относятся уравнения диэлектрической проницаемости нефти и газа (модельная функция нефти и газа, давление, температура), состав газовой фазы, состав нефтяной фазы, геометрия Вентури и уравнение проводимости воды (функция засоления, температура, давление). Таким образом, модель многофазного метрического счетчика может вычислять фракции нефти/газа/воды в соответствии с функцией f (диэлектрическая проницаемость или проводимость, гамма-поглощение, давление, температура, GOR, засоление, состав нефти, состав газа, диэлектрическая проницаемость нефти, диэлектрическая проницаемость газа, уравнение диэлектрической проницаемости нефти и газа, или уравнение проводимости воды, гамма-поглощение нефти/воды/газа), как указано выше. Модель многофазного метрического счетчика также может вычислять плотности нефти/газа/воды в соответствии с функциями f (состав нефти, состав газа, GOR, засоление, давление, температура). Модель многофазного метрического счетчика может затем вычислять плотность смеси в соответствии с функцией f (плотности нефти/воды/газа, фракции нефти/воды/газа), затем общий расход Q_{tot} в соответствии с функцией $f(dP, \text{плотность смеси, геометрия Вентури})$, а затем расходы по фазе $Q_{oil}/Q_{water}/Q_{gas}$ в соответствии с функцией $f(Q_{tot}, \text{фракция нефти/воды/газа})$. Нижеследующее описание относится к многофазному счетчику в скважине, однако принцип сходен для каждого многофазного счетчика тестового сепаратора. Таким образом, в соответствии с этим принципом тестовый сепаратор позволяет определять различные оценки суммарных расходов по фазе $Q_{oil}'/Q_{water}'/Q_{gas}'$ независимо друг от друга. Процесс S20 DVR реализует ограничение в виде равенства посредством уравнения типа $Q_{oil}' = \text{Sum } Q_{oil}'$, производимых для каждой скважины, $Q_{water}' = \text{Sum } Q_{water}'$, производимых для каждой скважины, и $Q_{gas}' = \text{Sum } Q_{gas}'$, производимых для каждой скважины.

Как описано ниже, избыточность можно также регулировать с помощью других устройств, приспособленных для предоставления оценки расхода в скважине. Приведенные ниже оценки не дают результат по фазе, а только каждый раз общий Q_{tot} для всех трех фаз. Ограничение в виде равенства между оцененными расходами для той же самой скважины поддерживается использованием той же самой переменной Q_{tot} в процессе DVR.

Например, штуцер приспособлен для предоставления оценки расхода текущей среды в скважине на основе открытия клапана и измерения, выполненного по меньшей мере одним датчиком в текущей среде, дающей потери давления, связанные с открытием клапана (обычно два датчика давления, каждый из которых производит измерение давления, которое будет сравниваться). Таким образом, измеренные данные - это давление выше по потоку от штуцера, давление ниже по потоку от штуцера и процент открытия подводного клапана (открытие подводного штуцера в %). Допущения - это максимальный C_v и процент от-

крытия верхнего клапана (открытие устьевого штуцера в %). Все эти данные могут быть задействованы в процессе DVR. Модель также может быть основана на константе, не задействованной в DVR: на кривой характеристик дросселя. Таким образом, дроссель позволяет обеспечить расход Q_{tot} в соответствии с функцией f (давление выше по потоку, давление ниже по потоку, открытие дросселя в %, плотность смеси, максимальный C_v , кривая характеристик дросселя).

Устройство, связанное с приточным модулем, является частью добывающей скважины на резервуаре, содержащем перфорации/отверстия/впускные отверстия для приема углеводородов. Приточный модуль является виртуальным приточным устройством для углеводородов в скважине. Для этого виртуального устройства делается модель оценки расхода с помощью датчиков, принадлежащих к упомянутой части добывающей скважины. Таким образом, эта часть скважины, по существу, может быть "связана" с приточным модулем и поэтому она может быть приспособлена для выполнения оценки расхода текучей среды в скважине в соответствии с моделью. Оценка выполняется на основе измерения давления, выполненного по меньшей мере одним датчиком в отношении текучей среды, и физико-химических свойств текучей среды, причем все эти данные могут быть задействованы в процессе DVR. Приточный модуль позволяет оценить расход на основе измерений, которые представляют собой давление на забое скважины (потенциально давление на входном отверстии трубы, если трубу уподобить скважине) и начальное давление резервуара. Модель также задействует допущение, которое заменяет начальное давление резервуара во время добычи, т.е. интерполированное давление резервуара (предоставленное геологом). Эти данные задействуются в DVR. Также используются незадействованные константы: свойства связи слой-забой. Таким образом, можно оценить расход текучей среды Q_{tot} в соответствии с функцией f (давление на забое скважины, давление резервуара (начальное или интерполированное), свойства связи слой-забой).

Труба приспособлена для предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе геометрических и/или механических свойств трубы и измерения, выполненного по меньшей мере одним датчиком в текучей среде, дающей потери давления, связанные с геометрическими и/или механическими свойствами трубы. Таким образом, измеряются входное давление и выходное давление и/или входная температура и выходная температура, при этом формируются допущения механических свойств и тепловых свойств трубы. Все эти данные могут быть задействованы в DVR.

При этом незадействованная константа, т.е. геометрия трубы, служит основой для рекурсивного выполнения серии вычислений, обеспечивающих возможность схождения к оценке расхода. Эти вычисления представляют собой вычисления скорости в соответствии с функцией $f(Q_{tot}, \text{геометрия трубы})$, условиями потока в соответствии с функцией $f(\text{состав нефти, состав газа, плотность смеси, скорость})$, общий расход в соответствии с функцией $f(\text{входное давление, выходное давление, плотность смеси, геометрия трубы, механические свойства, условия потока})$ или в соответствии с функцией $f(\text{входная температура, выходная температура, плотность смеси, геометрия трубы, тепловые свойства, условия потока})$. Эта последовательность вычислений повторяется рекурсивно, как упомянуто выше.

Разумеется, пример с фиг. 5 теоретически позволяет согласовать многие данные с избыточностью, имеющей степень, равную количеству доступных оценок. Однако для скважин, в которых собрано меньшее количество данных или когда некоторые данные опущены, как упомянуто выше, можно согласовать только комбинацию описанных выше моделей. При условии, что имеется по меньшей мере одна оценка на скважину и тестовый сепаратор, связывающий скважины, способ с фиг. 1 улучшает оценку по скважине.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ добычи углеводородов на линии установки для добычи углеводородов, содержащей по меньшей мере две добывающие скважины, причем каждая добывающая скважина содержит по меньшей мере одно устройство, выполненное с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных, при этом скважины соединены с тестовым сепаратором, выполненным с возможностью предоставления оценки суммарного расхода текучей среды для всех скважин на основе соответствующих данных, причем во время добычи способ содержит

определение (S10) данных, соответствующих предоставлению оценки расхода с помощью устройства каждой скважины;

определение (S12) данных, соответствующих предоставлению оценки суммарного расхода с помощью тестового сепаратора; и

процесс (S20) согласования и валидации данных (DVR), задействующий определенные данные, при этом согласование обусловлено условием равенства, по меньшей мере по существу, между суммой оценок расхода текучей среды, предоставляемых устройством каждой скважины, и оцененным суммарным расходом, предоставляемым тестовым сепаратором, причем посредством процесса DVR минимизируют штрафную функцию, которая для каждого согласованного данного штрафует разницу между его значением до согласования и его согласованным значением, для каждого согласованного данного, соответствующего каждому определенному данному.

2. Способ по п.1, в котором данные, соответствующие предоставлению оценки суммарного расхода

с помощью тестового сепаратора, включают в себя по меньшей мере одно измерение, выполненное датчиком тестового сепаратора.

3. Способ по п.2, в котором тестовый сепаратор содержит по меньшей мере один метрический счетчик, при этом датчик, выполняющий измерение, представляет собой датчик метрического счетчика.

4. Способ по п.3, в котором тестовый сепаратор содержит несколько однофазных метрических счетчиков, каждый из которых выполнен с возможностью предоставления оценки расхода соответствующей фазы текучей среды на основе измерения, выполненного соответствующим датчиком.

5. Способ по любому из пп.1-4, в котором текучая среда содержит водяную фазу, газовую фазу и нефтяную фазу.

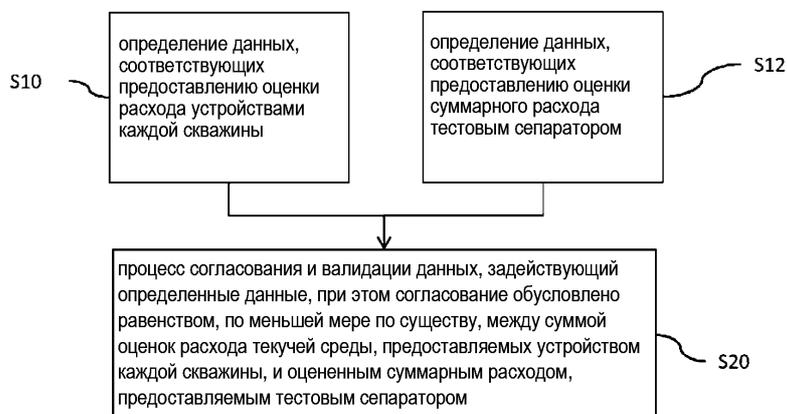
6. Способ по любому из пп.1-5, в котором по меньшей мере одна добывающая скважина содержит метрический счетчик, выполненный с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных, включая измерение, выполненное по меньшей мере одним датчиком метрического счетчика в отношении текучей среды.

7. Способ по п.6, в котором добывающая скважина, содержащая метрический счетчик, дополнительно содержит по меньшей мере одно другое устройство, выполненное с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных, определенных и задействованных в процессе согласования и валидации данных.

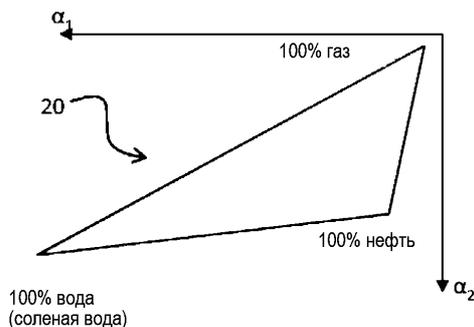
8. Способ по п.7, в котором упомянутое другое устройство представляет собой штуцер, устройство, связанное с приточным модулем, и/или трубу.

9. Устройство хранения данных с записанной на нем компьютерной программой, содержащей команды для осуществления способа по любому из пп.1-8.

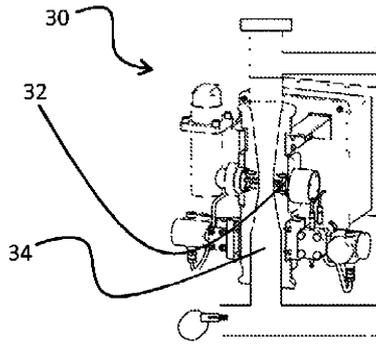
10. Установка для добычи углеводородов, содержащая добывающую линию, содержащую по меньшей мере две добывающие скважины, причем каждая добывающая скважина содержит по меньшей мере одно устройство, выполненное с возможностью предоставления оценки расхода текучей среды в скважине на основе соответствующих данных, при этом скважины соединены с тестовым сепаратором, выполненным с возможностью предоставления оценки суммарного расхода текучей среды для всех скважин на основе соответствующих данных; и систему, содержащую устройство хранения данных с записанной на нем компьютерной программой по п.9, причем система выполнена с возможностью коммуникации с упомянутыми устройствами и тестовым сепаратором добывающей линии.



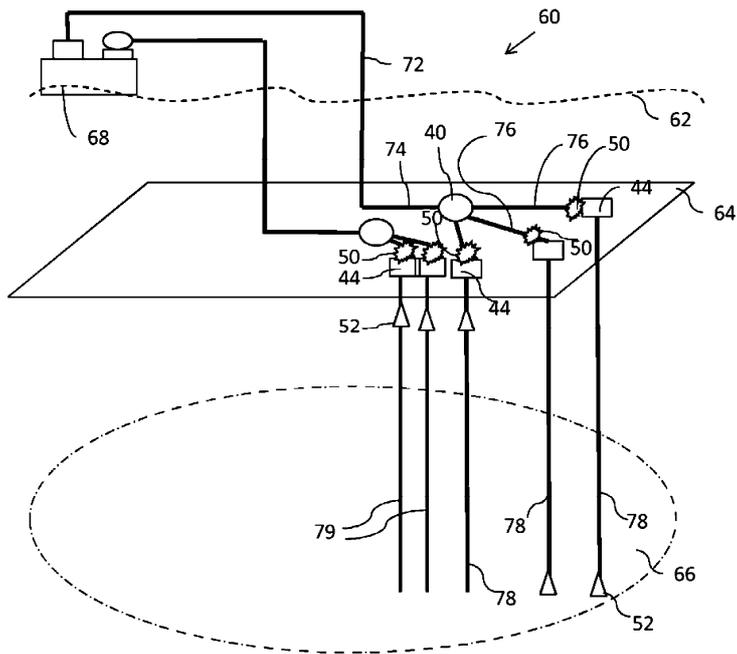
Фиг. 1



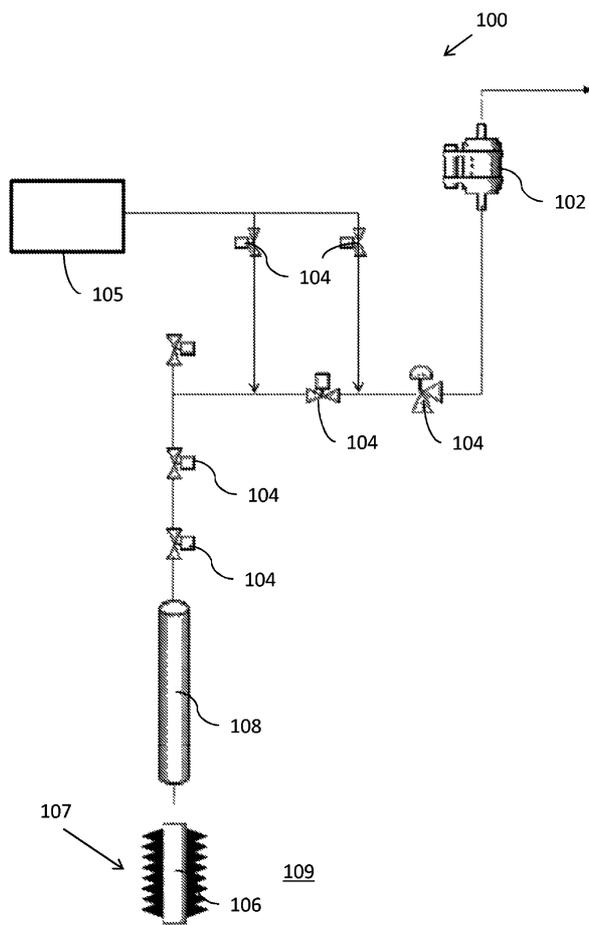
Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5