

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **201992361** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.02.21

(22) Дата подачи заявки
2018.04.05

(51) Int. Cl. *E21B 43/34* (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)
F04D 31/00 (2006.01)
F16L 55/04 (2006.01)
F17D 1/20 (2006.01)

(54) ДОВЕДЕНИЕ ДО ТРЕБУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ТЕКУЧЕЙ СРЕДЫ

(31) **1705517.9**

(32) **2017.04.05**

(33) **GB**

(86) **PCT/NO2018/050093**

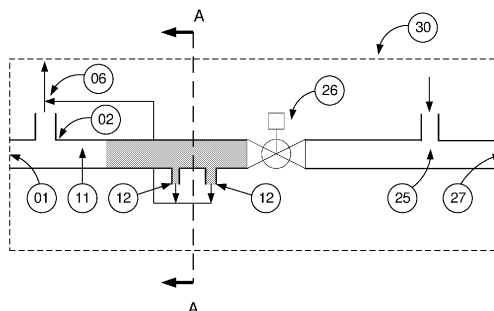
(87) **WO 2018/186752 2018.10.11**

(71) Заявитель:
ЭКВИНОР ЭНЕРДЖИ АС (NO)

(72) Изобретатель:
Бренне Ларс (NO)

(74) Представитель:
Медведев В.Н. (RU)

(57) Предложено устройство (30) и способ доведения до требуемых параметров многофазного потока из питающей трубы (101) из нефтегазонасосной скважины. Устройство (30) содержит продолговатый резервуар (11), имеющий первый конец для приема потока многофазной текучей среды из питающей трубы и второй закрытый конец, причем обеспечены выпускное отверстие (02) для газа из верхней части первого конца, область отделения жидкости далее по потоку от первого конца и выпускное отверстие (12) для жидкости из нижней части области отделения жидкости; и газожидкостный смеситель, с которым соединены выпускные отверстия для газа и жидкости таким образом, чтобы обеспечивать возможность повторного совмещения газа и жидкости. Резервуар (11) выполнен с возможностью поглощать пульсации жидкости так, чтобы расход из выпускного отверстия для жидкости был относительно неизменным с течением времени по сравнению с расходом потока, принимаемого устройством.



A1

201992361

201992361

A1

ДОВЕДЕНИЕ ДО ТРЕБУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ТЕКУЧЕЙ СРЕДЫ

Изобретение относится к сжатию потока многофазной текучей среды, в частности, к такому потоку, содержащему нефть и/или воду, добываемую из нефтегазоносной скважины. Оно в частности относится к доведению до требуемых параметров текучей среды для способствования ее сжатию для транспортировки далее по потоку.

При первой разработке залежей углеводорода, очень высоких давлений в подпочвенных резервуарах, где они расположены, обычно более чем достаточно для обеспечения возможности добывания углеводородов и, в случае залежей под морским дном, для транспортировки на платформу на поверхности с подходящим расходом. Однако это давление снижается со временем по мере разработки залежи. Дополнительно, желательна добыча углеводородов из более граничных залежей, давления в которых не такие высокие.

Для обеспечения этого, установки на морском дне требуют оборудования для увеличения давления в потоке от ствола скважины для достижения оптимальной разработки резервуара. Это обеспечивает уменьшение давления в стволе скважины, которое впоследствии приводит к ускорению добычи из резервуара, таким образом обеспечивая стабильный режим потока.

Решения предыдущего уровня техники включают использование насосов для накачивания жидкостей (воды, неочищенной нефти и т.д.), и смешивания жидкости и газа там, где жидкость составляет более 5% объема, при этом были разработаны компрессоры, выполненные с возможностью накачивания влажного газа.

Настоящее изобретение относится к использованию компрессоров для сжатия многофазных текучих сред, т.е. смесей жидкости и газа, содержащих углеводороды и часто воду. Несмотря на то, что, как было указано, были разработаны компрессоры, выполненные с возможностью сжатия таких смесей, они в целом требуют нахождения содержания жидкости смеси в пределах определенного диапазона и исключения его чрезмерной изменчивости со временем. Так как жидкости являются по существу несжимаемыми, а также намного более плотными, чем газ, изменения в содержании жидкости сильно влияют на нагрузку, которой подвергается компрессор. В частности, «пробки» жидкости, проникающей в компрессор, могут вызывать серьезные проблемы.

Эта проблема была решена в ранее опубликованной патентной заявке заявителя, WO2009131462, в которой раскрыто использование устройства выравнивания потока или «стабилизатора потока» для обработки главным образом жидкого компонента текучей среды ранее по потоку от компрессора. Стабилизатор потока выполнен с возможностью приема многофазного потока главным образом углеводородов от одной или более подводных скважин для передачи и подачи равномерного потока газа и жидкости на компрессор жидкого газа. Это включает разделение текучей среды из эксплуатационного трубопровода на потоки главным образом жидкости и главным образом газа. Первый из

них затем протекает к стабилизатору потока, который улавливает «пробки» жидкости и функционирует как резервуар, из которого жидкость может протекать по существу с постоянным расходом. Далее по потоку от стабилизатора потока жидкость обратно добавляют в поток главным образом газа, содержание газа в котором может быть увеличено рециркулируемым газом, перед подачей смешанной многофазной текучей среды в компрессор. На выходной стороне компрессора для обеспечения потока газа для рециркуляции используют устройство отвода жидкости. Относительные потоки газа и жидкости могут регулировать для балансирования системы с целью подачи желаемой смеси на впускное отверстие компрессора.

Эта система предыдущего уровня техники проиллюстрирована на фиг. 2 и описана далее в связи с вариантами реализации изобретения, которые более подробно описаны далее.

Несмотря на то, что эта система является очень эффективной с точки зрения обеспечения желаемого доведения до требуемых параметров потока, или стабилизации потока, для обеспечения возможности работы компрессора, она имеет недостаток в виде громоздкой конструкции. В частности, резервуар стабилизатора потока занимает очень большой объем, а описанная конфигурация, в которой компрессор расположен выше него, приводит к очень высокой и громоздкой конструкции. Дополнительно, ее конструкция требует использования относительно малых диаметров трубы, обычно 18 дюймов (45,72 см), там, где происходит изначальное разделение, и, следовательно, скорость потока текучей среды является относительно высокой, обычно 10–25 м/с. В таких условиях потока, пульсации жидкости имеют свойство рассредотачиваться, поэтому их не легко разделить описанным сепаратором потока в виде Т-образной трубы.

Настоящее изобретение, по меньшей мере в его предпочтительных вариантах, направлено на устранение этих и других недостатков.

Согласно первому аспекту изобретения обеспечено устройство для доведения до требуемых параметров потока многофазного потока из питающей трубы из нефтегазоносной скважины, причем устройство содержит: продолговатый резервуар, имеющий первый конец для приема потока многофазной текучей среды из питающей трубы и второй закрытый конец, причем обеспечены выпускное отверстие для газа из верхней части первого конца, область отделения жидкости далее по потоку от первого конца и выпускное отверстие для жидкости из нижней части области отделения жидкости; и газожидкостный смеситель, с которым соединены выпускные отверстия для газа и жидкости таким образом, чтобы обеспечивать возможность повторного объединения газа и жидкости; при этом резервуар выполнен с возможностью поглощения пульсации жидкости так, чтобы расход из выпускного отверстия для жидкости был относительно неизменным с течением времени по сравнению с расходом потока, принимаемого устройством.

Устройство может быть предназначено для доведения до требуемых параметров потока многофазного потока из питающей трубы из нефтегазоносной скважины перед его

подачей на многофазный компрессор. Однако оно также может быть предназначено для доведения до требуемых параметров потока такого потока перед его подачей на что-либо другое, кроме многофазного компрессора. Таким образом, устройство может быть предназначено для доведения до требуемых параметров потока для подачи далее по потоку с любой подходящей целью. Например, устройство может быть предназначено для доведения до требуемых параметров потока для подачи на транспортировочную трубу, насос или любую другую установку или устройство обработки текучей среды, такое как центрифуга или устройство обработки текучей среды, содержащее вращающиеся детали. То есть, разделенные газ и жидкость могут быть повторно объединены для подачи на компрессор. Кроме того, газожидкостный смеситель, с которым соединены выпускные отверстия для газа и жидкости, может быть выполнен так, чтобы обеспечивать возможность повторного объединения разделенных газа и жидкости для подачи далее по потоку для любой подходящей цели, например, на компрессор, насос, транспортировочную трубу, насос или любую другую установку или устройство обработки текучей среды, такое как центрифуга или устройство обработки текучей среды, содержащее вращающиеся детали. Следовательно, несмотря на то, что описание в настоящем документе главным образом относится к компрессору, следует понимать, что также могут быть использованы другие установки обработки текучей среды, устройства или центрифуги.

В отличие от системы предыдущего уровня техники, описанной выше, эта конфигурация обеспечивает отделение газа, а также выполняет функцию улавливания пробок и функцию резервуара в одной конструкции, представляя собой продолговатый резервуар. Это значительно упрощает конструкцию.

Указанные выпускные отверстия могут содержать один канал или несколько каналов, расположенных параллельно, в зависимости от требований. Выпускные отверстия могут быть образованы в стенках продолговатого резервуара и отходить от них.

Кроме того, несмотря на то, что продолговатый резервуар может представлять собой специально разработанный сосуд, предпочтительно он представляет собой отрезок питающей трубы от нефтегазонасосной скважины или трубу, подобную ей по диаметру. Это использует преимущество очень большого диаметра таких труб (обычно 30 дюймов (76,2 см)). Таким образом, посредством предпочтительной формы настоящего изобретения, сам трубопровод может быть использован для образования разделительного резервуара, таким образом устраняя необходимость в отдельном громоздком компоненте и обеспечивая дополнительное упрощение конструкции. В действительности, это само по себе считается изобретательским замыслом. Следовательно, другой аспект изобретения обеспечивает устройство для доведения до требуемых параметров потока, содержащее секцию питающего трубопровода в качестве разделительного резервуара. Большой диаметр, обеспечиваемый питающей трубой, обуславливает относительно низкую скорость потока, что приводит к расслоенному потоку и, следовательно, способствует разделению жидкости и газа. Соответственно, диаметр резервуара предпочтительно составляет по

меньшей мере 20 дюймов (50,8 см), предпочтительно 24 дюйма (60,96 см) и наиболее предпочтительно по меньшей мере 30 дюймов (76,2 см), или он предпочтительно выполнен таким образом, чтобы принимать по существу расслоенный поток.

В альтернативном варианте, где резервуар не оснащен питающей трубой, резервуар может иметь такой же диаметр, что и питающая труба, или меньший диаметр. Однако он может иметь больший диаметр, чем питающая труба, и, следовательно, может иметь преимущество того, что поток текучей среды в нем может быть более медленным, что улучшает разделение текучей среды.

Второй конец трубопровода (или другого сосуда, образующего резервуар) может быть постоянно закрытым, например, посредством пробки или забойного листа, но предпочтительно для этой цели используют клапан. Это позволяет при необходимости обходить компрессор и устройство для доведения до требуемых параметров потока, так как открывание клапана обеспечивается возможность прямого прохождения текучей среды через трубопровод.

Смеситель, расположенный далее по потоку от резервуара, может являться любым подходящим газожидкостным смесителем, например, трубкой Вентури. Однако, для простоты конструкции, предпочтительно использовать простой соединитель в виде Т-образной трубы, в котором жидкость направляют в поток газа.

Хотя во многих случаях достаточная длина питающей трубы будет обеспечивать приемлемый резервуар разделения, может быть обеспечен вспомогательный резервуар (или их множество), расположенный последовательно с продолговатым резервуаром и соединенный с ним посредством выпускного отверстия для жидкости из него.

Предпочтительно, регулятор (регуляторы) или ограничитель (ограничители) потока обеспечены в пути (путях) потока из выпускного отверстия для жидкости и/или выпускного отверстия для газа к смешивающему устройству для обеспечения возможности регулирования или предварительного задания параметров смеси газа/жидкости до оптимального уровня, подходящего для питания компрессора.

Хотя устройство изобретения может быть выполнено за одно целое с компрессором в одном модуле (как в системе предыдущего уровня техники), предпочтительно компрессор выполнен отдельно, а наиболее предпочтительно – расположен удаленно. Это уменьшает размер модуля, обеспечивает возможность оптимального размещения компрессора и имеет определенные преимущества с точки зрения безопасности. Соответственно, в дополнение к выпускному отверстию для соединения подающей трубы с компрессором, устройство предпочтительно дополнительно содержит впускное отверстие для приема сжатой многофазной текучей среды из компрессора и путь потока для возврата сжатой текучей среды в питающую трубу.

Хотя в некоторых случаях сжатый газ могут возвращать непосредственно в питающий трубопровод для дальнейшей передачи, устройство может дополнительно содержать устройство отвода жидкости в пути потока для отделения газа от сжатой

текучей среды, и канал для обеспечения возможности добавления по меньшей мере некоторой части отделенного газа в подачу на компрессор. Таким образом, обеспечена система рециркуляции газа, как в системе предыдущего уровня техники. Такую рециркуляцию отделенного газа могут регулировать для оптимизации (например, регулирования или предварительного задания параметров) смеси газа и жидкости, подаваемой на компрессор. Обычно, она может быть оптимизирована для начала разработки месторождения, при котором ожидаются более низкие скорости газа и могут происходить большие изменения свойств жидкости.

Следует понимать, что устройство для доведения до требуемых параметров потока обычно используют в сочетании с компрессором. Таким образом, согласно другому аспекту изобретение обеспечивает сочетание устройства для доведения до требуемых параметров потока, как описано выше, и компрессор, причем компрессор выполнен с возможностью приема доведенной до требуемых параметров многофазной текучей среды от устройства, сжатия многофазной текучей среды, и возвращения текучей среды в устройство.

Как указано выше, резервуар предпочтительно частично образован питающим трубопроводом из нефтегазоносной скважины, к которой он соединен. Следовательно, в таком случае эта текучая среда от питающей линии протекает непосредственно в резервуар, который образует его продолжение, а сжатую многофазную текучую среду возвращают в питающую линию на участке, расположенном далее по потоку.

Устройство может быть выполнено таким образом, чтобы во время эксплуатации обеспечивать протекание всех текучих сред, протекающих из питающей линии, в резервуар.

Вспомогательный резервуар может быть расположен далее по потоку от выпускного отверстия для жидкости продолговатого резервуара и может быть выполнен с возможностью приема потока из него. Вспомогательный резервуар может быть выполнен с возможностью приема всего потока из выпускного отверстия для жидкости продолговатого резервуара. Вспомогательный резервуар может содержать выпускное отверстие для газа в своем верхнем участке и может содержать выпускное отверстие для жидкости в своем нижнем участке. Выпускное отверстие для газа вспомогательного резервуара может быть выполнено таким образом, чтобы обеспечивать объединение газа, протекающего через него, с потоком из выпускного отверстия для газа продолговатого резервуара. Устройство может быть выполнено таким образом, чтобы обеспечивать объединение потока, проходящего через выпускное отверстие для жидкости вспомогательного резервуара, с потоком из выпускного отверстия для газа продолговатого резервуара для подачи на компрессор. Клапан, ограничитель или другое подходящее устройство регулирования расхода может быть обеспечено далее по потоку от выпускного отверстия для жидкости вспомогательного резервуара для регулирования расхода потока жидкости, объединяемого с потоком из выпускного отверстия для газа продолговатого резервуара. Вспомогательный резервуар может быть по существу

идентичным продолговатому резервуару. Он может быть расположен ниже продолговатого резервуара и выполнен таким образом, чтобы обеспечивать протекание жидкости из продолговатого резервуара во вспомогательный резервуар под действием силы тяжести. Вспомогательный резервуар может быть закрытым с обоих концов таким образом, чтобы текучая среда проникала только из продолговатого резервуара и выходила через выпускное отверстие для газа или выпускное отверстие для жидкости. Устройство может быть выполнено таким образом, чтобы обеспечивать возможность перетекания жидкости из вспомогательного резервуара в поток из выпускного отверстия для газа продолговатого резервуара. Например, жидкость может перетекать из вспомогательного резервуара через его выпускное отверстие для газа.

Устройство может содержать множество вспомогательных резервуаров, как описано. Множество вспомогательных резервуаров могут быть расположены параллельно друг другу, и они могут быть выполнены таким образом, чтобы обеспечивать возможность разделения потока из продолговатого резервуара между вспомогательными резервуарами. Соответствующие выпускные отверстия для газа вспомогательных резервуаров могут сообщаться по текучей среде друг с другом и могут быть соединены трубой или трубами. Выпускные отверстия для газа могут быть выполнены таким образом, чтобы объединять проходящий через них поток с потоком из выпускного отверстия для газа продолговатого резервуара. Выпускные отверстия для жидкости каждого вспомогательного резервуара могут быть выполнены с возможностью объединения с потоком из выпускного отверстия для газа продолговатого резервуара на том же участке. То есть выпускные отверстия для жидкости могут сообщаться друг с другом через трубу или трубы, соединенные с потоком из выпускного отверстия для газа. Регулятор потока может быть обеспечен для регулирования расхода жидкости из вспомогательных резервуаров. Устройство и вспомогательные резервуары могут быть выполнены таким образом, чтобы уровень жидкости в каждом из них был по существу одинаковым. Могут быть обеспечены соединительные трубы, непосредственно соединяющие каждый из вспомогательных резервуаров. Трубы, соединяющие резервуары, могут быть открытыми, чтобы исключать наличие ограничений потока между резервуарами.

Выпускное отверстие для газа продолговатого резервуара может быть выполнено с возможностью разделения потока газа в нем на два потока и может быть выполнено с возможностью равного разделения потока газа, например, таким образом, чтобы направлять одинаковое количество газа по каждому пути потока. Например, Т-образная труба может быть расположена выше выпускного отверстия для газа продолговатого резервуара. Может быть обеспечено объединение потока газа и жидкости из вспомогательного резервуара только с одним из двух потоков газа. Устройство может быть выполнено так, чтобы газ из вспомогательного резервуара объединялся с одним из двух потоков газа из продолговатого резервуара, причем жидкость объединяется с обоими потоками. Регуляторы потока могут быть обеспечены для регулирования потока жидкости

из вспомогательного резервуара к каждому из двух потоков из выпускного отверстия для газа продолговатого резервуара. Регуляторы потока могут быть обеспечены для регулирования потоков из выпускного отверстия для газа продолговатого резервуара. Может быть обеспечено объединение потока газа и/или жидкости из вспомогательного резервуара с потоком из обоих потоков газа. Устройство может быть выполнено так, чтобы равномерно распределять поток жидкости в каждый из двух потоков газа для обеспечения равного распределения гликолевой и/или антигидратной текучей среды далее по потоку от устройства. Множество вспомогательных резервуаров, как описано выше, может быть использовано с этой конфигурацией, в которой поток газа из продолговатого резервуара разделяют на два потока.

Вспомогательные резервуары могут быть выполнены с возможностью установки в существующее устройство для доведения до требуемых параметров потока. Таким образом, настоящее изобретение может обеспечивать способ установки вспомогательного резервуара, как описано в настоящем документе, в устройство для доведения до требуемых параметров потока, как описано в настоящем документе, для увеличения емкости устройства для доведения до требуемых параметров потока таким образом с целью поглощения пульсаций.

Устройство может быть выполнено с возможностью возвращения части потока (например, жидкости) из вспомогательного резервуара в участок ранее по потоку от выпускного отверстия для газа продолговатого резервуара. Устройство может быть выполнено с возможностью обеспечения потока жидкости к точке ранее по потоку от продолговатого резервуара под действием силы тяжести. Ограничения и/или расходные клапаны могут быть обеспечены для регулирования потока в участке ранее по потоку. Следовательно, устройство может быть выполнено с возможностью предотвращения нагнетания большого объема жидкости потоком газа к компрессору далее по потоку от устройства во время начала разработки. Далее по потоку от вспомогательного резервуара может быть обеспечен клапан для предотвращения и/или регулирования потока жидкости из вспомогательного резервуара, причем этот клапан может быть использован для предотвращения проникновения жидкости во впускное отверстие компрессора, например, во время начала разработки. Обходная труба может быть обеспечена для обхода компрессора, и обходная труба может быть оснащена регулятором потока для регулирования потока, проходящего через нее.

Соответственно, согласно другому аспекту изобретение обеспечивает систему для доведения до требуемых параметров потока многофазного потока в питающей трубе из нефтегазонасной скважины и его подачи на устройство обработки многофазной текучей среды, причем система содержит: участок питающей трубы, имеющий закрытый конец, таким образом образующий резервуар, в котором образовано выпускное отверстие для газа из верхней части питающей трубы ранее по потоку от закрытого конца, область отделения жидкости далее по потоку от него и выпускное отверстие для жидкости из нижней части области отделения жидкости; газожидкостный смеситель, с которым

соединены выпускные отверстия для газа и жидкости таким образом, что разделенные газ и жидкость могут быть повторно совмещены для подачи на устройство обработки текучей среды; путь потока для приема сжатой текучей среды из устройства обработки текучей среды, соединенный с питающей трубой для возвращения сжатой текучей среды к нему; при этом резервуар выполнен с возможностью поглощения пульсаций жидкости так, чтобы обеспечивать относительную неизменность расхода из выпускного отверстия для жидкости с течением времени по сравнению с расходом потока, принимаемого устройством.

Устройство обработки многофазной текучей среды может представлять собой многофазный компрессор или может являться любым подходящим устройством обработки текучей среды, как описано в настоящем документе.

Такая система предпочтительно содержит устройство, имеющие некоторые или все из предпочтительных признаков первого аспекта изобретения.

Изобретение также распространяется на соответствующий способ. Таким образом, согласно еще одному аспекту изобретение обеспечивает способ доведения до требуемых параметров многофазного потока из питающей трубы из нефтегазоносной скважины, причем способ включает: прием многофазной текучей среды от питающей трубы на первом конце продолговатого резервуара, причем резервуар имеет второй закрытый конец, причем обеспечены выпускное отверстие для газа из верхней части первого конца, выполненное с возможностью вытекания газа из него, область отделения жидкости, расположенная далее по потоку от первого конца, и выпускное отверстие для жидкости из нижней части области отделения жидкости, из которого обеспечено вытекание текучей среды, главным образом содержащей жидкость; и при этом обеспечено протекание текучих сред к газожидкостному смесителю, в котором разделенные газ и жидкость повторно совмещают; при этом резервуар выполнен с возможностью поглощать пульсации жидкости так, чтобы расход из выпускного отверстия для жидкости был относительно неизменным с течением времени по сравнению с расходом потока, принимаемого устройством.

Изобретение может обеспечивать способ доведения до требуемых параметров потока многофазного потока из питающей трубы из нефтегазоносной скважины перед его подачей на многофазный компрессор или любое подходящее устройство обработки текучей среды, как описано в настоящем документе. Отделенные газ и жидкость могут быть повторно совмещены для подачи на компрессор или любое подходящее устройство обработки текучей среды, как описано в настоящем документе.

Способ может дополнительно включать этапы, соответствующие использованию предпочтительных признаков устройства, описанного выше, таких как сжатие многофазной текучей среды на удаленном устройстве обработки текучей среды и ее возвращение в трубопровод.

Аналогично, он может дополнительно включать отделение газа из сжатой текучей среды и его обратную рециркуляцию через устройство обработки текучей среды для

оптимизации смеси, подаваемой на впускное отверстие компрессора.

Устройство обработки текучей среды может представлять собой компрессор или любое другое подходящее устройство обработки текучей среды.

Дополнительный аспект изобретения относится к управлению компрессором. Обычно управление такими компрессорами осуществляют с использованием частотного преобразователя скорости (ЧПС), а управление такими контроллерами осуществляют в зависимости от различных параметров: обычно постоянное выпускное давление; постоянная скорость; или постоянный крутящий момент (регулировка крутящего момента). Однако изобретатели признают, что, в частности, в случаях, где ток двигателя или колебания крутящего момента установки превышают данное пороговое значение, например 5% (колебания обычно составляют 1–2% только для газа), вследствие крайне изменчивой прилагаемой нагрузки от многофазного потока, режим управления частотным преобразователем скорости может быть изменен на режим управления постоянного крутящего момента. Использование частотного преобразователя скорости предоставляет новые возможности обработки колебаний крутящего момента для многофазного потока, даже в случае доведенного до требуемых параметров потока.

Следовательно, согласно еще одному аспекту изобретение обеспечивает устройство для управления устройством обработки текучей среды для сжатия многофазного потока, при этом по меньшей мере при некоторых условиях (таких как указанные выше), устройство поддерживает крутящий момент, приводящий в действие компрессор, по существу на постоянном уровне при изменении содержания жидкости текучей среды со временем. При других условиях оно может функционировать в другом режиме управления. Соответственно, согласно этому аспекту изобретение может рассматриваться как содержащее устройство для управления устройством обработки текучей среды для сжатия многофазного потока, причем устройство выполнено так, что при превышении колебанием крутящего момента заранее определенного порогового значения обеспечивать переключение устройства на управление устройством обработки текучей среды, чтобы поддерживать крутящий момент, приводящий в действие устройство обработки текучей среды, по существу на постоянном уровне при изменении содержания жидкости текучей среды со временем. В настоящем документе этот режим управления именуется как «режим управления крутящим моментом».

Устройство обработки текучей среды может представлять собой компрессор или может являться любым подходящим устройством обработки текучей среды, как описано в настоящем документе.

Эта конфигурация предотвращает или по меньшей мере уменьшает изменения крутящего момента вала компрессора вследствие пульсации жидкости и т.д.

Пороговое значение может быть больше или равно 3% или более предпочтительно составлять 5%. Предпочтительно оно составляет меньше 10%, а более предпочтительно меньше чем 7%. Наиболее предпочтительно пороговое значение составляет (по меньшей мере приблизительно) 5%.

Устройство предпочтительно содержит контроллер, который может являться частотным преобразователем скорости (ЧПС), подходящим для функционирования в режиме управления крутящим моментом, или содержать его.

Контроллер предпочтительно принимает информацию о составе жидкости, например, наличие пробок жидкости, ранее по потоку от него, и функционирует в соответствии с ней. Эта информация может быть получена от подходящего многофазного расходомера. Содержание жидкости, проходящей через компрессор, может быть дополнительно или альтернативно определено по меньшей мере частично на основании переходного уровня электрического тока, потребляемого компрессором, так как известно, что он увеличивается с содержанием жидкости.

В действительности, влияние колебания переходной массы на крутящий момент на вал может быть установлено любым подходящим способом, например, посредством расходомера (как указано выше) или анализа переходных процессов дифференциального давления или локального давления, зарегистрированного ранее по потоку от установки, или из параметров установки, таких как ток двигателя, измеренная скорость вала, положение вала или ток обмотки подшипника. Частотным преобразователем скорости могут управлять так, чтобы исключать его функционирование с постоянным крутящим моментом менее заранее определенного порогового значения. Это заранее определенное пороговое значение может являться колебанием крутящего момента, составляющим 3%, или более предпочтительно колебанием крутящего момента, составляющим 5%. Заранее определенное пороговое значение колебания крутящего момента может составлять 10%.

Таким образом, по меньшей мере если контроллер определяет, что колебание переходной массы жидкости имеет влияние (или может иметь влияние) на крутящий момент вала на величину, превышающую заранее определенный пороговое значение, частотный преобразователь скорости может быть переведен в режим управления крутящим моментом таким образом, чтобы регулировать рабочую скорость для поддержания постоянного уровня крутящего момента вала. Он может быть переведен в другой режим ниже указанного порогового значения (или на более низком пороговом значении).

Кроме того, так как большее содержание жидкости приводит к генерации более высокого выходного давления компрессором, этот режим управления имеет преимущество стабилизации коэффициента давления компрессора от времени.

Колебание в крутящем моменте может представлять собой изменение в крутящем моменте за единицу времени, и может представлять собой изменение в пределах временной шкалы времени порядка 1 секунды. Колебание крутящего момента может являться изменением за секунду. Контроллер может быть выполнен с возможностью переключения в режим постоянного крутящего момента при превышении изменением в крутящем моменте заранее определенного порогового значения (например, приблизительно 10%) за заранее определенный промежуток времени (например, приблизительно 1 секунду). Следовательно, контроллер могут переводить в режим

постоянного крутящего момента, только если пороговое значение колебания превышено и скорость изменения крутящего момента превышает заранее определенную скорость.

Изобретение также распространяется на соответствующий способ. Следовательно, согласно еще одному аспекту изобретение обеспечивает способ управления устройством обработки текучей среды для сжатия многофазного потока, включающий поддержание крутящего момента, приводящего в действие устройство обработки текучей среды, по существу на постоянном уровне при изменении содержания жидкости текучей среды с течением времени.

Устройство обработки текучей среды может представлять собой компрессор, любое подходящее устройство обработки текучей среды, как описано в настоящем документе.

Следует понимать, что описанные выше различные аспекты изобретения могут быть совмещены в одной установке. Следовательно, предпочтительные аспекты изобретения включают такие сочетания.

Ниже определенные предпочтительные варианты реализации настоящего изобретения будут описаны исключительно в качестве примера со ссылкой на сопроводительные чертежи, на которых:–

На фиг. 1 показана горизонтальная проекция установки на дне моря, изображающая эксплуатационный трубопровод и соответствующие компоненты;

На фиг. 2 показан схематический вид в частичном разрезе подводной системы доведения до требуемых параметров потока и компрессора предыдущего уровня техники;

На фиг. 3 показан схематический вид в вертикальном разрезе, изображающий обзор подводной системы доведения до требуемых параметров потока в соответствии с вариантом реализации изобретения;

На фиг. 4 показан схематический вид в разрезе вдоль линии А–А на фиг. 3;

На фиг. 5 показан более подробный схематический вид в вертикальном разрезе, в целом соответствующий фиг. 3;

На фиг. 6 показан схематический вид в разрезе альтернативной системы доведения до требуемых параметров потока в соответствии с вариантом реализации изобретения;

На фиг. 7 показан схематический вид в разрезе другой альтернативной системы доведения до требуемых параметров потока в соответствии с вариантом реализации изобретения; и

На фиг. 8 показан схематический вид в вертикальном разрезе системы, содержащей устройство доведения до требуемых параметров потока в соответствии с вариантом реализации изобретения.

Сначала со ссылкой на фиг. 1 изображена подводная установка 100, которая изображает взаимоотношение между системой компрессора и несколькими опорными плитами скважины. В частности, эксплуатационный трубопровод 101 принимает добытые углеводороды из устьев скважин на каждой из опорных пластин 102, 103 и 104 через гибкие трубы 105, 106 и 107. Дополнительно обеспечен блок 108 ввода очистного скребка

для обеспечения возможности очистки трубопровода скребком при необходимости.

Установка дополнительно оснащена подводной системой компрессора, содержащей узел 109 для доведения до требуемых параметров потока и компрессор 110. (Узел для доведения до требуемых параметров потока заменяет секцию трубопровода). Навесной кабель 114 соединяет контроллер 112 с компрессором 110. Контроллер 12 соединен с берегом посредством кабеля 113. Как хорошо известно в области техники, подводные системы сжатия предоставляют для обеспечения возможности добычи углеводородов с приемлемым расходом при недостаточном давлении подземного резервуара углеводородов, например, после периода добычи. Сжатая текучая среда продолжает протекать далее на ссылочной позиции 111 в итоге к платформе на поверхности.

Однако если текучая среда содержит нефть и/или воду, а также газ, и, следовательно, является многофазной, сжатие такой текучей среды не является простым. Компонент жидкой фазы в целом является несжимаемым, а также имеет намного большую плотность, чем газовая фаза. Несмотря на то, что подходящие компрессоры выполнены с возможностью обработки газообразного потока, содержащего определенное количество жидкостей, для способствования этому, содержание жидкости должно быть достаточно постоянным и находиться в пределах допустимого диапазона. В частности, проникновение больших «пробок» жидкости в компрессор является крайне нежелательным.

Система 10 доведения до требуемых параметров многофазного потока и компрессора (раскрытая в ранее опубликованной патентной заявке заявителя WO 2009/131462) показана на фиг. 2. Система доведения до требуемых параметров потока улавливает пробки жидкости и обеспечивает надлежащее содержание жидкости текучей среды. Она выполнена в форме одного модуля, соответствующего пунктирному блоку на фиг. 1, но который содержит свой собственный компрессор 22 вместо удаленного компрессора 110.

На этой фигуре трубопровод 11, 20 (сравните со ссылочной позицией 101 на фиг. 1) подает добытую текучую среду из устьев скважин. (При падении давления добываемого углеводорода ниже определенного уровня, модуль использовали для замены секции исходного трубопровода.)

Таким образом, со ссылкой на фиг. 2, секция трубопровода 11, 20, содержащая пару Т-образных труб (внизу слева, не обозначены цифровым указателем) и клапан 13, показаны введенными в питающий трубопровод 101. Остальная часть модуля соединена с Т-образными трубами.

При нахождении клапана 13 в открытом состоянии обеспечена возможность протекания текучих сред вдоль трубопровода 11, 20 и в обход модуля. При нахождении клапана в закрытом состоянии поток текучей среды отклонен от трубопровода, через дополнительные компоненты, описанные ниже, к компрессору, который затем «всасывает» текучую среду из скважины и в итоге возвращает ее к части 20 трубопровода.

Следует отметить, что хотя указанная фигура является схематической, она представлена в форме вертикальной проекции (в частичном разрезе); относительные вертикальные положения определенных компонентов являются важными, и компрессор 22 расположен выше других компонентов.

Как указано выше, поток является многофазным, т.е. содержит жидкость и газ, и таким образом, использование компрессора обусловлено не только большой разницей в плотности между этими текучими средами, но и изменением в содержании жидкости, т.е. присутствуют «пульсации» или пробки жидкости, которые представляют трудность для компрессора. С этой целью модуль содержит «стабилизатор потока» 21, который функционирует как резервуар для улавливания и хранения пульсаций/пробок жидкости и затем выпускает их с более устойчивым расходом к компрессору. Также предоставлена система рециркуляции газа для обеспечения подачи правильной смеси газа и жидкости к компрессору.

Работа этой системы предыдущего уровня техники будет более подробно описана далее в случае закрытого клапана 13 и функционирующего компрессора.

Вся текучая среда из устья скважины проходит от трубопровода 11 через клапан 49 к линии 61. На Т-образной трубе 62 большую часть газа отделяют от текучей среды, так как газ может протекать вертикально (фигура представлена в вертикальной плоскости) по направлению к компрессору 22, в то время как текучая среда (которая имеет большую плотность и значительно больший момент) будет стремиться протекать далее к стабилизатору 21 потока.

Подробное функционирование стабилизатора 21 потока описано в WO 2009/131462. Для настоящих целей, достаточно отметить, что он функционирует как резервуар для улавливания пробок жидкости, удержания жидкости, протекающей в него, и затем ее выпуска с относительно более устойчивым расходом через линию 66 для повторного добавления в линию от Т-образной трубы 62.

Система может быть сбалансирована (т.е. регулирование относительных потоков по желанию) посредством ограничителя 63 потока, который ограничивает поток газа из Т-образной трубы 62 к точке смешивания.

Смешанные текучие среды затем проходят через многофазный расходомер 46 к компрессору 22. Расходомер 46 используют в управлении компрессором, который обеспечивает сжатие текучей среды.

На выходной стороне компрессора, сепаратор 47 отделяет газ, который могут снова рециркулировать через компрессор для обеспечения оптимальной смеси газа/жидкости. Отделенный газ протекает через клапан 19, который регулирует количество рециркулируемого газа.

Остальную текучую среду затем возвращают в часть 20 питающей трубы на Т-образной трубе через клапан 51.

В практической системе диаметр основной питающей трубы 11, 20, 101 обычно составляет 30 дюймов (76,2 см). Водоразборная труба к компрессору составляет 18

дюймов (45,72 см), а выкидная труба от компрессора может составлять 14 дюймов (35,56 см) (так как сжатая текучая среда имеет меньший объем).

В случае низкой скорости жидкости, отделение жидкости от газа является относительно простым вследствие наличия расслоенного потока (жидкость в нижней части трубы). При высоких скоростях протекания жидкости, газ и жидкость намного более перемешаны, например, как израсходованный аэрированный поток. Скорость потока будет ниже в трубах большего диаметра – в 30-дюймовой (76,2 см) трубе он будет расслоенным (плавным или волновым) или потоком, содержащим «пробки», в 18-дюймовой (45,72 см) трубе он будет кольцевым (перемешанным) потоком вследствие более высокой скорости.

Преимущества этих характеристик потока были использованы в варианте реализации изобретения, изображенном в остальных фигурах.

Сперва возвращаясь к фиг. 1, вариант реализации содержит блок или модуль 30 регулирования расхода (сравните со ссылочной позицией 109 на фиг. 1), который используют в сочетании с компрессором 110. В проиллюстрированном варианте реализации компрессор расположен удаленно, возможно на расстоянии нескольких сотен метров, в другом месте на морском дне. Однако компрессор и узел для доведения до требуемых параметров потока могут быть выполнены как один модуль, как в системе предыдущего уровня техники.

Модуль может быть подсоединен в трубопровод посредством соединителей Mogrip (защищенных правом собственности), которые хорошо известны для взаимного соединения двух частей трубы большого диаметра в области добычи нефти и газа.

Важный принцип, который лежит в основе его работы, можно видеть на фиг. 4 и 5. Расслоенный или содержащий пробки поток в главном питающем трубопроводе 11 большого диаметра (сравните 101 на фиг. 1) означает, что он хорошо подходит для отделения жидкости от газа. Соответственно, общую область используют как стабилизатор потока.

Подобно системе предыдущего уровня техники, пара Т-образных труб 02 и 25 предоставлены в питающей трубе 11 для обеспечения возможности протекания текучей среды к компрессору и от него, соответственно. На практике, это осуществляют путем замены секции трубы на такую, как изображенная в пунктирном блоке. Центральный клапан 26 соответствует клапану 13 системы предыдущего уровня техники, хотя он расположен таким образом, чтобы образовывать значительную область трубопровода 11 далее по потоку от него. Эта область оснащена парой обращенных вниз Т-образных трубок 12.

Таким образом, будет обеспечено протекание жидкости в заштрихованную область и, следовательно, в отличие от системы предыдущего уровня техники, поток из Т-образной трубы 02 главным образом представляет собой газ. Так как текучая среда в заштрихованной части питающей трубы имеет относительно низкую скорость потока, жидкость будет иметь свойство отделяться естественным путем и оседать в нижней части

трубы, как показано на фиг. 5. Затем обращенные вниз Т-образные трубы 12 образуют путь потока для этой жидкости к точке 06 смешивания, на которой жидкость снова добавляют в поток газа к компрессору.

Таким образом, эта конфигурация избегает необходимости в отдельном стабилизаторе потока, как в предыдущем уровне техники, хотя могут быть предоставлены вспомогательные разделительные устройства (см. ниже). В свою очередь, это обеспечивает систему меньших размеров и в случае с модульной конструкцией, содержащей компрессор в модуле, уменьшенную высоту модуля благодаря возможности расположения компрессора намного ближе к питающей трубе. Это позволяет существенно уменьшить размер этого модуля.

На фиг. 5 более подробно показан модуль 30 варианта реализации. Как показано, трубопровод 11 имеет первый конец 01 для соединения с основным трубопроводом от эксплуатационных опорных плит и второй конец 27 для соединения с трубопроводом, ведущим к эксплуатационной платформе на поверхности. Как описано выше, Т-образная труба 02 предоставляет соединение, которое обеспечивает возможность вертикального протекания главным образом газообразной текучей среды от нее, Т-образная труба 25 предоставляет дополнительное соединение для обеспечения возможности возвращения сжатой текучей среды в трубопровод, и Т-образная труба 12 предоставляет направленный вниз путь для главным образом жидкого потока от области трубы 11, заштрихованной на фиг. 4. (Для упрощения следующее объяснение будет относиться к потокам жидкости и газа, соответственно, но следует понимать, что они оба являются многофазными потоками, т.е. они являются потоками главным образом жидкости и главным образом газа, соответственно.)

От Т-образной трубы 02, газ протекает вдоль секции 03 трубы, через Т-образную трубу 04, к дополнительной секции 05 трубы, на которой он достигает Т-образной трубы 06. Альтернативное устройство 09' измерения расхода газа может быть расположено далее по потоку от Т-образной трубы 04 и ранее по потоку от секции 05 трубы. Альтернативный охладитель 08' может быть расположен ранее по потоку от Т-образной трубы 06 и далее по потоку от секции 05 трубы. Здесь отделенную жидкость (см. ниже) добавляют обратно в поток газа. От этого участка совмещенные текучие среды протекают через следующую секцию 07 трубы к необязательному охладителю 08 и затем через многофазный расходомер 09 к выпускному отверстию 10, ведущему к удаленному компрессору 110 (фиг. 1). Наличие многофазного расходомера 09 не обязательно. При использовании охладителя 08' жидкость из вспомогательного резервуара 14 может иметь более высокую температуру, чем газ на Т-образной трубе 06, где происходит смешивание.

Снова возвращаясь к потоку в трубопровод 11, как описано выше, жидкость оседает в нижней части заштрихованной части (фиг. 4) трубопровода 11, затем выводится под действием силы тяжести через Т-образную трубу 12 и через ограничитель 15 потока проходит к Т-образной трубе 06, где происходит ее добавление в поток газа в отрезке 05 трубы, как описано ранее. Для регулирования потока может быть обеспечено

альтернативное устройство 15' измерения расхода жидкости. Ограничитель 15 потока могут использовать для регулирования системы для получения желаемой смеси жидкости и газа в отрезке 07 трубы. Ограничитель 15 потока могут использовать для регулирования сопротивления потока системы для получения желаемой смеси жидкости и газа в отрезке 07 трубы. Он также может обеспечивать функциональность устройства 15' измерения расхода жидкости в зависимости от типа используемого ограничителя потока. Использование устройств 09' и 15' измерения расхода может обеспечивать более точное измерение расхода по сравнению с устройством 09, однако фактически выбранное сочетание может зависеть от применения.

Следует отметить, что на фиг. 5 показан необязательный дополнительный разделительный объем 14, который может быть предоставлен для способствования разделению, происходящему в разделительной части трубопровода 11. Как показано, он расположен последовательно с разделительной частью трубопровода и соединен с ней посредством секции 13 трубы. Альтернативно, длина разделительной секции трубопровода 11 может быть увеличена путем замены относительных расположений Т-образной трубы 02 и клапана 26.

Со ссылкой на верхнюю часть фигуры, возвращаемый (сжатый) поток от компрессора проникает в модуль через секцию 20 трубы. Остальные этапы подобны системе предыдущего уровня техники тем, что многофазный поток проходит к сепаратору 21, от которого часть газа протекает через секцию 22 трубы и регулирующий клапан 23 к Т-образной трубе 04, где его возвращают во входной поток газа. Это обеспечивает управляемую рециркуляцию для балансирования смеси нефти и газа, протекающей к компрессору. Многофазный поток (за исключением рециркулируемой части газа) возвращают в трубопровод на Т-образной трубе 25 для передачи далее.

Систему балансируют сочетанием регулировок ограничителя 15 потока, который изменяет поток (главным образом) жидкости в поток к компрессору и клапану 23, который регулирует количество рециркулируемого газа, протекающего в него.

На фиг. 6 показан вид в разрезе устройства для регулирования потока, содержащего дополнительный разделительный объем или вспомогательный резервуар 14. Вспомогательный резервуар 14 выполнен таким образом, чтобы принимать поток из секции 13 трубы, которая также принимает поток жидкости из выпускного отверстия для жидкости продолговатого резервуара 11. Секция 13 трубы, показанная на фиг. 6, соединена со вспомогательным резервуаром в точке посередине трубы, но следует понимать, что секция 13 трубы может сообщаться со вспомогательным резервуаром в любом подходящем участке. Вспомогательный резервуар 14 имеет выпускное отверстие для газа в верхней секции, обеспечивающее возможность протекания газа через секцию 120 трубы для совмещения с газом из продолговатого резервуара 11 в трубе 133. Жидкость может выходить из вспомогательного резервуара 14 через выпускное отверстие для жидкости в нижней части в трубу 121. Эту жидкость совмещают с потоком газа из Т-образной трубы 03 через трубу 123 и в трубу 134. Клапаны 15 и 15' выполнены с

возможностью регулирования потока жидкости из вспомогательного резервуара в трубы 133 и 134 через трубы 135 и 135', соответственно. Поток из трубы 133 проникает в трубу 07, а поток из трубы 134 проникает в трубу 07'. Трубы 07 и 07' могут быть выполнены с возможностью передачи потока жидкости и газа, и могут быть далее по потоку соединены или не соединены с компрессором или т.п. Они могут обеспечивать возможность уменьшения падения давления в системе.

Устройство по фиг. 6 также содержит Т-образную трубу 130, соединенную с Т-образной трубой 03, которая функционирует как выпускное отверстие для газа продолговатого резервуара 11. Другими словами газ из продолговатого резервуара 11 разделяют на два параллельных потока в трубах 133 и 134. Газ и жидкость из вспомогательного резервуара 14 совмещают с потоком газа в трубах 133 и 134, как описано выше, через клапаны 15 и 15' или другие подходящие ограничители потока. Ограничители потока или т.п. могут быть также использованы на трубах 133 и 134 для обеспечения большего контроля над потоками в них и для обеспечения возможности сбалансированного смешивания газа//жидкости и воды для регулирования гидратообразования.

Может быть обеспечен второй вспомогательный резервуар 14', а также секция 136 трубы, выполненная с возможностью приема потока от продолговатого резервуара 11 и пропускания этого потока ко второму вспомогательному резервуару 14'. Жидкость от продолговатого резервуара 11 может быть равномерно распределена на первый и второй вспомогательные резервуары 14 и 14', например, под воздействием силы тяжести. Могут быть также предоставлены трубы 131 и 121' для обеспечения возможности совмещения газа и жидкости, соответственно, с потоком из Т-образной трубы 130 в трубах 133 и 134. Конфигурация второго вспомогательного резервуара 14' может быть идентичной конфигурации вспомогательного резервуара 14, хотя и относительно трубы 134 вместо трубы 133.

Конфигурация, показанная на фиг. 6, может обеспечивать возможность балансирования уровней жидкости в первом и втором вспомогательных резервуарах 14 и 14' таким образом, чтобы достигать равного введения жидкости. Она также может обеспечивать возможность равномерного распределения жидкости между двумя газовыми трубами 133 и 134 через клапаны 15 и 15', причем эта равномерное распределение может обеспечивать равномерное распределение гликолевой и/или антигидратной текучей среды для системы транспортировки газового конденсата далее по потоку. Ограничители потока или т.п. могут быть предоставлены на трубах 133 и 134 для обеспечения управления потоками в них и, следовательно, могут быть использованы для осуществления дополнительного регулирования сочетания газа и жидкости. В заключение, добытый газ и жидкость равномерно распределяют между трубами 07 и 07'.

На фиг. 7 показано устройство для доведения до требуемых параметров потока, содержащее вспомогательный резервуар 14, подобный показанному на фиг. 6. Однако на фиг. 7 поток газа из продолговатого резервуара 11 не разделен на два потока и полностью

протекает вдоль Т-образной трубы 03. Конфигурация по фиг. 7 может быть использована для размещения больших объемов жидкости и газа из устья скважины.

Параллельно вспомогательному резервуару 14 могут быть обеспечены дополнительные вспомогательные резервуары 14' и 14", и они могут быть выполнены с возможностью приема потока жидкости из продолговатого резервуара. Выпускные отверстия для газа каждого вспомогательного резервуара 14, 14' и 14" могут быть соединены секциями 122, 122' и 122" трубы, соответственно, с трубой 120 таким образом, чтобы обеспечивать объединение потока газа из них с потоком газа из продолговатого резервуара в Т-образной трубе 03. Выпускные отверстия для жидкости каждого вспомогательного резервуара 14, 14' и 14" могут быть выполнены с возможностью подачи жидкости в трубу 123 через секции 121, 121' и 121" трубы, соответственно, чтобы обеспечивать объединение жидкости с потоком в Т-образной трубе 03. Клапан 15 может быть обеспечен для регулирования расхода жидкости к трубе 07, например, для транспортировки к компрессору.

В соответствии с конфигурацией, показанной на фиг. 7, уровни жидкости в каждом из вспомогательных резервуаров 14, 14' и 14" могут быть равномерно сбалансированы, так как трубы между ними могут быть открытыми. Таким образом, устройство может вмещать большие объемы жидкости. Если клапан 15 выполнен так, чтобы обеспечивать прохождение через него меньшего количества жидкости, чем протекает от вспомогательного резервуара 14, избыточная жидкость может протекать вверх по трубам 121' и 121" для наполнения резервуаров 14' и 14", соответственно. Газ может выходить из этих вспомогательных резервуаров 14', 14" через трубы 122' и 122" для обеспечения возможности из наполнения. В случае проникновения в систему большого количества жидкости и наполнения всех вспомогательных резервуаров, избыточная жидкость может протекать из вспомогательных резервуаров 14, 14' и 14" через трубу 120 для объединения с потоком в трубе 03, таким образом в обход клапана 15.

Каждый вспомогательный резервуар 14, 14' и 14" может быть по существу идентичен продолговатому резервуару 11 и, следовательно, может быть выполнен из секции трубопровода подачи углеводорода, как описано выше. Каждый вспомогательный резервуар 14, 14' и 14" может быть закрытым на обоих концах для обеспечения закрытого объема.

При необходимости в устройство могут быть добавлены дополнительные вспомогательные резервуары 14', 14" и т.д., и они могут быть, например, установлены в устройство после установки самого устройства. При необходимости может быть добавлено любое подходящее количество вспомогательных резервуаров. Следовательно, увеличения в общем объеме потока текучей среды из устья скважины могут быть размещены посредством увеличения емкости устройства, чтобы поглощать пульсации жидкости. Здесь также могут быть применены устройства измерения расхода, как описано на фиг. 5. Такие устройства могут быть использованы для регулирования ограничения 15 вместе устройством измерения уровня между продолговатым резервуаром 11 и трубой

123.

На фиг. 8 показана схематическая конфигурация, в которой обеспечены разные механизмы для предотвращения переполнения компрессора большими запасами жидкости во вспомогательных резервуарах. В некоторых случаях жидкость, накопленная в устройстве, может быть выведена под действием силы тяжести или вытеснена потоком газа в линию впускного потока компрессора, например, при нахождении компрессора в выключенном состоянии. В таких случаях после начала разработки большой объем жидкости может быть вытолкнут (например, газом) в компрессор, что имеет негативные последствия. Этой проблемы можно избежать путем использования конфигурации, показанной на фиг. 8.

Переполнение компрессора в таком случае может быть предотвращено тремя способами с использованием конфигурации по фиг. 8. Во-первых, устройство 15 ограничения расхода может быть использовано для закрывания или ограничения потока жидкости из вспомогательного резервуара 14 в трубу 07 к приемной линии 10 компрессора.

Во-вторых, резервная жидкость может быть отведена под действием силы тяжести к участку 34 ранее по потоку от продолговатого резервуара 11 через ограничитель 31 и трубу 36. Хотя на фиг. 8 показан участок 34 выше вспомогательного резервуара 14, устройство может быть выполнено так, чтобы располагать участок 34 ниже вспомогательного резервуара 14, но ранее по потоку от продолговатого резервуара 11.

В-третьих, жидкость может быть отведена (например, под действием силы тяжести) к участку 35 выпускной трубы 20 компрессора через клапан 32 таким образом, чтобы полностью обходить компрессор. Клапан 32 может представлять собой клапан с подавлением пульсаций и может обычно быть выполнен с возможностью открывания во время нахождения в выключенном состоянии. Альтернативно, труба, соединяющая трубы 10 и 20, может не содержать клапана (например, клапана 32) и может просто быть узкой, чтобы обеспечивать возможность прохождения жидкости через нее с заранее определенным расходом.

Управление самим компрессором осуществляют посредством известного частотного преобразователя скорости (ЧПС), причем многофазный расходомер 09 обеспечивает входной управляющий импульс.

Даже при использовании надлежащим образом настроенного стабилизатора потока будут присутствовать изменения в содержании жидкости текучей среды, подаваемой на компрессор, с течением времени. Для данной скорости, большее количество жидкости требует большего крутящего момента и, следовательно, большей подачи электрического тока. Обычный способ заключается в использовании ЧПС в режиме постоянной скорости, что означает изменения в массовом расходе из него с течением времени и, следовательно, существенно изменяющиеся количества потребляемого электропитания.

Система управления варианта реализации включает использование ЧПС в режиме постоянного крутящего момента, т.е. ЧПС выполнена таким образом, чтобы поддерживать

крутящий момент на одном значении и позволять понижение скорости при наличии большего количества жидкости, по меньшей мере когда колебания в крутящем моменте превышают заранее определенное пороговое значение, составляющее 5%. В опубликованной ранее заявке WO 2016/206761 описано управление с постоянной скоростью (с использованием измерения тока, потребляемого компрессором для определения потока жидкости через него). Контроллер 112 (см. фиг. 1) содержит контроллер ЧПС для обеспечения возможности приема компрессором и процессором входящих импульсов от контроллера многофазного расходомера и/или функционирования в соответствии с информацией о содержании жидкости, например, наличии пробок жидкости, ранее по потоку от него. Контроллер 112 также принимает и/или функционирует в соответствии с информацией о токе, потребляемом компрессором, и/или обеспечивает выходные сигналы для управления клапанами и ограничителями потока. Таким образом, контроллер 112 наблюдает за составом текучей среды в устройстве и/или ранее по потоку от него через расходомер и током, потребляемым компрессором, для управления компрессором таким образом, чтобы функционировать в режиме постоянного крутящего момента при чрезмерном колебании крутящего момента вала компрессора.

Таким образом, контроллер 112 предотвращает изменения крутящего момента вала компрессора вследствие пульсаций жидкости и т.д.

В результате, по меньшей мере в случае, когда содержание жидкости обуславливает относительно высокие колебания крутящего момента вала, превышающие 5%, контроллер будет переключать режимы управления компрессора для поддержания по существу постоянного уровня крутящего момента. При увеличении содержания жидкости скорость компрессора будет уменьшена для поддержания постоянного крутящего момента. Также, так как большее содержание жидкости будет приводить к генерации более высокого выходного давления компрессором, этот режим управления имеет преимущество стабилизации коэффициента давления компрессора от времени.

Если колебания крутящего момента не превышают 5%, контроллер 112 выполнен с возможностью управления компрессором 110, чтобы он не функционировал в режиме постоянного крутящего момента, а, вместо этого, функционировал, например, в режиме постоянной скорости. Таким образом, при превышении колебаниями крутящего момента 5%, контроллер выполнен с возможностью переключения из его текущего режима (например, постоянной скорости) в режим постоянного крутящего момента. Контроллер может быть выполнен с возможностью перевода в режим постоянного крутящего момента при превышении колебанием крутящего момента 10% приблизительно за одну секунду. Контроллер может быть дополнительно выполнен с возможностью переключения из режима работы постоянного крутящего момента при удовлетворении другого заранее определенного рабочего условия, или если он был проинструктирован выполнить это действие. Наблюдение за контроллером 112 или управление им может быть осуществлено удаленно (например, с берега) через кабель 113.

Колебание крутящего момента может представлять собой изменение в крутящем

моменте за единицу времени порядка одной секунды или т.п. То есть колебание крутящего момента может представлять собой изменение в общей величине крутящего момента за заранее определенный промежуток времени. Следовательно, контроллер может переходить в режим постоянного крутящего момента при изменении крутящего момента на значение, превышающее заранее определенное пороговое значение, со скоростью, превышающей заранее определенную скорость. Изменение в крутящем моменте может представлять собой изменение в общей величине крутящего момента за данный промежуток времени.

Хотя контроллер 112 изображен соединенным с компрессором через навесной кабель 114, следует понимать, что он может быть выполнен за одно целое с компрессором, или ЧПС может быть выполнен за одно целое с компрессором с другими компонентами контроллера, выполненными отдельно и расположенными удаленно.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Устройство для доведения до требуемых параметров потока многофазного потока из питающей трубы из нефтегазоносной скважины, содержащее:

продолговатый резервуар, имеющий первый конец для приема потока многофазной текучей среды из питающей трубы и второй закрытый конец, причем обеспечены выпускное отверстие для газа из верхней части первого конца, область отделения жидкости далее по потоку от первого конца и выпускное отверстие для жидкости из нижней части области отделения жидкости; и

газожидкостный смеситель, с которым соединены выпускные отверстия для газа и жидкости таким образом, чтобы обеспечивать возможность повторного совмещения отделенных газа и жидкости;

при этом резервуар выполнен с возможностью поглощать пульсации жидкости так, чтобы расход из выпускного отверстия для жидкости был относительно неизменным с течением времени по сравнению с расходом потока, принимаемого устройством.

2. Устройство по п. 1, в котором продолговатый резервуар представляет собой отрезок питающей трубы от нефтегазоносной скважины или трубу, имеющую подобный ей диаметр.

3. Устройство по п. 2, в котором второй конец закрыт посредством клапана, расположенного в питающей трубе.

4. Устройство по любому предыдущему пункту, в котором газожидкостный смеситель содержит соединение в форме Т-образной трубы.

5. Устройство по любому следующему пункту, в котором обеспечен вспомогательный резервуар, расположенный последовательно с продолговатым резервуаром и соединенный с ним посредством выпускного отверстия для жидкости из него.

6. Устройство по любому следующему пункту, в котором обеспечено множество вспомогательных резервуаров, параллельных друг другу, при этом каждый вспомогательный резервуар выполнен с возможностью приема жидкости из продолговатого резервуара.

7. Устройство по п. 6, выполненное с возможностью обеспечения сбалансированных уровней жидкости во вспомогательных резервуарах.

8. Устройство по любому из пунктов 5–7, выполненное таким образом, чтобы во время эксплуатации обеспечивать перетекание избыточной жидкости во вспомогательном резервуаре (резервуарах) из вспомогательного резервуара (резервуаров) и ее совмещение с потоком из выпускного отверстия для газа продолговатого резервуара.

9. Устройство по любому предыдущему пункту, в котором регулятор (регуляторы) или ограничитель (ограничители) потока обеспечены в пути (путях) потока из выпускного отверстия для жидкости и/или выпускного отверстия для газа к газожидкостному смесителю для обеспечения возможности регулирования или предварительного задания параметров смеси газа/жидкости.

10. Устройство по любому предыдущему пункту, также содержащее выпускное отверстие для приема сжатой многофазной текучей среды из компрессора и путь потока для возврата сжатой текучей среды к питающей трубе.

11. Устройство по п. 10, дополнительно содержащее газожидкостный сепаратор в пути потока для возвращения сжатой текучей среды в питающую трубу для отделения газа от сжатой текучей среды и канал для обеспечения возможности добавления по меньшей мере некоторой части отделенного газа в подачу на компрессор.

12. Устройство по п. 11, в котором такую рециркуляцию отделенного газа могут регулировать для регулирования или предварительного задания параметров смеси газ:жидкость, подаваемой на компрессор.

13. Устройство по любому предыдущему пункту, в котором выпускное отверстие для газа продолговатого резервуара выполнено с возможностью разделения потока на параллельные потоки.

14. Устройство по любому предыдущему пункту в сочетании с компрессором, в котором компрессор выполнен с возможностью приема доведенной до требуемых параметров многофазной текучей среды от устройства, сжатия многофазной текучей среды, и возвращения текучей среды в устройство.

15. Устройство по п. 14, дополнительно содержащее питающую линию из нефтегазоносной скважины, в которую оно присоединено, таким образом, чтобы обеспечивать протекание текучей среды от питающей линии непосредственно в резервуар, который образует ее продолжение, и возвращения сжатой многофазной текучей среды в питающую линию на участке далее по потоку.

16. Система для доведения до требуемых параметров потока многофазного потока в питающей трубе из нефтегазоносной скважины и его подачи на устройство обработки многофазной текучей среды, содержащая:

участок питающей трубы, имеющий закрытый конец, таким образом образующий резервуар, причем обеспечены выпускное отверстие для газа из верхней части питающей трубы ранее по потоку от закрытого конца, область отделения жидкости далее по потоку от него и выпускное отверстие для жидкости из нижней части области отделения жидкости;

газожидкостный смеситель, с которым соединены выпускные отверстия для газа и жидкости таким образом, чтобы обеспечивать возможность повторного объединения отделенных газа и жидкости для подачи на устройство обработки текучей среды;

путь потока для приема сжатой текучей среды из устройства обработки текучей среды, соединенный с питающей трубой для возвращения сжатой текучей среды к нему;

при этом резервуар выполнен с возможностью поглощать пульсации жидкости так, чтобы расход из выпускного отверстия для жидкости был относительно неизменным с течением времени по сравнению с расходом потока, принимаемого устройством.

17. Система по п. 16, в которой устройство обработки текучей среды представляет собой компрессор.

18. Система по п. 16 или 17, содержащее устройство по любому из пунктов 1–15.

19. Устройство для управления устройством обработки текучей среды для сжатия многофазного потока, причем устройство выполнено так, чтобы при превышении колебанием крутящего момента заранее определенного порогового значения обеспечивать переключение устройства на управление устройством обработки текучей среды, чтобы поддерживать крутящий момент, приводящий в действие устройство обработки текучей среды, по существу на постоянном уровне при изменении содержания жидкости текучей среды со временем.

20. Устройство по п. 19, в котором устройство обработки текучей среды представляет собой компрессор.

21. Устройство по п. 19 или 20, в котором заранее определенное пороговое значение колебания крутящего момента больше или равно 3%, предпочтительно в котором оно больше или равно 5%, но меньше 10%, и предпочтительно меньше 7%.

22. Устройство по п. 19 или 20, в котором заранее определенное пороговое значение колебания крутящего момента больше или равно 10%.

23. Устройство по любому из пунктов 19–22, в котором колебание крутящего момента представляет собой изменение в крутящем моменте за единицу времени, предпочтительно порядка одной секунды.

24. Устройство по любому из пунктов 19–23, в котором содержание жидкости по меньшей мере частично определено на основании переходного уровня электрического тока, потребляемого двигателем устройства обработки текучей среды.

25. Устройство по любому из пунктов 19–24, в котором содержание жидкости определено расходомером и/или по меньшей мере частично на основании такого параметра установки, как положение вала, ток обмотки подшипника или дифференциальное или локальное давление ранее по потоку.

26. Способ доведения до требуемых параметров потока многофазного потока из питающей трубы из нефтегазонасосной скважины, содержащий:

прием многофазной текучей среды от питающей трубы на первом конце продолговатого резервуара, причем резервуар имеет второй закрытый конец, причем обеспечены выпускное отверстие для газа из верхней части первого конца, из которого вытекает газ, область отделения жидкости, расположенная далее по потоку от первого конца, и выпускное отверстие для жидкости из нижней части области отделения жидкости, из которого обеспечено вытекание текучей среды, главным образом содержащей жидкость; и

при этом текучие среды протекают к газожидкостному смесителю, где обеспечивается повторное совмещение разделенных газа и жидкости;

при этом резервуар выполнен с возможностью поглощать пульсации жидкости так, чтобы расход из выпускного отверстия для жидкости был относительно неизменным с течением времени по сравнению с расходом потока, принимаемого устройством.

27. Способ по п. 26, дополнительно включающий сжатие многофазной текучей

среды на удаленном устройстве обработки текучей среды и ее возвращение в трубопровод.

28. Способ по п. 26 или 27, дополнительно включающий отделение газа от сжатой текучей среды и рециркуляцию его обратно через устройство обработки текучей среды для регулирования или предварительного задания параметров смеси, подаваемой на впускное отверстие устройства обработки текучей среды.

29. Способ по п. 27 или 28, в котором устройство обработки текучей среды представляет собой компрессор.

30. Способ управления устройством обработки текучей среды для сжатия многофазного потока, содержащий:

наблюдение за крутящим моментом устройства обработки текучей среды и при колебании крутящего момента на значение, превышающее заранее определенное пороговое значение, переключение устройства обработки текучей среды в режим постоянного крутящего момента, в котором крутящий момент, приводящий в действие устройство обработки текучей среды, поддерживают по существу на постоянном уровне при изменении содержания жидкости текучей среды в устройстве обработки текучей среды с течением времени.

31. Способ по п. 30, в котором устройство обработки текучей среды представляет собой компрессор.

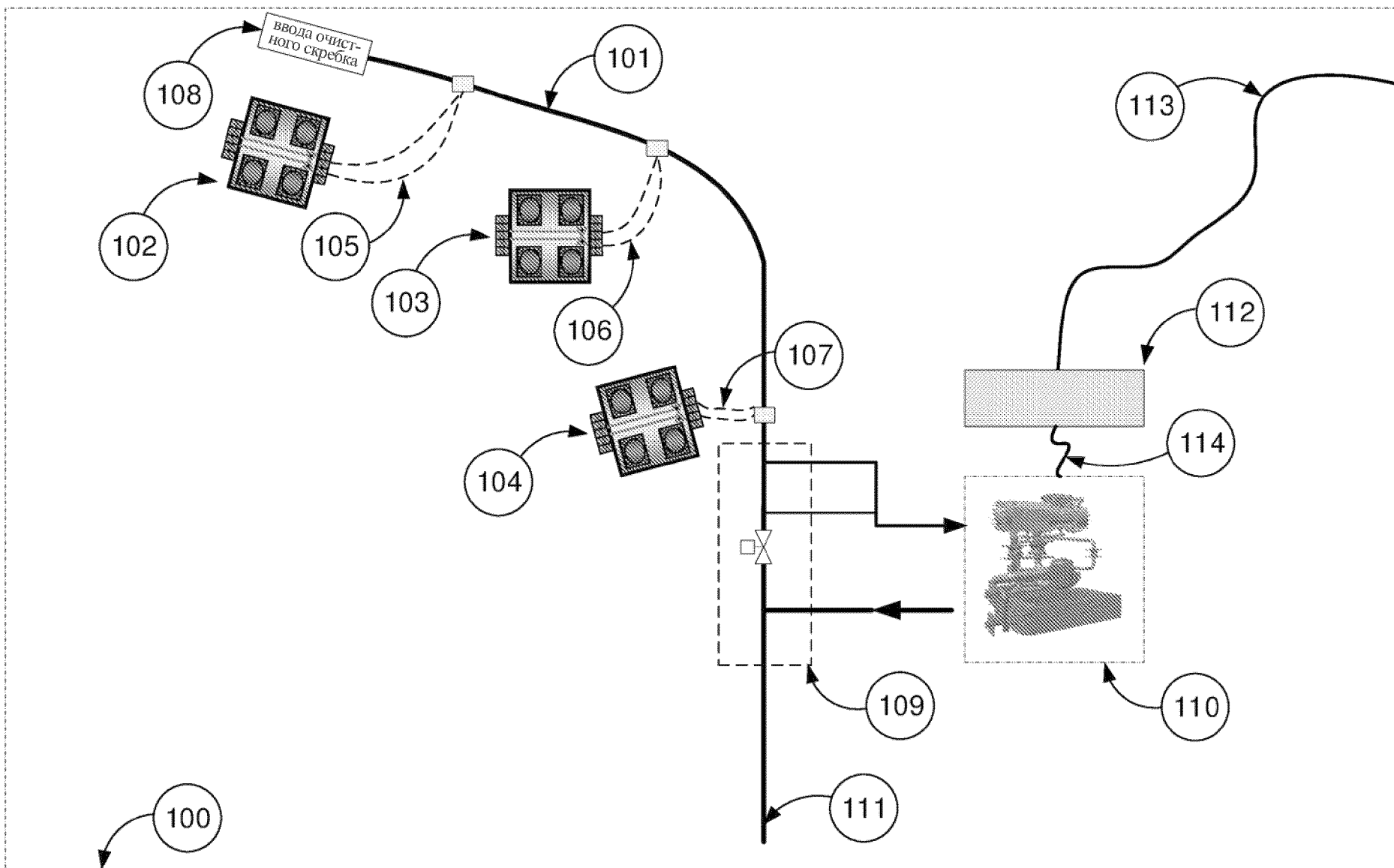
32. Способ по п. 30 или 31, в котором заранее определенное пороговое значение больше или равно 3%, и предпочтительно в котором заранее определенное пороговое значение больше или равно 5%, но предпочтительно меньше 10% и предпочтительно меньше 7%.

33. Способ по п. 30 или 31, в котором заранее определенное пороговое значение колебания крутящего момента больше или равно 10%.

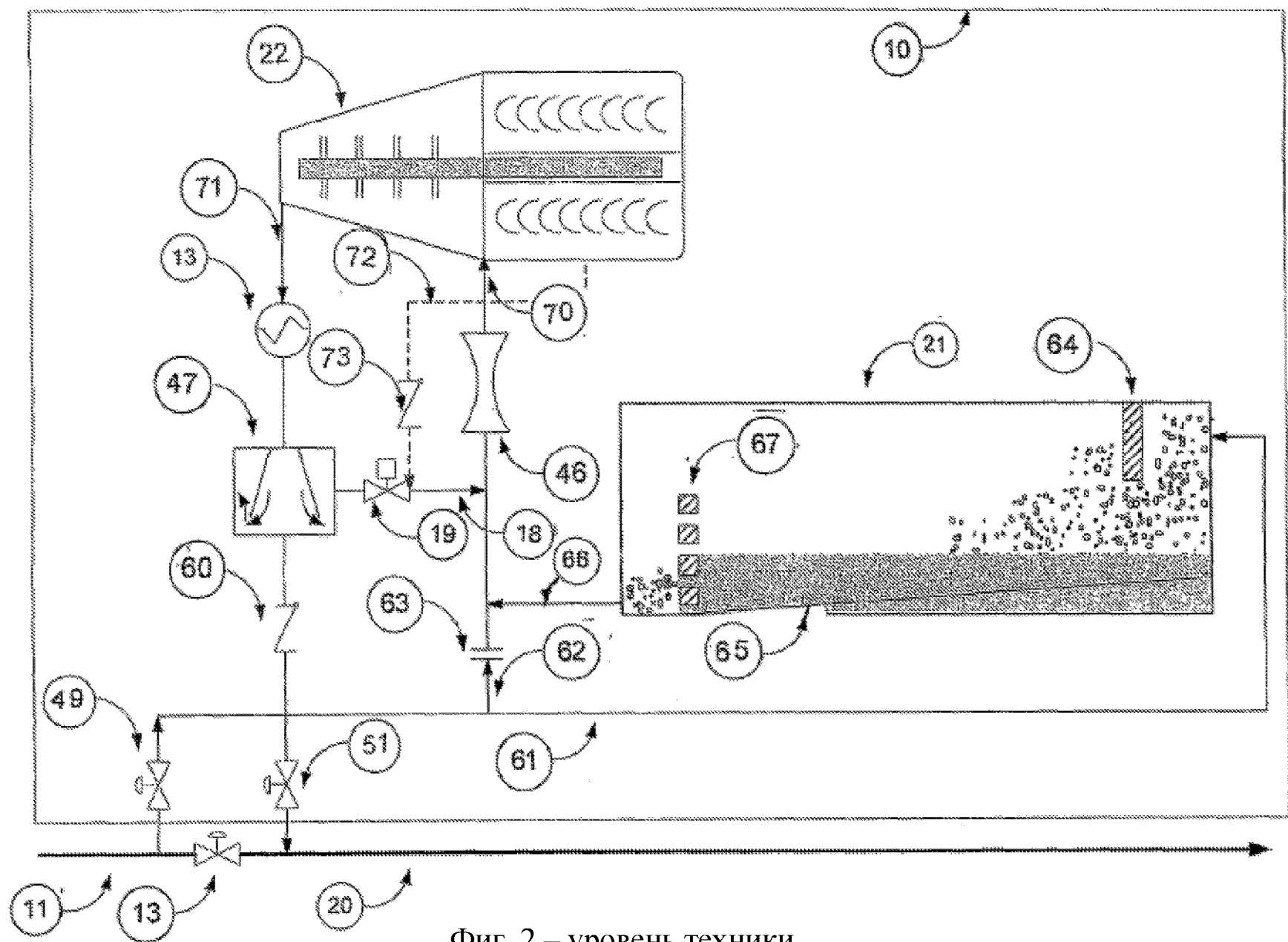
34. Способ по любому из пунктов 30 или 33, в котором этап переключения устройства обработки текучей среды включает переключение устройства обработки текучей среды из режима постоянной скорости, в котором скорость устройства обработки текучей среды поддерживают на постоянном уровне, на заранее определенном пороговом значении.

35. Способ по любому из пунктов 30–34, в котором колебание крутящего момента представляет собой изменение в общей величине крутящего момента за единицу времени, предпочтительно порядка одной секунды.

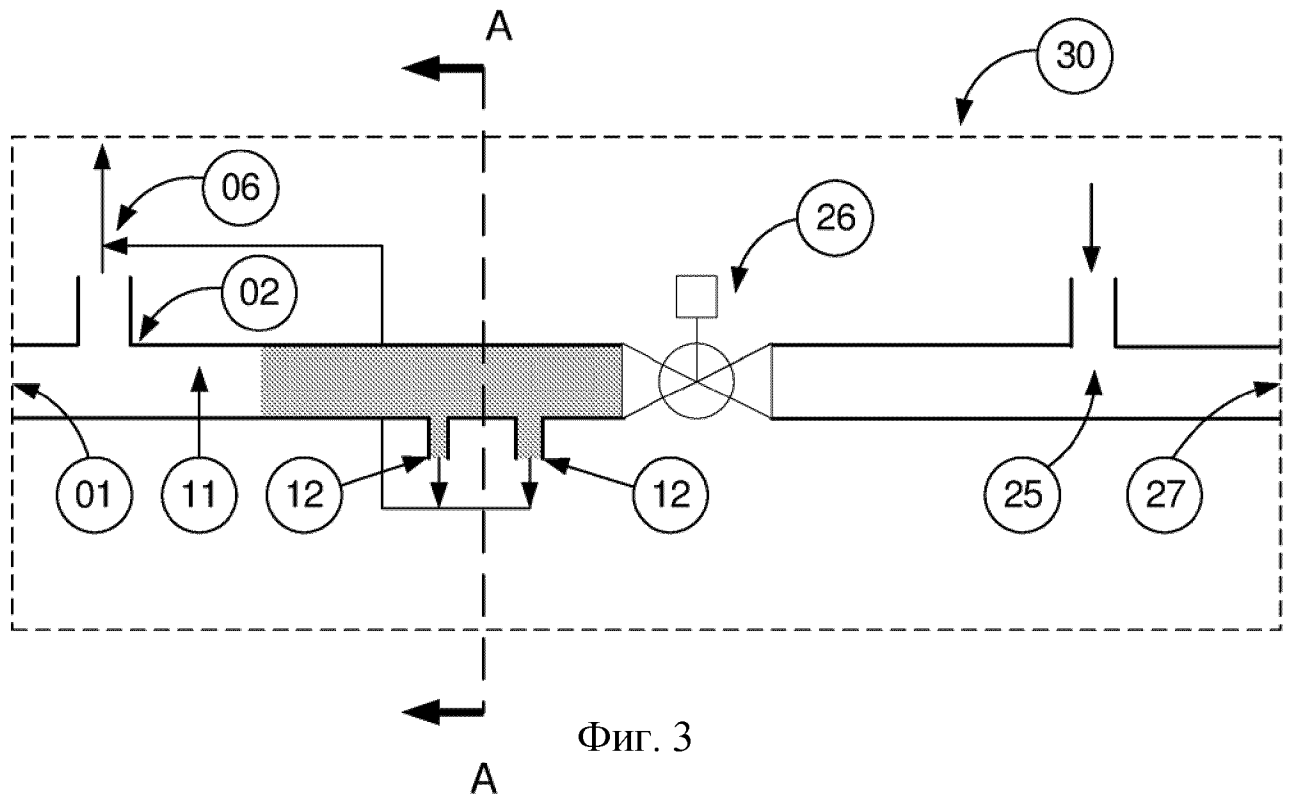
По доверенности



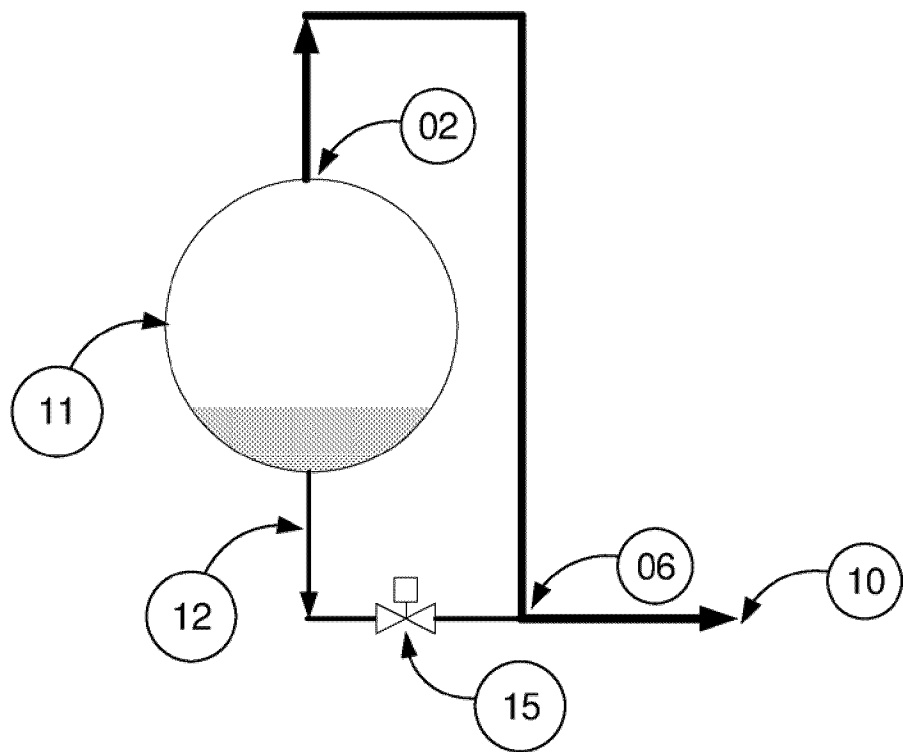
Фиг. 1



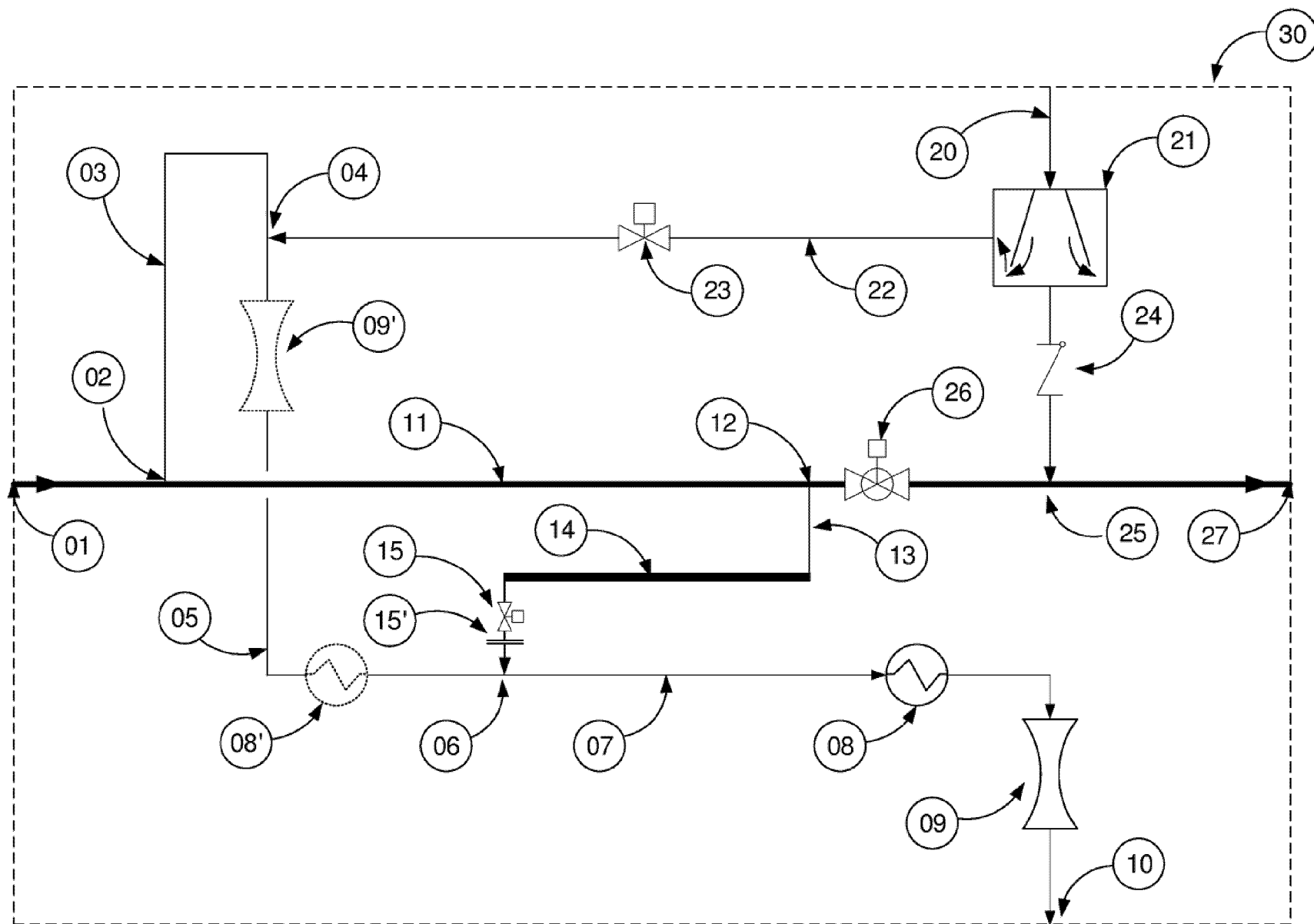
Фиг. 2 – уровень техники



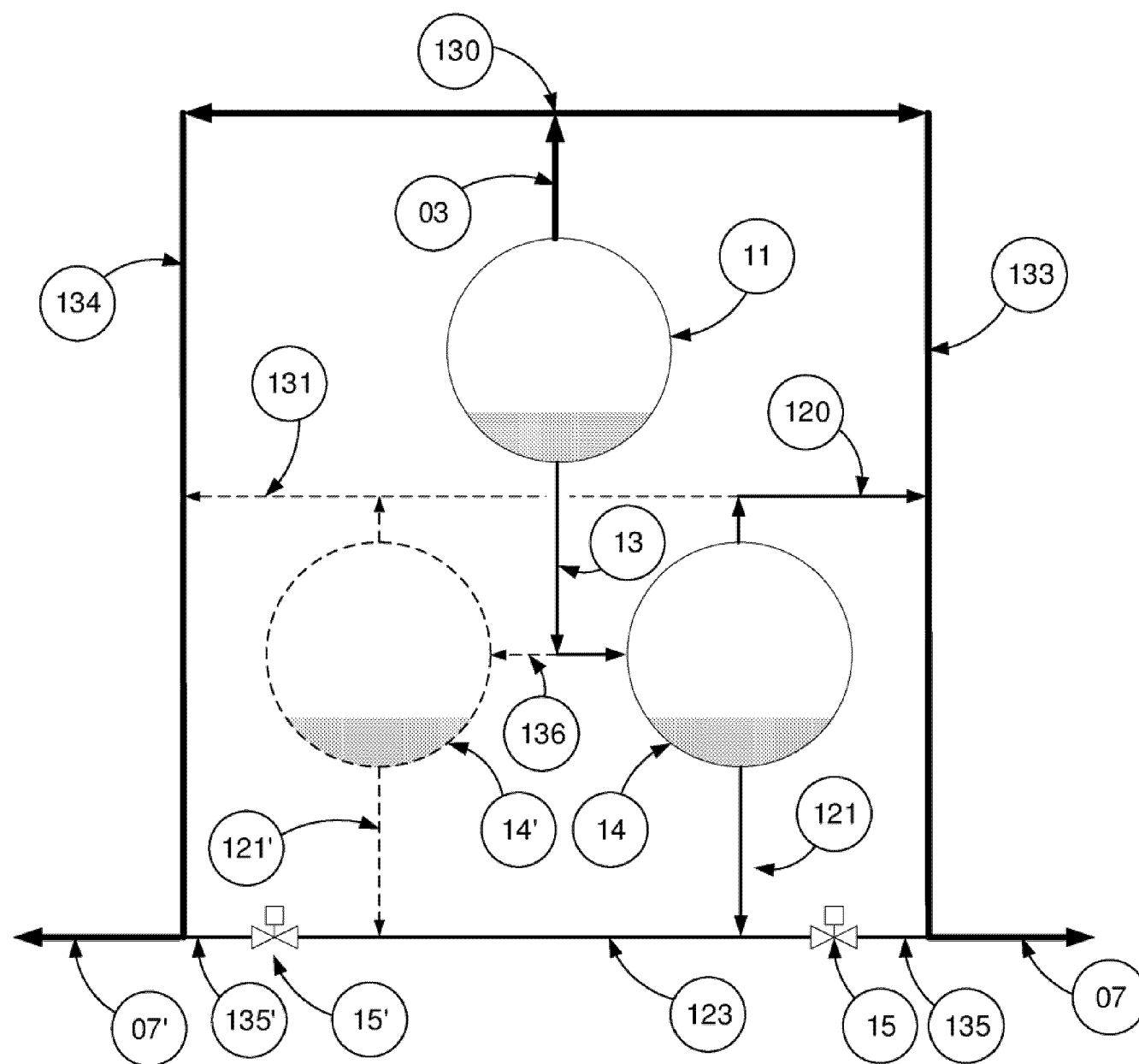
Фиг. 3



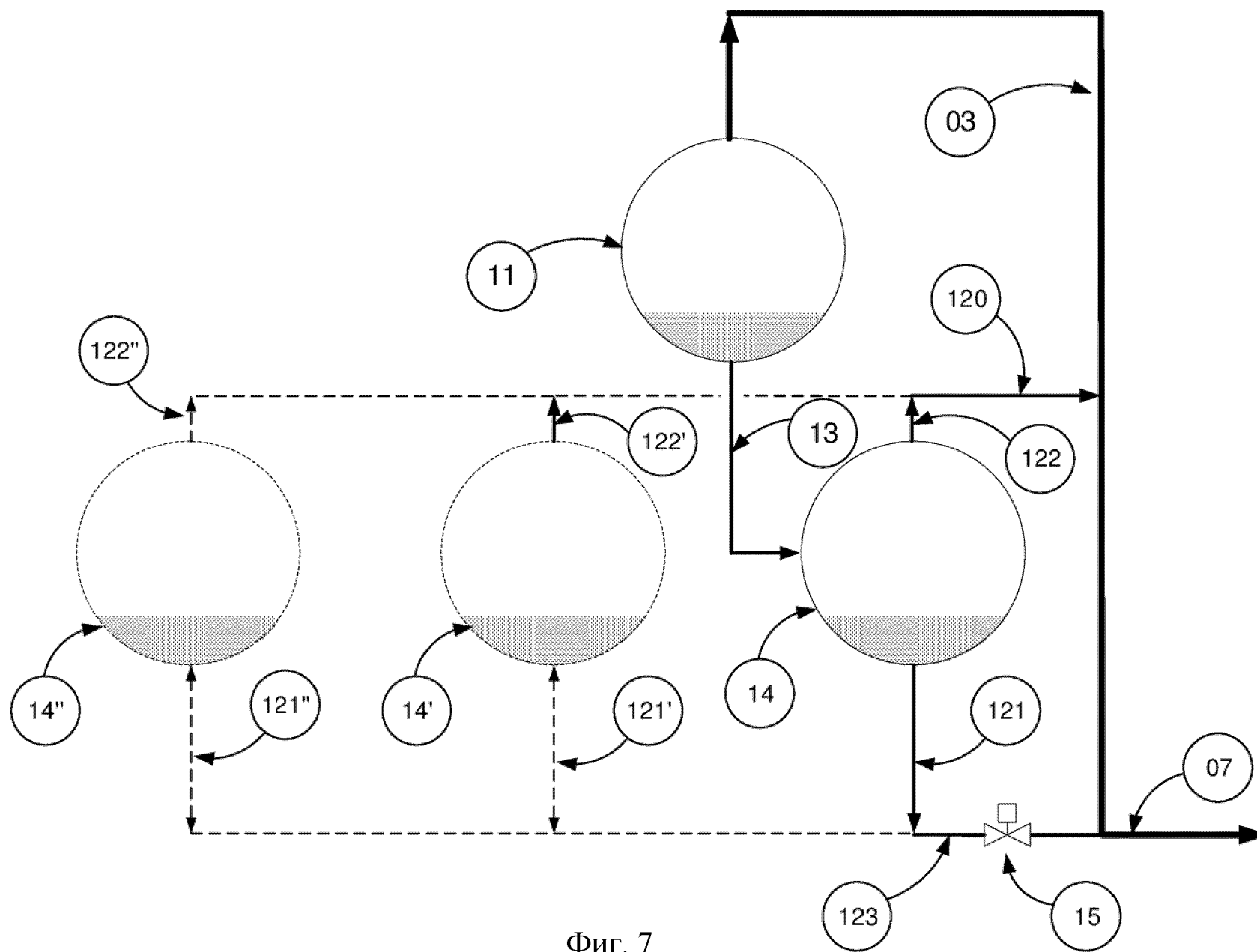
Фиг. 4



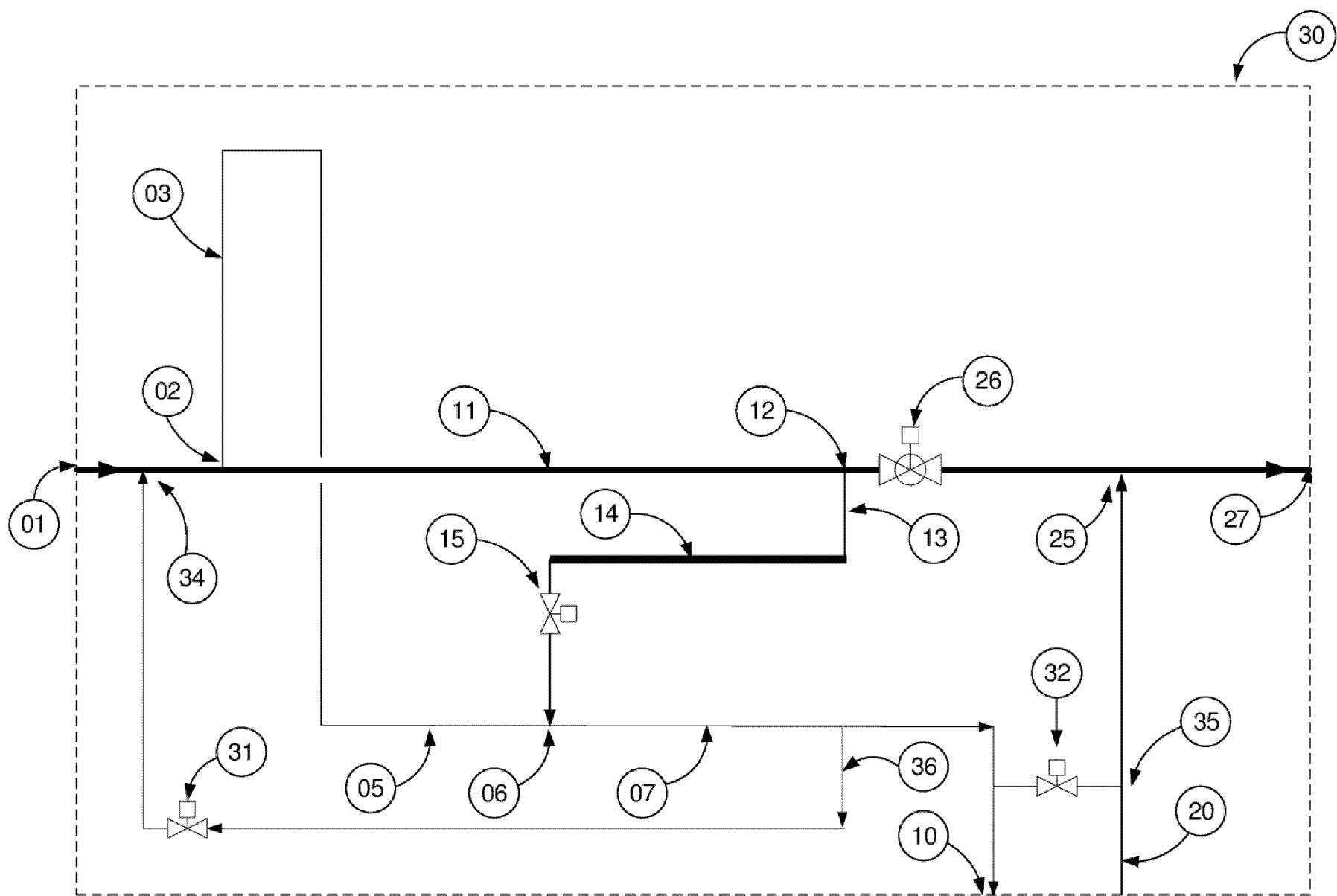
Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8