

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202092534** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2021.02.05

(51) Int. Cl. *E21B 43/013* (2006.01)
E21B 43/017 (2006.01)
E21B 43/36 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2019.04.24

(54) **СИСТЕМА И СПОСОБ ОБРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ В МОРСКИХ УСЛОВИЯХ**

(31) **20180573**

(72) Изобретатель:

(32) **2018.04.24**

**Йонсен Сесилия Готос, Самуэльсберг
Арилль (NO)**

(33) **NO**

(86) **PCT/NO2019/050092**

(74) Представитель:

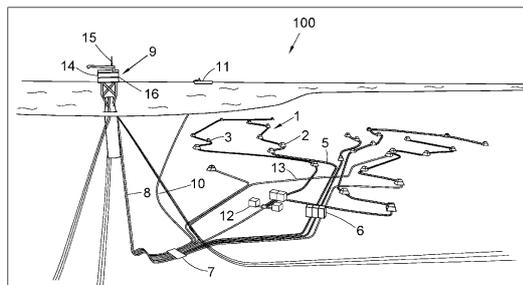
(87) **WO 2019/209118 2019.10.31**

Медведев В.Н. (RU)

(71) Заявитель:

ЭКВИНОР ЭНЕРДЖИ АС (NO)

(57) Предложена система для добычи углеводородов, содержащая узел (11) для приема добытых углеводородов; объект морской добычи углеводородов, содержащий устье (1) эксплуатационной скважины для соединения с подводным углеводородным пластом; эксплуатационную платформу (9), выполненную с возможностью приема добытой текучей среды от устья скважины и сообщаемую с узлом с возможностью переноса текучей среды посредством трубопровода (10) большой протяженности; причем устье скважины расположено локально по отношению к эксплуатационной платформе, а эксплуатационная платформа выполнена с возможностью обработки добытой текучей среды с получением полустабильного нефтепродукта, пригодного для выведения по трубопроводу (10) большой протяженности к узлу.



202092534

A1

A1

202092534

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

2420-565945EA/085

СИСТЕМА И СПОСОБ ОБРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ В МОРСКИХ УСЛОВИЯХ

Настоящее изобретение относится к системе для добычи углеводородов, которая пригодна для применения (без ограничений) при разработке малодебитных подводных залежей нефти, в частности, распределенных на больших участках морского дна, где нецелесообразно возводить специальные обслуживаемые платформы для каждой залежи.

Преодоление текущих экономических трудностей при разработке малодебитных нефтяных пластов становится все более важным, поскольку известные большие залежи истощаются и становится более желательным разрабатывать меньшие залежи, которые часто распределены на обширных площадях в пределах данного нефтяного месторождения. Чтобы разработка таких малодебитных пластов была экономически рациональной, желательно разрабатывать как можно большую площадь малодебитных нефтяных пластов при минимальных затратах на оборудование/персонал, капитальные затраты и эксплуатационные расходы.

Один из известных подходов состоит в том, чтобы соединить («привязать») множество удаленных скважин («спутников») с одной платформой для разработки множества пластов, находящихся на некотором расстоянии друг от друга. Однако текучая среда, добываемая из углеводородной скважины, как правило, представляет собой смесь, включающую нефть, воду и газ. Такая смесь текучих сред не может быть легко транспортирована по трубопроводу, по меньшей мере на большие расстояния, поскольку наличие нескольких фаз затрудняет перекачку и поскольку могут образовываться гидраты, блокирующие трубопровод.

Гидраты представляют собой льдоподобные кристаллические твердые частицы, состоящие из воды и газа, и отложение гидратов на внутренней стенке газовых и/или нефтяных трубопроводов является серьезной проблемой для инфраструктуры добычи нефти и газа. Как обсуждается ниже со ссылкой на фиг. 4, в данной углеводородной текучей среде гидраты образуются при более высоких давлениях и более низких температурах. Когда теплая углеводородная текучая среда, содержащая воду, протекает по трубопроводу с холодными стенками, гидраты выпадают в осадок и прилипают к внутренним стенкам. Это приводит к уменьшению площади поперечного сечения трубопровода и если не принять надлежащие меры противодействия, это приведет к потере давления и, в конечном итоге, к полному блокированию трубопровода или другого технологического оборудования. Поэтому при транспортировке газа на большие расстояния обычно необходимо принимать меры по предотвращению образования гидратов.

Существующие технологии, с помощью которых решают проблему образования гидратов на коротких расстояниях, включают:

Механическое соскабливание отложений с внутренней стенки трубы через равные промежутки времени (внутренняя очистка трубопроводов скребком).

Электрический обогрев и теплоизоляция для поддержания тепла в трубопроводе (выше температуры образования гидратов).

Добавление ингибиторов (термодинамических или кинетических), предотвращающих образование и/или осаждение гидратов.

Внутренняя очистка трубопроводов скребком представляет собой сложную и дорогую операцию. Она также не подходит для подводных трубопроводов, поскольку скребок необходимо вводить с помощью подводных аппаратов с дистанционным управлением.

Электрический обогрев под водой возможен, если трубопровод не слишком длинный, например, порядка 1-30 км, но в настоящее время его применение нецелесообразно на больших расстояниях, таких как 50-100 км или больше. Однако, опять же, даже на небольших расстояниях затраты на его установку и эксплуатацию высоки. Кроме того, во время остановок или замедлений добычи будет происходить образование гидратов, поскольку углеводороды будут охлаждаться ниже температуры образования гидратов.

Добавление ингибитора образования гидратов, такого как спирт (метанол или этанол), или гликоля, такого как моноэтиленгликоль (monoethylene glycol, MEG или 1,2-этанediол), является недорогим способом и ингибитор легко вводить. Однако, если содержание воды является высоким, необходимо введение пропорционально больших количеств ингибитора, из-за чего на принимающей стороне потребуется технологическая установка регенерации ингибитора образования гидратов с достаточной производительностью для извлечения и рециркуляции ингибитора.

Таким образом, описанные выше способы могут быть использованы для транспортировки на короткие расстояния (до приблизительно 60 км), например, от устья скважины до центрального пункта обработки. Однако они не пригодны для транспортировки на большие расстояния.

В данной области техники также известно выполнение некоторой обработки углеводородов, добываемых из скважин, перед транспортировкой. Однако традиционные (как правило, подводные) установки для обработки лишь в минимальной степени обрабатывают поступающий углеводородсодержащий поток, который затем транспортируют в виде двухфазной или многофазной смеси на центральный морской пункт обработки, расположенный между несколькими нефтяными и газовыми пластами/устьями скважин; см., например, GB 1244273. Затем выполняют дополнительную обработку углеводородов в соответствии со спецификациями транспортировки по трубопроводу с использованием обрабатывающих мощностей центрального морского пункта обработки.

Хотя такая обработка позволяет транспортировать многофазную смесь углеводородов на относительно небольшие расстояния обратно к пункту обработки, в котором выполняют дополнительную обработку, она является недостаточной для транспортировки на большие расстояния.

Одно известное решение состоит в обеспечении хранения отделенных текучих сред,

таких как нефть и газ, локально в устье скважины либо на морском дне, либо на локальной надводной платформе, см., например, GB 2544715 и CN 102337868. Однако в этом случае требуется судно (например, танкер) для сбора хранимых текучих сред и их доставки на главный узел или платформу. Очевидно, это неэффективно, а само использование судна предполагает большие капитальные затраты.

В данной области техники также известна полная стабилизация углеводородной текучей среды, добытой из скважины, путем отделения ее компонентов и их подготовки к хранению перед транспортировкой от скважины. Полной стабилизации достигают за счет снижения давления добытой текучей среды до атмосферного давления, а также путем отделения газовой и жидкой фаз. (Полностью стабилизированная текучая среда представляет собой текучую среду, которая находится в полностью стабильной жидкой фазе при атмосферных условиях, т. е. она не будет испаряться или осаждаться в гидраты при атмосферном давлении и температуре окружающей среды). Такую полностью стабилизированную жидкость затем можно транспортировать в другое место, например, на берег, при атмосферных условиях и она будет оставаться стабильной. Однако для этого требуется выполнить большой объем обработки на залежи и, следовательно, требуется оборудование для обработки.

Согласно первому аспекту настоящего изобретения предложена система для добычи углеводородов, содержащая: узел для приема добытых углеводородов; объект морской добычи углеводородов, содержащий: устье эксплуатационной скважины для соединения с подводным углеводородным пластом; эксплуатационную платформу, выполненную с возможностью приема добытой текучей среды от устья скважины и сообщаемую с узлом с возможностью переноса текучей среды посредством трубопровода большой протяженности; причем устье скважины расположено локально по отношению к эксплуатационной платформе, а эксплуатационная платформа выполнена с возможностью обработки добытой текучей среды с получением полустабильного нефтепродукта, пригодного для выведения по трубопроводу большой протяженности к узлу.

В настоящем документе термин «полустабильный» используется для описания жидкости, которая до определенной степени стабилизировалась, но не была полностью стабилизирована. Это означает, что при определенных условиях давления и температуры (в данном случае в условиях трубопровода большой протяженности) она будет оставаться в одной (жидкой) фазе, при этом испарение и осаждение (т. е. осаждение гидратов в жидкости) не будут происходить. Однако, в отличие от полностью стабилизированной жидкости, ее давление необходимо поддерживать на уровне выше атмосферного давления. Соответственно, нефтепродукт выводят за пределы «диапазона образования гидратов» для условий, в которых он будет находиться в ходе транспортировки к узлу.

Полустабильный нефтепродукт получают путем обработки, и такая обработка, как правило, включает дегазацию нефтепродукта и/или отделение воды от нефтепродукта в определенной степени. Степень этой обработки зависит от условий, в которых будет поддерживаться нефтепродукт в ходе транспортировки, чтобы он был

выведен за пределы диапазона условий для образования гидратов, как отмечено выше. Поскольку текучая среда будет охлаждаться по мере ее протекания по трубопроводу (вследствие того, что вода, окружающая трубопровод, является более холодной) и поскольку ее давление будет уменьшаться с расстоянием (из-за трения), необходимо учитывать условия вдоль длины трубопровода. Полустабильный нефтепродукт, как правило, все еще включает некоторые газовые фракции из добытой текучей среды, объединенные с нефтяными фракциями, и некоторое количество воды из добытой текучей среды в одной только жидкой фазе, причем газовые фракции остаются захваченными в жидком продукте в условиях повышенного давления.

Стабильность нефтепродукта часто описывают с помощью истинного давления пара нефтепродукта (true vapour pressure, TVP). Истинное давление пара полностью стабилизированного продукта, как правило, составляет приблизительно 0,97 бар и такой нефтепродукт будет стабильным в атмосферных условиях. Обработка добытой текучей среды с образованием полустабильного нефтепродукта позволяет снизить истинное давление пара нефтепродукта до значения, которое ниже истинного давления пара текучей среды в пласте, но оно будет оставаться выше 1 бара, а чаще выше 1,3 бара. Получение такого полустабильного жидкого продукта обеспечивает преимущество, поскольку объем обработки добытой текучей среды вблизи скважины (например, перед транспортировкой) уменьшается по сравнению с полностью стабилизированным продуктом.

Таким образом, настоящее изобретение основано на установлении изобретателями того факта, что нет необходимости в получении полностью стабилизированного нефтепродукта перед транспортировкой нефтепродукта далеко от скважины, если он стабилизирован до такой степени, что он может быть транспортирован по трубопроводам большой протяженности в виде одной фазы и находится за пределами диапазона условий для образования гидратов. Для получения полустабильного нефтепродукта требуется меньше этапов обработки и меньше оборудования, чем для получения полностью стабилизированного продукта. Таким образом, помощью настоящего изобретения возможно транспортировать добытую текучую среду на очень большие расстояния к узлу без необходимости в обогреваемом трубопроводе или локальном оборудовании, выполненном с возможностью полной стабилизации добытых текучих сред, что практически невозможно и коммерчески нецелесообразно в случае малодебитной залежи.

Это означает, что один узел может более легко обслуживать очень большую площадь морского дна, используя множество «спутниковых» объектов обработки, которые «привязаны» к узлу посредством трубопроводов большой протяженности. Каждый узел способен обслуживать множество локальных устьев скважин/пластов, таким образом обслуживая большую площадь малодебитных нефтяных пластов и дополнительно повышая экономическую обоснованность таких операций.

Поддерживаемое более высокое давление полустабильного нефтепродукта по сравнению с полностью стабилизированным нефтепродуктом также может способствовать его транспортировке по трубопроводу на большие расстояния без

использования нагнетателей, что позволяет дополнительно снизить затраты и сложность настройки установки.

Добытая текучая среда в скважине, как правило, может иметь давление в диапазоне 100-1000 бар (абсолютное) и температуру, как правило, но без ограничений, в диапазоне 60-130 °С. Фактически температура может составлять от 20°С до 200 °С, например, в скважинах с высоким давлением и высокой температурой (НТНР, high-pressure-high-temperature). Помимо углеводородов добытая текучая среда часто содержит жидкую воду и воду в газовой фазе, соответствующую давлению водяного пара при текущей температуре и давлении. Как обсуждалось выше, если добытую текучую среду транспортируют без подготовки на большие расстояния и допускают ее охлаждение, вода в газовой фазе будет конденсироваться, а ниже температуры образования гидратов будут образовываться гидраты. Температура образования гидратов находится в диапазоне 20-30°С при давлении 100-400 бар. Температура внутри трубопровода большой протяженности, как правило, составляет от 3°С до 25 °С, но также может находиться в диапазоне от -5°С до 100 °С. В случае обеспечения нагнетания с помощью насосов давление в трубопроводе с расстоянием будет уменьшаться. Однако давление должно быть достаточным, а именно оно оставаться выше давления, требуемого на узле. Давление в трубопроводе, как правило, составляет 10-80 бар, чаще 20-60 бар или 30-40 бар, но может также достигать 300-400 бар. Температура и давление не ограничиваются указанными условиями и зависят от температуры, глубины моря, содержания в нем соли и других гидрометеорологических данных. Как отмечалось выше, эти условия необходимо учитывать при определении степени обработки для получения полустабильного нефтепродукта. При определенных условиях температуры и давления вдоль/внутри трубопровода нефтепродукт должен оставаться за пределами диапазона условий для образования гидратов (т. е. ниже кривой образования гидратов) по всей длине трубопровода при его транспортировке.

В случае остановки (т. е. прекращения добычи и обработки нефти) температура может упасть до уровня, при котором нефтепродукт попадет в диапазон условий для образования гидратов. Однако эту проблему можно решить, сбросив давление в трубопроводе.

Хотя настоящее изобретение может быть реализовано с использованием обычной обслуживаемой эксплуатационной платформы, поскольку требуется лишь ограниченная обработка добытой текучей среды, автономная эксплуатационная платформа (UPP™) является пригодной и предпочтительной. Использование автономной эксплуатационной платформы UPP™ значительно повышает коммерческую целесообразность добычи из малодебитной залежи.

Как правило, в системе используют множество таких морских объектов добычи углеводородов (предпочтительно автономных эксплуатационных платформ UPP™), которые могут быть распределены по очень большой площади для разработки множества малодебитных залежей в пределах данного нефтяного месторождения.

Хотя настоящую систему можно использовать только для обеспечения

транспортабельного нефтепродукта, предпочтительно, чтобы эксплуатационная платформа была также выполнена с возможностью обработки добытой текучей среды для получения газового продукта и/или водного продукта. Кроме того, эксплуатационная платформа может быть выполнена с возможностью повторного закачивания по меньшей мере части газового продукта и/или по меньшей мере части водного продукта в подводный нефтяной пласт.

Дополнительно или альтернативно, эксплуатационная платформа может быть выполнена с возможностью генерации электроэнергии путем сжигания по меньшей мере части газового продукта. Это позволит снизить или устранить необходимость в отдельном источнике питания. Еще в одном альтернативном варианте (который может быть использован в сочетании с первыми двумя вариантами) газ может быть транспортирован для подачи в качестве топлива в другое место. Таким образом, газ может быть использован для нагнетания, для локальной генерации электроэнергии или для подачи в качестве топливного продукта.

Устье эксплуатационной скважины может быть полностью подводным, но, альтернативно, оно может быть частично или полностью расположено на поверхности в виде незаливаемого устья скважины/наземной фонтанной арматуры. Такие незаливаемые устья скважины могут быть предусмотрены на конструкции опорного блока на мелководье (с глубиной воды менее 150 м). Устье эксплуатационной скважины предпочтительно выполнено с возможностью подачи добытой текучей среды на эксплуатационную платформу посредством подводных линий подачи, основания райзера и райзера. Аналогичным образом, оно предпочтительно выполнено с возможностью подачи воды из водного продукта и/или газа из газового продукта в устья нагнетательных скважин на морском дне по райзеру, основанию райзера и подводным линиям подачи. Устья нагнетательных скважин могут быть выполнены с возможностью нагнетания водного продукта, газового продукта или того и другого и выполнены с возможностью закачивания в пласт, из которого извлекают добываемую текучую среду, или в отдельную дополнительную скважину.

Хотя узел может находиться относительно близко, например, менее чем в 50 км от устья скважины, настоящее изобретение, в частности, целесообразно применять на больших расстояниях, например, по меньшей мере 50 км, по меньшей мере 100 км или по меньшей мере 200 км от морского объекта добычи углеводородов.

Систему могут использовать с любым пригодным узлом, который может, при соответствующем географическом расположении, находиться на берегу. Однако считается, что в большинстве случаев наиболее удобно, чтобы узел находился в море, и, таким образом, узел предпочтительно представляет собой морскую платформу или судно.

Как отмечалось выше, настоящее изобретение, в частности, обеспечивает преимущество, поскольку нефтепродукт необходимо стабилизировать лишь частично, так что гидраты не будут образовываться в трубопроводе большой протяженности, ведущем к узлу, при имеющихся в нем температуре и давлении (трубопровод, как правило, не

обогревают). Таким образом, минимальная требуемая степень стабилизации зависит от указанных условий (которые хорошо известны и могут быть определены в каждом конкретном случае специалистом в данной области техники). Аналогичным образом, по меньшей мере на основании идей, изложенных в настоящем документе, специалист в данной области техники легко сможет обеспечить такую степень стабилизации. Следует понимать, что система остается работоспособной и при более высоких степенях стабильности, но это потребует выполнения обработки на удаленной платформе, превышающей необходимую обработку. Таким образом, эксплуатационная платформа, как правило, может быть выполнена с возможностью обработки добытой текучей среды для получения нефтепродукта, который достаточно стабилен для транспортировки к узлу, расположенному на расстоянии по меньшей мере 50 км, или по меньшей мере 100 км, или по меньшей мере 200 км от нее по необогреваемому подводному трубопроводу без значительного образования гидратов.

Полустабильный нефтепродукт может храниться на узле для последующего сбора танкером или подобным средством. Альтернативно, полустабильный нефтепродукт можно транспортировать по трубопроводу на объект дополнительной обработки. Таким образом, один узел может хранить или транспортировать полустабильный нефтепродукт от множества спутниковых объектов обработки, расположенных локально в пластах, что, таким образом, позволяет уменьшить количество требуемого оборудования для хранения и транспортировки.

Узел может быть выполнен с возможностью дополнительной обработки и стабилизации полустабильного продукта, и в результате этой дополнительной обработки может быть получен полностью стабильный нефтепродукт. Преимущество, реализуемое за счет применения одного узла для дополнительной обработки полустабильного нефтепродукта, состоит в том, что оборудование для дополнительной обработки может быть расположено в одном местоположении узла. Это позволяет уменьшить количество оборудования для обработки на спутниковых объектах обработки, расположенных локально по отношению к пласту, при этом обеспечивая полностью стабилизированный конечный нефтепродукт.

Как отмечалось ранее, обработка добытой текучей среды, как правило, включает один или более этапов разделения. Специалист сможет предложить ряд конструкций сепаратора, но предпочтительно, чтобы эксплуатационная платформа содержала двухступенчатую систему разделения для получения полустабильного нефтепродукта. В такой конструкции может быть обеспечен выпуск нефтепродукта из второй ступени двухступенчатой системы разделения, которая соединена с трубопроводом большой протяженности через райзер и основание райзера на морском дне. Кроме того, может быть обеспечен выпуск водного продукта из первой ступени двухступенчатой системы разделения, которая соединена с устьями нагнетательных скважин на морском дне.

Что касается газового продукта, обе ступени двухступенчатой системы разделения могут иметь выпуски газа, ведущие к множеству газовых компрессоров, расположенных

последовательно, причем последний компрессор имеет выпуск для газового продукта.

Настоящее изобретение также распространяется на соответствующий способ. Таким образом, еще один аспект настоящего изобретения включает способ добычи углеводородов, включающий обеспечение: узла для приема добытых углеводородов; и объекта морской добычи углеводородов, содержащего: устье эксплуатационной скважины для соединения с подводным углеводородным пластом; эксплуатационную платформу, расположенную локально по отношению к эксплуатационной платформе и выполненную с возможностью приема добытой текучей среды от устья скважины и сообщаемую с узлом с возможностью переноса текучей среды посредством трубопровода большой протяженности; причем эксплуатационная платформа обрабатывает добытую текучую среду с получением полустабильного нефтепродукта и выводит его по трубопроводу большой протяженности к узлу.

Предпочтительно способ включает обеспечение и использование системы в соответствии с любой из форм системы, описанной ранее.

Некоторые варианты осуществления настоящего изобретения будут описаны ниже исключительно в качестве примера и со ссылкой на сопроводительные чертежи, на которых:

на фиг. 1 представлен вид в перспективе спутникового месторождения и узла согласно варианту осуществления настоящего изобретения;

на фиг. 2 представлен общий вид варианта осуществления по фиг. 1;

на фиг. 3 представлена принципиальная схема потока текучей среды, изображающая элементы для разделения и обработки локальной автономной эксплуатационной платформы (UPP™), которая является частью варианта осуществления; а

на фиг. 4 представлена типовая схема фазы образования гидратов для нефтепродукта.

Проиллюстрированный вариант осуществления представляет собой подводную систему добычи углеводородов, в которой множество спутниковых месторождений соединены с удаленной узловой платформой или судном, удаленными на большие расстояния. Удаленные залежи традиционно рассматривают как малодобитные. На фиг. 1 на переднем плане показано только одно такое спутниковое месторождение и удаленный узел на заднем плане, а другие спутниковые месторождения показаны в других удаленных местоположениях. Как будет описано ниже, на спутниковом месторождении имеется локальная автономная эксплуатационная платформа (Unmanned Production Platform, UPP™), на которой осуществляют разделение углеводородсодержащей текучей среды, добываемой из локальных устьев скважин, частично стабилизируют нефтепродукт, а затем транспортируют нефтепродукт по трубопроводу большой протяженности к узлу для дальнейшей обработки, как будет описано ниже.

Как показано, устья 1 скважин, расположенные на морском дне, сообщаются с подводным углеводородным пластом (не показан). Устья скважин содержат эксплуатационные скважины 2 и нагнетательные скважины 3. Устья 1 скважин соединены

через линии 5 подачи, подводные многофазные насосы 6 и основание 7 райзера с райзером 8, который содержит множество труб для протекания текучей среды к автономной эксплуатационной платформе UPP™ 9 и от нее.

Трубопровод 10 большой протяженности проходит от основания 7 райзера вдоль морского дна до удаленного узла 11 в виде танкера 11.

Автономная эксплуатационная платформа UPP™ представляет собой плавучую платформу, заякоренную на морском дне. Она содержит различные объекты для обработки углеводородсодержащих текучих сред (далее также называемых добываемыми текучими средами). К ним относятся система 16 разделения, которая показана на фиг. 3, система 14 подготовки воды, установка 15 для производства энергии на газообразном топливе и система очистки газа.

Добываемая текучая среда представляет собой смесь, включающую нефть, воду и природный газ. Ее добывают из пласта обычным способом в эксплуатационных скважинах 2. Затем она проходит по линиям 5 подачи и нагнетается с помощью подводных многофазных насосов 6 к основанию 7 райзера. Затем углеводородсодержащая текучая среда поднимается по трубе в райзере 8 к автономной эксплуатационной платформе UPP™ 9.

На автономной эксплуатационной платформе UPP™ углеводородсодержащую текучую среду разделяют на составные части - нефть, газ, воду, осадок и т. д. с помощью сепаратора 16, как будет более подробно описано ниже со ссылкой на фиг. 3. Затем нефть транспортируют по райзеру 8 и основанию 7 райзера к трубопроводу 10 большой протяженности, расположенному на морском дне.

Нефть частично стабилизируется посредством процессов дегазации и обезвоживания, так что она находится за пределами диапазона условий для образования гидратов в трубопроводе 10 большой протяженности и в то же время ее состояние позволяет осуществлять окончательную обработку в узле 11. Это позволяет транспортировать нефть по трубопроводам 10 большой протяженности (до 250 км или даже 500 км) к узлу 11.

На фиг. 4 представлена схема фаз образования гидратов для типового нефтепродукта (который может содержать нефть, воду и газ) при поддерживаемых температуре и давлении нефтепродукта, показанными на осях, соответственно, X и Y. С правой стороны кривой 402 диссоциации гидратов показана область 401 отсутствия гидратов, с левой стороны кривой 404 образования гидратов показана область 403 стабильности гидратов (т. е. область, в которой гидраты образовались и стабильны в текучей среде) а между кривой образования гидратов и кривой диссоциации гидратов показана метастабильная область 405, в которой существует риск образования гидратов.

При низком давлении и высокой температуре нефтепродукта образование гидратов уменьшается, тогда как при высоких давлениях и низких температурах образование гидратов увеличивается.

Дегазация и отделение воды от продукта обуславливают изменение положения кривых образования и диссоциации гидратов. Как правило, такая обработка приводит к

перемещению кривой образования гидратов влево по фигуре, так что при поддержании более высоких давлений и более низких температур нефтепродукта гидраты не образуются.

Как правило, чем длиннее трубопровод большой протяженности (без обогрева), тем больше охлаждается полустабилизированный нефтепродукт по мере приближения его температуры к температуре морской воды, окружающей трубу, что приводит к увеличению риска образования гидратов. В результате по более длинному трубопроводу можно перекачивать нефтепродукт с большей степенью обработки (например, путем дегазации и/или отделения воды) для изменения кривой образования гидратов и предотвращения попадания в область образования гидратов.

В этих вариантах осуществления нефтепродукт обрабатывают только в той степени, которая позволит ему выйти за пределы диапазона условий для образования гидратов в трубопроводе большой протяженности, чтобы можно было избежать значительного образования гидратов в трубопроводе (и, кроме того, чтобы можно было избежать использования обогрева трубопровода и/или использования нагнетателей) в дополнение к отсутствию необходимости использования излишнего оборудования для обработки на автономной эксплуатационной платформе, что позволяет снизить затраты, объем и сложность установки и обслуживания таких установок.

В узле выполняют дополнительную обработку нефти с получением полностью стабилизированного продукта. Затем его хранят для последующей транспортировки или транспортируют непосредственно на терминал. В одном из вариантов осуществления дополнительная обработка также обеспечивает достижение состояния нефти, отвечающего требованиям конечной спецификации.

Газ, отделенный от углеводородсодержащей текучей среды, очищают на автономной эксплуатационной платформе UPP™ 9, чтобы он был пригоден для закачки обратно в подводный нефтяной пласт. После очистки газ проходит по трубе в райзере 8 через основание 7 райзера и по линиям 5 подачи к нагнетательным скважинам 3, в которых его повторно закачивают в пласт. Повторное закачивание газа представляет собой известный способ, позволяющий поддерживать давление в скважине при добыче текучей среды, а также повышать давление в скважине, обеспечивая растворение большего количества молекул газа в нефти, тем самым снижая ее вязкость и повышая производительность скважины.

В проиллюстрированном варианте осуществления часть газа используют в качестве топлива для генерации электроэнергии на автономной эксплуатационной платформе UPP™ 9. Ее осуществляют с помощью газотурбинной установки 15 для производства энергии, в которой для выработки энергии сжигают газ (содержащий короткоцепочечные углеводороды, т. е. природный газ). Такое производство электроэнергии может быть использовано для частичного или полного удовлетворения потребности в электроэнергии на пласте.

В одном варианте настоящего варианта осуществления вместо использования газа для повторного закачивания его также очищают на автономной эксплуатационной

платформе UPP™ 9 (отдельно от нефти), так что он также находится за пределами области образования гидратов в дополнительном трубопроводе 10' большой протяженности, проходящем к узлу 11, по которому его затем транспортируют. Это позволяет дополнительно повысить экономическую обоснованность использования пласта.

Воду, отделенную от углеводородсодержащей текучей среды, обрабатывают и очищают на автономной эксплуатационной платформе UPP™ 9 с помощью системы 14 подготовки воды для соответствия ее параметров стандарту, позволяющему повторно закачивать ее в пласт для поддержания давления в нем. Эта подготовленная вода поступает с автономной эксплуатационной платформы UPP™ вниз по трубе в райзере 8 через основание 7 райзера, линии 5 подачи и насосы 13 для нагнетания воды к скважинам 34 для нагнетания воды.

Процесс отделения адаптирован к определенным характеристикам нагнетания в зависимости от условий пласта. Характеристики воды могут зависеть от условий гидроразрыва пласта для поддержания давления или вода может быть обработана до сверхчистого состояния, например, для соответствия экологическим стандартам. Однако основное требование состоит в том, чтобы подготовка позволяла повторно закачивать добытую воду в пласт с помощью насосов 13 для нагнетания воды.

Вся вода, извлеченная из углеводородсодержащей текучей среды, или ее часть может быть подготовлена на автономной эксплуатационной платформе UPP™ 9 до состояния, позволяющего сбрасывать ее в море.

Температура обработки жидкостей (отделения нефти/воды и обработки добытой воды на автономной эксплуатационной платформе UPP™ 9) в основном определяется температурой пласта, которая, как правило, находится в диапазоне от приблизительно 20°C и выше, но для достижения оптимальной температуры обработки жидкости могут быть подогреты.

Большие расстояния, на которые транспортируют нефтепродукт, показаны на фиг. 2, на которой изображено множество морских объектов 101 добычи нефти, расположенных на малодебитных месторождениях в Баренцевом море. Каждый из этих морских объектов 101 добычи нефти соответствует вышеописанной локальной системе и включает по меньшей мере одну автономную эксплуатационную платформу, которая «привязана» посредством трубопровода 10 большой протяженности к узлу 11, таким образом обеспечивая транспортировку нефтепродукта к узлу. В этом варианте осуществления морской объект 101 добычи нефти имеет 175 км привязку к узлу 11.

На блок-схеме, представленной на фиг. 3, схематически более подробно показаны средства разделения и обработки на локальной автономной эксплуатационной платформе UPP™ 9 вместе с подводными компонентами согласно варианту осуществления, который уже был описан со ссылкой на фиг. 1. Таким образом, добытую текучую среду от множества устьев 1 скважин нагнетают с помощью многофазного насоса 6 через линии 5 подачи, основание 7 райзера и трубу 17 эксплуатационного райзера в автономную эксплуатационную платформу UPP™ (в которой находятся компоненты, показанные над

центральной горизонтальной разделительной линией). Кроме того, показаны некоторые компоненты для нагнетания воды, включая насосы 13 для нагнетания воды, в которые подают добытую воду по трубе райзера для нагнетания воды, и скважины 34 для нагнетания воды. Кроме того, показаны скважины 3 для нагнетания газа, соединенные с трубой 20 райзера для нагнетания газа.

Следует отметить, что труба 17 эксплуатационного райзера, труба 18 райзера для добытой воды, труба 19 райзера для полустабильной сырой нефти и труба 20 райзера для нагнетания газа включены в конструкцию райзера 8 (см. фиг. 1). Для ясности на фиг. 3 они показаны разделенными.

Труба 17 эксплуатационного райзера ведет к трехфазному сепаратору 21 первой ступени, имеющему выпускные трубы 23 для газа, 24 для нефти и 36 для воды. Выпускная труба для газа соединена с выходом из газового компрессора мгновенного испарения, расположенного ниже по потоку, который будет обсуждаться ниже. Выпускная труба для нефти через клапан 26 соединена со входом сепаратора 28 второй ступени. Сепараторы могут представлять собой гравитационные сепараторы, циклонные сепараторы или любые другие сепараторы, известные в данной области техники. Третья выпускная труба через установку 29 для подготовки воды и насос 31 для добытой воды ведет к трубе 18 райзера для добытой воды.

Сепаратор второй ступени является двухфазным и имеет выпускные трубы 44 для газа и 45 для нефти. Выпускная труба для газа соединена с газовым компрессором 35 мгновенного испарения, который имеет выпускную трубу 43, которая соединена с выпускной трубой 23 для газа из сепаратора первой ступени и ведет к первому межступенчатому охладителю 36 газа, а затем к газоочистителю 37 на всасывании первой ступени. Выпускная труба 45 для нефтепродуктов ведет через насос 30 для нефтепродуктов и трубу 19 райзера для полустабильной сырой нефти к трубопроводу 10 большой протяженности, ведущему к узлу 11 (см. фиг. 1).

Газоочиститель 37 на всасывании первой ступени имеет одну выпускную трубу 46, ведущую к компрессору 38 для нагнетания газа первой ступени. Выходящая из него выпускная труба 47 ведет через второй межступенчатый охладитель 39 газа к газоочистителю 40 на всасывании второй ступени и компрессору 41 для нагнетания газа второй ступени, который подает газ во впускную трубу 20 райзера для газа, ведущую к скважинам 3 для нагнетания газа на морском дне.

Оба газоочистителя на всасывании также имеют выпускные трубы 47, 48 для нефти, очищенной от газа. Выпускная труба 48 для нефти из газоочистителя на всасывании второй ступени соединена через клапан 49 с газоочистителем первой ступени, а выпускная труба 47 для нефти газоочистителя первой ступени ведет обратно через клапан 50 к сепаратору 28 второй ступени.

После поднятия добытой текучей среды по эксплуатационному райзеру 17 на автономную эксплуатационную платформу UPP™ 9 ее подают в сепаратор 21 первой ступени. Он поддерживает в углеводородсодержащей текучей среде давление

приблизительно 15 бар и частично разделяет текучую среду на три компонента: в основном состоящие из нефти, газа и воды, соответственно, известным способом.

Затем отделенная нефть проходит через трубу 24 и клапан 26 в сепаратор 28 второй ступени. Отделенная вода проходит через трубу 25 для воды в установку 29 для подготовки воды, а отделенный газ проходит по трубе 23 для газа.

Сепаратор 28 второй ступени снижает давление нефти в виде текучей среды до значения приблизительно 4 бар, т. е. более низкого давления, чем в сепараторе первой ступени, чтобы испарить нефть в виде текучей среды, тем самым высвобождая газ из текучей среды. Этот газ мгновенного испарения отделяется от нефти в виде текучей среды, так что нефть очищается (обезвоживается и дегазируется) до уровня, при котором она является полустабильзированной. Требуемый уровень обезвоживания и дегазации зависит от условий, в которых будет находиться нефть, в частности, при транспортировке по нефтяному трубопроводу 10 большой протяженности, и соответствующего диапазона условий для образования гидратов для нефтепродукта в этих условиях.

Таким образом, полустабильзированный нефтепродукт проходит от сепаратора 28 второй ступени в состоянии, которое находится за пределами диапазона условий для образования гидратов в трубопроводе 10 большой протяженности, к узлу 11. После этого полустабильзированный нефтепродукт, нагнетаемый с помощью насоса 30 для нефтепродуктов, проходит вниз по трубе 19 райзера для полустабильного нефтепродукта, после чего его выводят к узлу по подводным выводным линиям 10 большой протяженности. Поскольку полустабильзированный нефтепродукт находится за пределами области образования гидратов, использование обогрева, теплоизоляция, введение ингибиторов образования гидратов и/или внутренняя очистка трубопроводов скребком в трубопроводе 10 большой протяженности не требуется.

В этом варианте осуществления газ мгновенного испарения, полученный в сепараторе 28 второй ступени (при давлении 4 бара), удаляют из сепаратора 28 второй ступени и повторно сжимают до давления 15 бар (до такого же давления, как у газа, удаленного из сепаратора 21 первой ступени) в газовом компрессоре 35 мгновенного испарения. Затем газ мгновенного испарения, который снова объединяют с газом, удаленным сепаратором 21 первой ступени, пропускают через первый межступенчатый охладитель 36 газа для охлаждения газа и удаления тепла, образовавшегося в результате предшествующего сжатия. В этом варианте осуществления охлаждение в каждом охладителе осуществляют путем обеспечения теплообмена с морской водой и/или воздухом.

Объединенный газ («газ») затем пропускают через газоочиститель 37 на всасывании первой ступени для удаления твердых частиц и конденсатов из газа и защиты последующих газовых компрессоров. Это позволяет улучшить производительность газовых компрессоров и других компонентов последующих ступеней.

Затем газ пропускают через компрессор 38 для нагнетания газа первой ступени, чтобы повысить его давление до 38 бар. Затем газ охлаждают во втором межступенчатом

охладителе 39 газа.

Затем газ поступает в газоочиститель 40 на всасывании второй ступени для удаления всех оставшихся частиц или конденсата перед введением в компрессор 41 для нагнетания газа второй ступени, который повышает давление газа до 100 бар (конечное давление перед повторным нагнетанием в подводный пласт).

Затем газ под давлением 100 бар проходит вниз по трубе 20 райзера для нагнетания газа в скважины 3 для нагнетания газа, в которых его повторно закачивают в пласт для поддержания давления в пласте.

Отделенную воду из сепаратора 21 первой ступени очищают в установке 29 для подготовки воды таким образом, чтобы она имела характеристики, необходимые для повторного закачивания в подводную залежь нефти, как обсуждалось выше. Эту добытую воду затем перекачивают с помощью насоса 31 для добытой воды по трубе 18 райзера для добытой воды.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система для добычи углеводородов, содержащая:
 - узел для приема добытых углеводородов;
 - объект морской добычи углеводородов, содержащий:
 - устье эксплуатационной скважины для соединения с подводным углеводородным пластом;
 - эксплуатационную платформу, выполненную с возможностью приема добытой текучей среды от устья скважины и сообщающуюся с узлом с возможностью переноса текучей среды посредством трубопровода большой протяженности;
 - причем устье скважины расположено локально по отношению к эксплуатационной платформе, а эксплуатационная платформа выполнена с возможностью обработки добытой текучей среды с получением полустабильного нефтепродукта, пригодного для выведения по трубопроводу большой протяженности к узлу.
2. Система по п. 1, в которой обработка добытой текучей среды включает дегазацию добытой текучей среды и/или отделение воды от добытой текучей среды до такой степени, чтобы полустабильлизованная текучая среда была выведена за пределы диапазона условий для образования гидратов внутри трубопровода большой протяженности, что позволяет избежать значительного образования гидратов в трубопроводе большой протяженности.
3. Система по п. 1 или 2, в которой полустабильный нефтепродукт имеет истинное давление пара (true vapour pressure, TVP), которое больше 1 бара и меньше истинного давления пара добытой текучей среды из скважины.
4. Система по п. 3, в которой полустабильный нефтепродукт имеет истинное давление пара более 1,3 бара и менее 400 бар, предпочтительно истинное давление пара составляет более 20 бар и менее 60 бар, и более предпочтительно истинное давление пара составляет более 30 бар и менее 40 бар.
5. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой объект добычи нефти представляет собой автономную эксплуатационную платформу (unmanned production platform, UPP).
6. Система по любому из предшествующих пунктов, содержащая множество таких объектов морской добычи углеводородов.
7. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой эксплуатационная платформа также выполнена с возможностью обработки добытой текучей среды с получением газового продукта и/или водного продукта.
8. Система по п. 7, в которой эксплуатационная платформа выполнена с возможностью повторного закачивания по меньшей мере части газового продукта и/или по меньшей мере части водного продукта в подводный нефтяной пласт.
9. Система по п. 7 или 8, в которой эксплуатационная платформа выполнена с возможностью генерации электроэнергии путем сжигания по меньшей мере части газового продукта.
10. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой устье

эксплуатационной скважины выполнено с возможностью подачи добытой текучей среды на эксплуатационную платформу посредством подводных линий подачи, основания райзера и райзера.

11. Система по любому из пп. 7-10, в которой эксплуатационная платформа выполнена с возможностью подачи воды из водного продукта и/или газа из газового продукта в устья нагнетательных скважин на морском дне посредством райзера, основания райзера и подводных линий подачи.

12. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой узел представляет собой морскую платформу или судно, или же он расположен на берегу.

13. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой узел расположен по меньшей мере в 50 км, или по меньшей мере в 100 км, или по меньшей мере в 200 км от объекта морской добычи углеводородов.

14. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой полустабильный нефтепродукт хранится в узле.

15. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой узел выполнен с возможностью дополнительной обработки полустабильного нефтепродукта с образованием полностью стабильного нефтепродукта.

16. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой эксплуатационная платформа выполнена с возможностью обработки добытой текучей среды с получением нефтепродукта, который является достаточно стабильным для транспортировки к узлу, расположенному на расстоянии по меньшей мере 50 км, или по меньшей мере 100 км, или по меньшей мере 200 км от нее по необогреваемому подводному трубопроводу без использования ингибиторов образования гидратов, что позволяет избежать значительного образования гидратов в трубопроводе большой протяженности.

17. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой эксплуатационная платформа содержит двухступенчатую систему разделения для получения полустабильного нефтепродукта.

18. Система по п. 17, в которой выпуск нефтепродукта из второй ступени двухступенчатой системы разделения соединен с трубопроводом большой протяженности через райзер и основание райзера на морском дне.

19. Система по п. 17 или 18, в которой выпуск водного продукта из первой ступени двухступенчатой системы разделения соединен с устьями нагнетательных скважин на морском дне.

20. Система по любому из пп. 17-19, в которой обе ступени двухступенчатой системы разделения имеют выпуски газа, ведущие к множеству газовых компрессоров, расположенных последовательно, причем последний компрессор имеет выпуск для газового продукта.

21. Способ добычи углеводородов, включающий обеспечение: узла для приема добытых углеводородов и объекта морской добычи углеводородов, причем объект добычи углеводородов содержит:

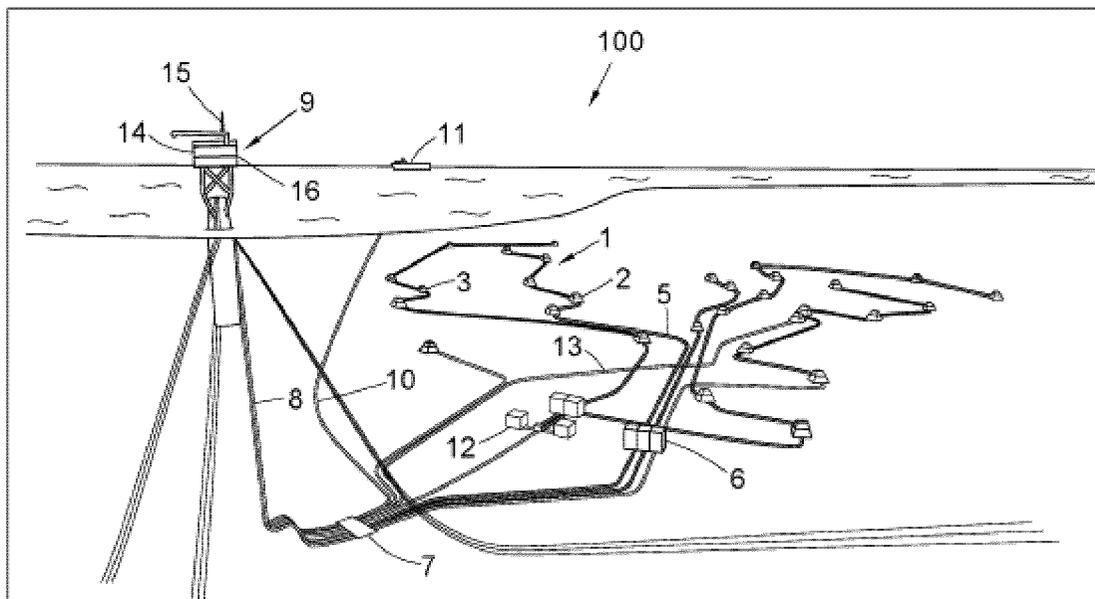
устье эксплуатационной скважины для соединения с подводным углеводородным пластом;

эксплуатационную платформу, расположенную локально по отношению к устью эксплуатационной скважины и выполненную с возможностью приема добытой текучей среды от устья скважины и сообщаемую с узлом с возможностью переноса текучей среды посредством трубопровода большой протяженности;

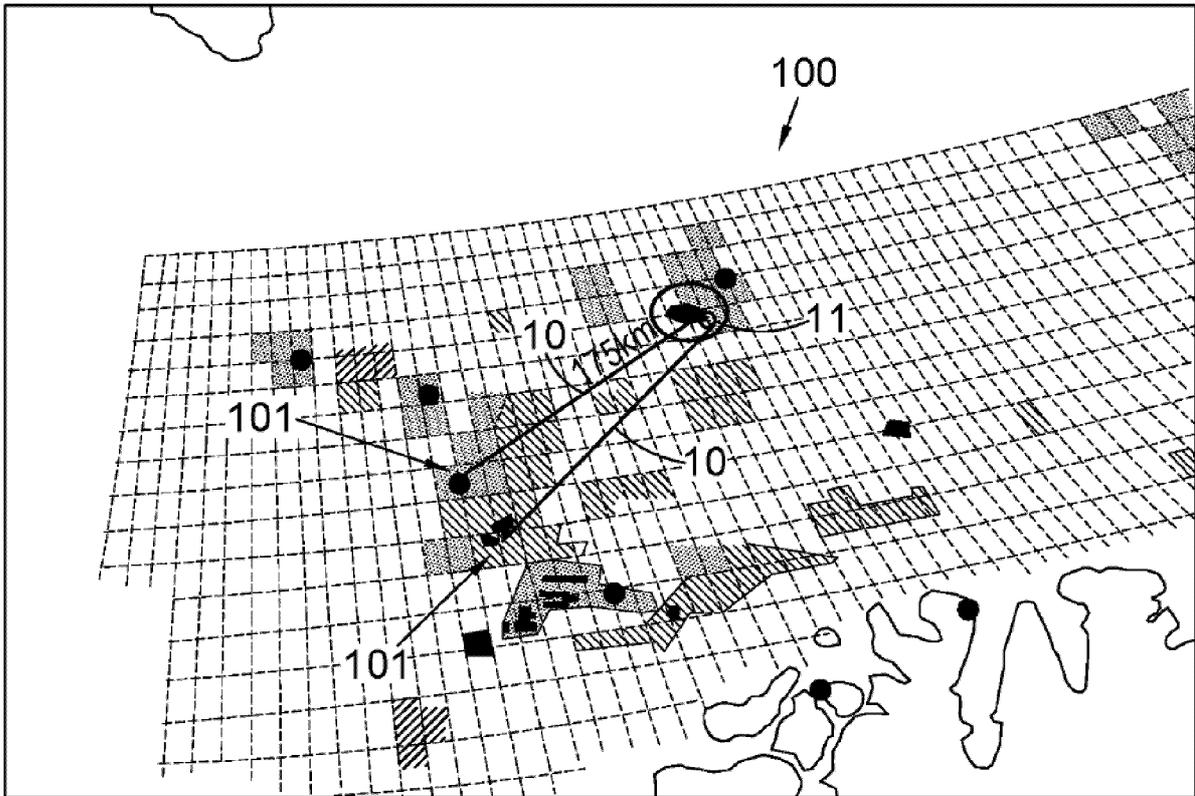
причем эксплуатационная платформа обрабатывает добытую текучую среду с получением полустабильного нефтепродукта и выводит его по трубопроводу большой протяженности к узлу.

22. Способ по п. 21, включающий обеспечение и использование системы по любому из пп. 1-20.

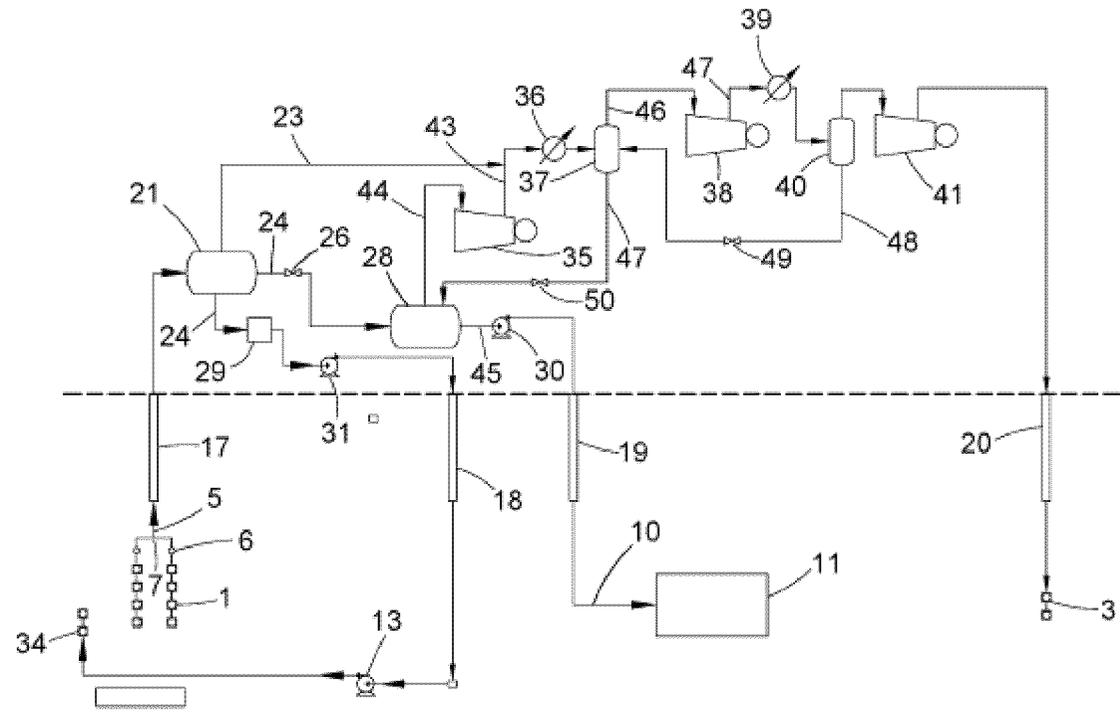
По доверенности



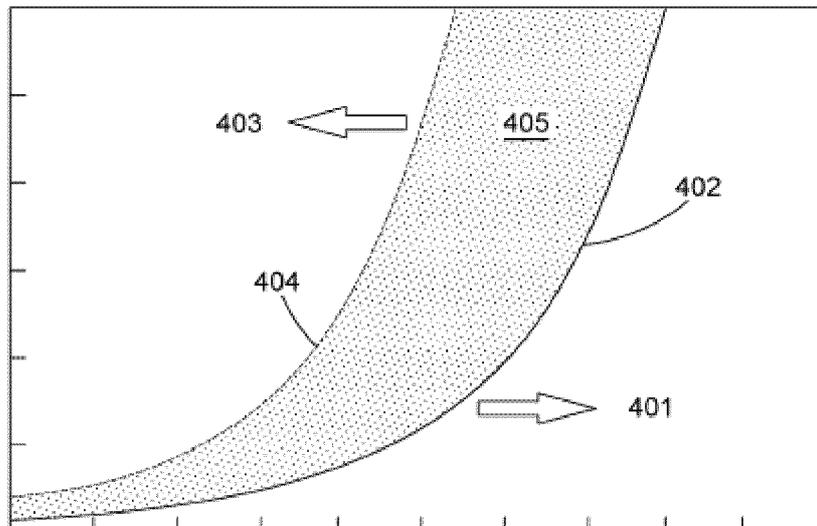
Фиг. 1



ФИГ. 2



Фиг. 3



Фиг. 4