

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202092527** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2021.01.28

(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 МОРСКОЙ ДОБЫЧИ И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

(31) **20180573**

(72) Изобретатель:

(32) **2018.04.24**

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

(33) **NO**

(86) **PCT/NO2019/050093**

(74) Представитель:

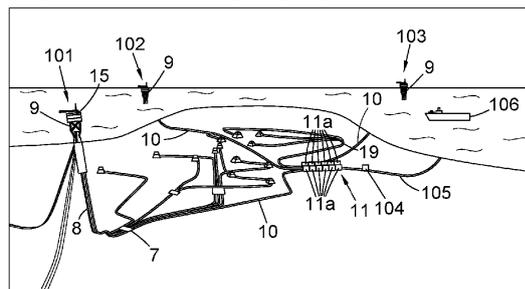
(87) **WO 2019/209119 2019.10.31**

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; причем узел (10) выполнен с возможностью хранения полустабильного нефтепродукта.



A1

202092527

202092527

A1

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

2420-565902EA/092

СИСТЕМА И СПОСОБ МОРСКОЙ ДОБЫЧИ И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

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 текущая 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. 5, 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 осажаться 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; причем узел выполнен с возможностью хранения полустабильного нефтепродукта или полученного из него нефтепродукта.

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 могут хранить на узле в неизменном виде (т. е.

поддерживать его во время хранения в полустабильном состоянии). Следовательно, нефтепродукт может быть дополнительно выведен за пределы «диапазона образования гидратов» для условий, в которых его будут поддерживать, пока он находится в узле.

Альтернативно, полустабильный нефтепродукт может быть дополнительно стабилизирован в узле, чтобы нефтепродукт, хранящийся в узле, представлял собой полностью стабилизированный нефтепродукт или приближенный к нему нефтепродукт. Дальнейшая стабилизация полустабильного нефтепродукта в узле включает дополнительную обработку полустабильного нефтепродукта в узле, как станет ясно из нижеследующего обсуждения. Такое дополнительное оборудование для обработки может быть обеспечено с помощью дополнительного оборудования для обработки, включающего один или более сепараторов, один или более газоочистителей, один или более компрессоров или любое другое оборудование, которое может быть использовано для дополнительной обработки полустабильного нефтепродукта с целью его дополнительной стабилизации. Конкретный характер дополнительной обработки в узле и оборудование, используемое для указанной дополнительной обработки, будет зависеть от характера поступающей полустабильной текучей среды, требуемого уровня стабилизации, который должен быть достигнут в узле, самого узла и т. д.

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 и, при необходимости, во время хранения, чтобы он был выведен за пределы диапазона условий для образования гидратов, как отмечено выше. Текучая среда будет охлаждаться по мере ее протекания по трубопроводу (вследствие того, что вода, окружающая трубопровод, является более холодной), а также может охлаждаться во время хранения. Аналогичным образом, давление текучей среды будет уменьшаться с расстоянием (вследствие трения) в ходе транспортировки, а также может уменьшаться во время хранения (например, из-за неидеальной герметизации). Таким образом, необходимо учитывать условия вдоль длины трубопровода, кроме того, может понадобиться учесть условия хранения полустабильной текучей среды в узле. 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 его истинного давления пара (true vapour pressure, TVP), которое (как известно) представляет собой равновесное парциальное давление, оказываемое нефтепродуктом при температуре 100 °F (37,8 °C). 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 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 частично основано на установлении изобретателями того факта, что нет необходимости в получении полностью стабилизированного нефтепродукта перед транспортировкой и хранением нефтепродукта вдали 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 полустабилизированного нефтепродукта требуется меньше этапов обработки и меньше оборудования, чем для получения полностью стабилизированного продукта. Таким образом, с 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.

Настоящее изобретение также частично основано на установлении того факта, что полустабильный нефтепродукт после транспортировки по трубопроводу большой протяженности можно хранить в узле либо в неизменном виде, либо после дополнительной стабилизации нефтепродукта. Возможность хранения нефтепродукта после транспортировки с привязкой на больших расстояниях обеспечивает многочисленные преимущества в различных вариантах применения при добыче углеводородов, которые ранее не были достигнуты в уровне техники. В качестве примера, в тех случаях, когда объект добычи расположен на малодебитной (удаленной) углеводородной залежи с небольшим объемом добычи, полустабильный нефтепродукт, полученный на платформе, может быть транспортирован по трубопроводу большой протяженности к узлу, расположенному в менее удаленном местоположении (возможно, там, где уже имеется какая-либо образованная ранее инфраструктура) и хранится там до тех пор, пока в нем не будет принят значительный объем полустабильного нефтепродукта. В таком случае может оказаться целесообразным (как с коммерческой, так и с технической точки зрения) собирать хранимый полустабильный продукт, например, в

танкере. Без применения эффекта синергии, обеспечиваемого как хранением в узле, так и привязкой на большом расстоянии, обеспечиваемой полустабильным характером нефтепродукта, добыча нефтепродукта из малодобитного (удаленного) углеводородного пласта возможно никогда не была бы (коммерчески и/или технически) осуществимой.

Более высокое давление полустабильлизованного нефтепродукта, которое поддерживают во время его транспортировки, 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 для транспортировки. 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.

Обычно и предпочтительно 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. Таким образом, каждый из множества объектов добычи углеводородов будет «привязан» к узлу посредством трубопровода большой протяженности от соответствующей ему эксплуатационной платформы и, таким образом, на узле можно хранить полустабилизированную нефть, поступившую от множества объектов добычи углеводородов и/или множества малодебитных залежей. Это, в частности, обеспечивает преимущество, поскольку хранение полустабилизированного нефтепродукта, добытого на множестве объектов добычи углеводородов и/или множестве малодебитных залежей, может быть централизовано в одном месте. Таким образом, требования к инфраструктуре с точки зрения обеспечения энергией (например, электроэнергией), снабжения химическими реагентами, транспортировки нефтепродуктов для дальнейшего использования, требования к конструкции и т. д. могут быть значительно сокращены по сравнению, например, со случаями, когда хранение осуществляют локально на каждом объекте добычи и/или малодебитной залежи.

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. В еще одном альтернативном варианте (который может быть использован в сочетании с двумя указанными выше альтернативными 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.

В вариантах осуществления, включающих множество объектов добычи углеводородов, узел может быть расположен относительно близко (например, менее, чем в 50 км) и даже локально (т. е. в непосредственной близости) по отношению к одному из множества объектов добычи углеводородов, в то время как остальные из множества объектов добычи могут быть расположены на больших расстояниях, например, по меньшей мере 50 км, по меньшей мере 100 км или по меньшей мере 200 км от узла и, таким образом, считаются удаленными/малодебитными по отношению к узлу. Таким образом, расположение узла может зависеть от расположения инфраструктуры (например, обеспечения энергией, поставки химических реагентов и материалов, и т. д.) относительно близлежащего объекта добычи углеводородов для поддержания его надлежащего функционирования.

Систему могут использовать с любым пригодным узлом, который может, при соответствующем географическом расположении, находиться на берегу. Однако считается, что в большинстве случаев наиболее предпочтительно, чтобы узел находился в море, и, таким образом, узел может представлять собой морскую платформу или судно, содержащее резервуар для хранения полустабильного нефтепродукта или нефтепродукта, полученного из него.

Предпочтительно, узел представляет собой подводный объект хранения. Например, узел может содержать один или более подводных резервуаров для хранения. Подводный резервуар (резервуары) для хранения может представлять собой, например, резервуар (резервуары) для хранения мембранного типа, известный в данной области техники. Подводный объект хранения может быть выполнен с возможностью поддержания полустабильного нефтепродукта в неизменном виде (т. е. поддержания нефтепродукта в его полустабильном состоянии) во время хранения в нем. Следовательно, полустабильный нефтепродукт могут хранить в условиях давления и температуры в подводном объекте хранения, которые позволяют поддерживать полустабильный нефтепродукт за пределами диапазона условий для образования гидратов во время хранения в нем. Условия давления

в подводном хранилище могут быть такими же, как условия давления внутри конкретного или каждого из трубопроводов большой протяженности. Повышенное давление (т. е. давление выше атмосферного давления) внутри подводного объекта хранения может по меньшей мере частично поддерживаться за счет гидростатического давления окружающего моря, в частности, в вариантах осуществления, в которых используют резервуары для хранения мембранного типа. Это, в частности, обеспечивает преимущество, поскольку в этом случае снижаются требования к конструкции подводного объекта хранения.

Узел может быть выполнен с возможностью дополнительной стабилизации полученного полустабильного нефтепродукта перед хранением в нем. Таким образом, нефтепродукт, хранящийся в подводном объекте хранения, может представлять собой полустабильный нефтепродукт, имеющий большую стабильность, чем нефтепродукт, транспортируемый к нему по трубопроводу большой протяженности, а в некоторых случаях может представлять собой полностью стабилизированный нефтепродукт. Дополнительная стабилизация нефтепродукта в узле может быть достигнута путем выполнения дополнительной обработки принятого полустабильного нефтепродукта с помощью дополнительного оборудования для обработки, расположенного в подводном объекте хранения (например, сепараторов, газоочистителей и т. п.).

В вариантах осуществления, в которых узел представляет собой подводный объект хранения, этот объект предпочтительно содержит по меньшей мере одну трубу (например, райзер), посредством которой хранящийся нефтепродукт может быть загружен из подводного объекта хранения на судно (например, танкер). Затем судно может транспортировать нефтепродукт для дальнейшего использования и/или дополнительной обработки. Насос или насосы могут быть соединены с трубой, и они могут способствовать переносу хранящегося нефтепродукта по ней и на судно. Альтернативно, повышенное давление, при котором хранится нефтепродукт, может поддерживаться на уровне, который может быть достаточным для переноса текучей среды из подводного местоположения хранения на танкер. Загрузка судна посредством трубы также может быть облегчена или обеспечена за счет окружающего гидростатического давления, в частности, в вариантах осуществления, в которых используют резервуары для хранения мембранного типа.

Альтернативно, подводный объект хранения может быть соединен с трубопроводом, по которому хранящийся нефтепродукт может быть транспортирован для дальнейшего использования и/или дополнительной обработки.

Подводный объект хранения может содержать собственный источник энергии (например, источник электроэнергии) и/или источник подачи (например, химических реагентов), требуемых для надлежащего функционирования и технического обслуживания подводного объекта хранения, или, альтернативно, они могут быть ответвлены (например, посредством трубопровода, кабелей и т. д.) от окружающей существующей инфраструктуры (например, от ближайшего объекта добычи). Источники

энергии/материалы, требуемые для надлежащего технического обслуживания и функционирования подводного объекта хранения, различаются в зависимости от множества факторов (например, его размера, глубины, характера нефтепродукта, который будет в нем храниться и т. д.); однако для специалиста в данной области техники будут очевидными источники энергии и/или материалы, требуемые для надлежащего технического обслуживания подводного объекта хранения в каждом конкретном случае.

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.

Нефтепродукт, который хранится в узле, может быть позже собран на судно (например, на танкер или подобное судно). Альтернативно, нефтепродукт можно транспортировать по трубопроводу, при необходимости, на объекты дополнительной обработки. Таким образом, один узел может хранить или транспортировать нефтепродукт от множества спутниковых объектов обработки, расположенных локально в пластах, что, таким образом, позволяет уменьшить количество требуемого оборудования для хранения и транспортировки.

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 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 ее по трубопроводу большой протяженности к узлу; и причем узел хранит полустабильный нефтепродукт.

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 представлен вид в перспективе множества спутниковых месторождений и узла согласно еще одному варианту осуществления настоящего изобретения;

на фиг. 4 представлена принципиальная схема потока текучей среды, изображающая элементы разделения и обработки локальной автономной эксплуатационной платформы (UPPTM), которая является частью вариантов осуществления; а

на фиг. 5 представлена типовая схема фазы образования гидратов для нефтепродукта.

Проиллюстрированные варианты осуществления представляют собой подводные системы добычи углеводородов, в которых множество спутниковых месторождений соединены с удаленной узловой платформой, судном или подводным объектом хранения, расположенными на больших расстояниях. 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, UPPTM), 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 на фиг. 1, 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 UPPTM 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 UPPTM 9 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. 4, 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 UPPTM 9.

На автономной эксплуатационной платформе UPPTM 9 углеводородсодержащую текучую среду подвергают частичной обработке с получением полустабильного нефтепродукта. Частичная обработка включает различные операции разделения с использованием сепаратора 16, как будет более подробно описано ниже со ссылкой на фиг. 4. Затем полустабильный нефтепродукт транспортируют по райзеру 8 и основанию 7 райзера к трубопроводу 10 большой протяженности, расположенному на морском дне.

Нефтепродукт частично стабилизируется (т. е. становится полустабильным) благодаря процессам дегазации и обезвоживания, так что он находится за пределами диапазона условий для образования гидратов в трубопроводе 10 большой протяженности, и в то же время его состояние позволяет выполнить окончательную обработку в узле 11. Это позволяет транспортировать полустабильный нефтепродукт по трубопроводам 10 большой протяженности (до 250 км или даже 500 км) к узлу 11.

На фиг. 5 представлена схема фаз образования гидратов для типового нефтепродукта (который может содержать нефть, воду и газ) при поддерживаемых температуре и давлении нефтепродукта, как показано 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 полустабильзированный 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.

Затем полустабильный нефтепродукт хранят на узле для последующей транспортировки на терминал.

Газ, отделенный от углеводородсодержащей текучей среды, очищают на автономной эксплуатационной платформе UPPTM 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 UPPTM 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 до узла 11 для хранения, 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 подогревы.

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 для хранения, таким образом обеспечивая транспортировку нефтепродукта к узлу. В этом варианте осуществления морской объект 101 добычи нефти имеет 175 км привязку к узлу 11.

На фиг. 3 показан альтернативный вариант осуществления настоящего изобретения. Многие из признаков, изображенных в варианте осуществления по фиг. 3, соответствуют признакам варианта осуществления по фиг. 1 и 2, поэтому подробное описание этих признаков опущено.

На фиг. 3 изображены три удаленных спутниковых месторождения: первое удаленное месторождение 101, второе удаленное месторождение 102 и третье удаленное месторождение 103. Каждое месторождение 101, 102, 103 содержит собственный объект добычи углеводородов, расположенный локально относительно него. Как видно на фигуре, автономная эксплуатационная платформа UPPTM 9, связанная с каждым объектом добычи углеводородов, расположена локально относительно каждого удаленного месторождения 101, 102, 103.

Первоначальная добыча углеводородов на каждом удаленном спутниковом месторождении 101, 102, 103 в варианте осуществления, показанном на фиг. 3, происходит в соответствии со способом первоначальной добычи, описанным выше в отношении фиг. 1. Аналогичным образом, первоначальная обработка добытой текучей среды на каждой автономной эксплуатационной платформе UPPTM 9 для получения полустабильного нефтепродукта в варианте осуществления по фиг. 3 происходит в соответствии со способом первоначальной обработки на UPPTM 9 согласно варианту осуществления по фиг. 1 (который более подробно описан ниже в отношении фиг. 4). Кроме того, что касается автономной эксплуатационной платформы UPPTM 9 из варианта осуществления по фиг. 1, каждая UPPTM 9 в каждом удаленном спутниковом месторождении 101, 102, 103 соединена с соответствующим трубопроводом 10 большой протяженности, который соединяет с возможностью переноса текучей среды каждую UPPTM 9 с узлом 11. Следует отметить, что в варианте осуществления по фиг. 3 каждый трубопровод 10 большой протяженности соединен с одним и тем же одним узлом 11. Таким образом, узел 11 согласно варианту осуществления по фиг. 3 можно рассматривать как централизованный, поскольку он соединен с множеством объектов добычи углеводородов и выполнен с возможностью приема от них полустабильного продукта.

Вариант осуществления по фиг. 3 сильно отличается от описанного выше варианта осуществления в отношении узла 11. Узел 11 согласно варианту осуществления по фиг. 3 представляет собой подводный объект 11 хранения. Подводный объект 11 хранения состоит из множества подводных резервуаров 11а, которые выполнены с возможностью хранения полустабильного нефтепродукта, поступающего из каждого из трубопроводов 10 большой протяженности. Каждый из подводных резервуаров 11а для хранения представляет собой емкость под давлением и, таким образом, принимаемый в него и хранимый в нем полустабильный нефтепродукт сохраняется в неизменном виде (т. е. нефтепродукт поддерживается в его полустабильном состоянии).

Труба 105 соединена с подводным объектом 11 хранения и сообщается с ним с возможностью переноса текучей среды на первом конце трубы. Второй конец трубы 105 расположен на уровне моря и выполнен с возможностью соединения с судном. Как

показано на фигуре, второй конец трубы 105 соединен с танкером 106. По трубе 105 можно загружать полустабильный нефтепродукт из подводных резервуаров 11а для хранения на судно, такое как танкер 106, когда судно соединено с ними. Насос 104 расположен вдоль трубы 105 и способствует продвижению полустабильного нефтепродукта по трубе 105 на судно (например, танкер 106). Загрузку судна (танкера 106) выполняют по трубопроводу 105, в то время как полустабильный нефтепродукт сохраняется в неизменном виде. Таким образом, нефтепродукт, поступающий на судно, представляет собой полустабильный нефтепродукт.

Вариант осуществления, показанный на фиг. 3, позволяет доставлять нефтепродукт, добытый из множества малодобитных залежей, в одно централизованное местоположение и хранить его до тех пор, пока не прибудет судно для сбора указанного нефтепродукта. Таким образом, требования к транспортировке значительно снижаются по сравнению со случаем, когда судно должно пройти до каждой отдельной малодобитной залежи. Кроме того, возможность хранения продукта под водой в узле означает, что непрерывная выгрузка добытого нефтепродукта из каждой малодобитной залежи не требуется. Это, в частности, предпочтительно, когда скорость добычи из малодобитных залежей низкая или когда малодобитные залежи расположены в удаленном, труднодоступном местоположении, так что непрерывная выгрузка (например, по трубопроводу) нефтепродукта коммерчески и/или технически нецелесообразна.

На блок-схеме, представленной на фиг. 4, схематически более подробно показаны средства разделения и обработки на локальных автономных эксплуатационных платформах UPPTM 9 согласно описанным выше вариантам осуществления вместе с подводными компонентами вариантов осуществления, которые уже были описаны со ссылкой на фиг. 1 и 3. 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 UPPTM (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 28 второй ступени является двухфазным и имеет выпускные трубы 44 для газа и 45 для нефтепродуктов. 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 UPPTM 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 отделенный компонент, состоящий в основном из нефти, 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 компонента нефти в виде текучей среды до значения приблизительно 4 бар, т. е. более низкого давления, чем в сепараторе первой ступени, чтобы испарить компонент нефти в виде текучей среды, тем самым высвобождая газ из текучей среды. Этот газ мгновенного испарения отделяется от компонента нефти в виде текучей среды, так что нефтепродукт очищается (обезвоживается и дегазируется) до уровня, при котором он является полустабильным. 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, полустабилизированный 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 полустабилизированный 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 полустабилизированный 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; и
 - причем узел выполнен с возможностью хранения полустабильного нефтепродукта или полученного из него нефтепродукта.
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 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.
6. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой узел представляет собой подводный объект хранения.
7. Система по п. 6, в которой подводный объект хранения содержит один или более подводных резервуаров для хранения.
8. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой узел выполнен с возможностью поддержания полустабильного нефтепродукта в неизменном виде во время хранения в узле.
9. Система по п. 8, в которой узел поддерживает условия температуры и давления полустабильного нефтепродукта за пределами диапазона условий для образования

гидратов во время хранения в узле.

10. Система по любому из пп. 1-7, в которой узел выполнен с возможностью дополнительной обработки полустабильного нефтепродукта, чтобы дополнительно стабилизировать полустабильный нефтепродукт перед хранением в узле.

11. Система по п. 10, в которой узел выполнен с возможностью полной стабилизации полустабильного нефтепродукта перед хранением в узле.

12. Система по любому из предшествующих пунктов, содержащая трубу, соединенную с узлом, причем указанная труба выполнена с возможностью обеспечения загрузки нефтепродукта, хранящегося в узле, на судно.

13. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой объект добычи нефти представляет собой автономную эксплуатационную платформу (unmanned production platform, UPP).

14. Система по любому из предшествующих пунктов, содержащая множество таких объектов морской добычи углеводородов, причем платформа каждого объекта добычи углеводородов соединена с узлом посредством соответствующего трубопровода большой протяженности, так что узел выполнен с возможностью хранения нефтепродукта от каждого из множества объектов добычи углеводородов.

15. Система по п. 14, в которой каждый объект добычи углеводородов расположен в другой малодобитной углеводородной залежи.

16. Система по п. 14 или 15, в которой узел расположен локально по отношению к одному из множества объектов добычи углеводородов.

17. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой эксплуатационная платформа выполнена с возможностью обработки добытой текучей среды для получения 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.

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

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

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

21. Система по любому из пп. 18-20, в которой обе ступени двухступенчатой системы разделения имеют выпуски газа, ведущие к множеству газовых компрессоров, расположенных последовательно, причем последний компрессор имеет выпуск газового

продукта.

22. 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;

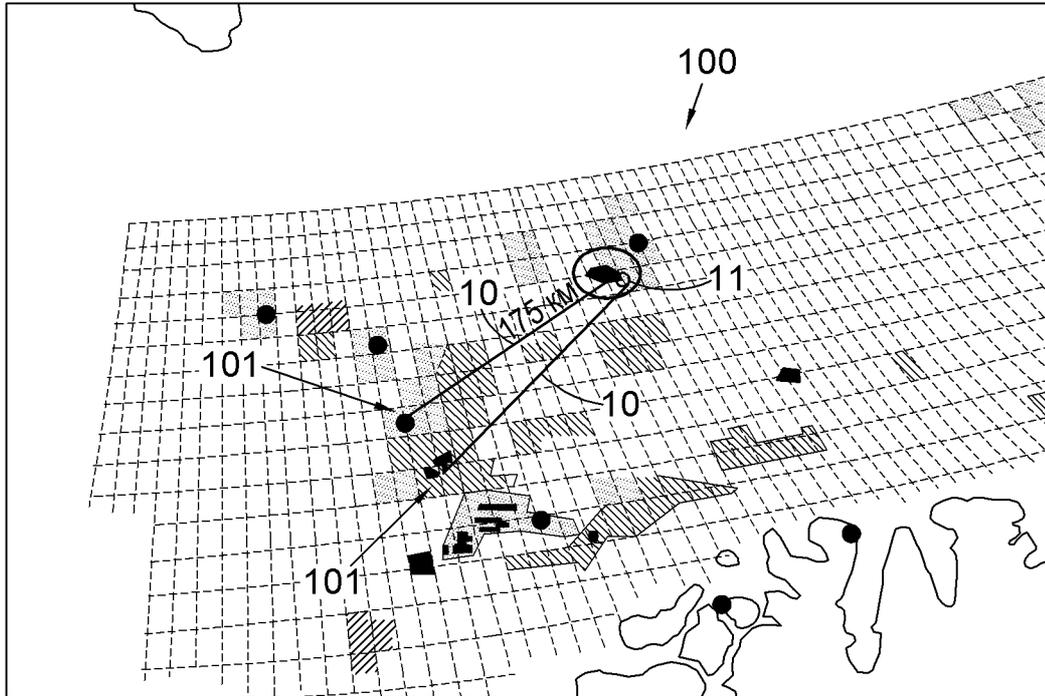
эксплуатационную платформу, расположенную локально по отношению к устью эксплуатационной скважины и выполненную с возможностью приема добытой текучей среды от устья скважины и сообщаемую с узлом с возможностью переноса текучей среды посредством трубопровода большой протяженности;

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

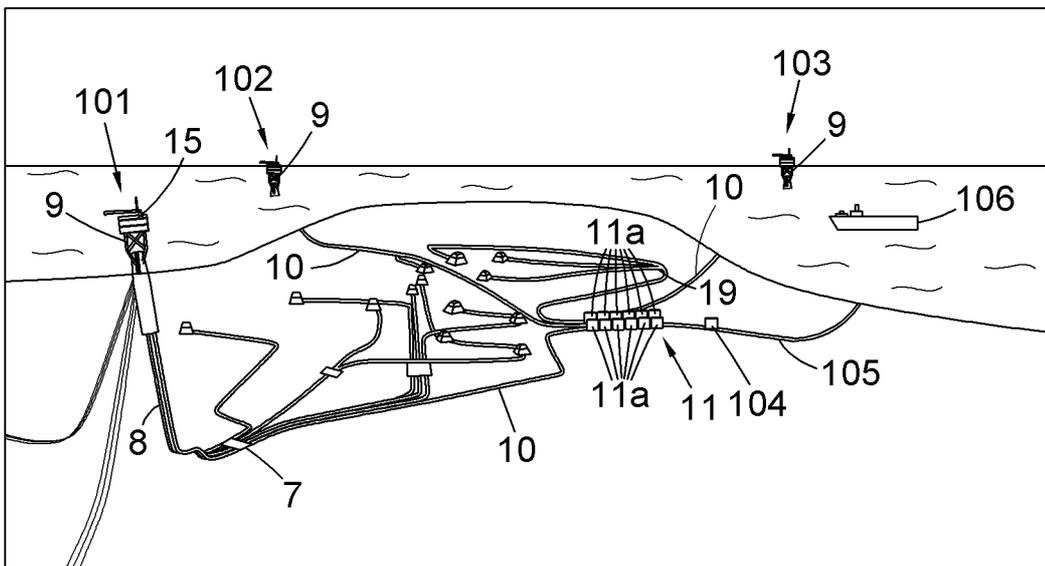
причем узел хранит полустабильный нефтепродукт.

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

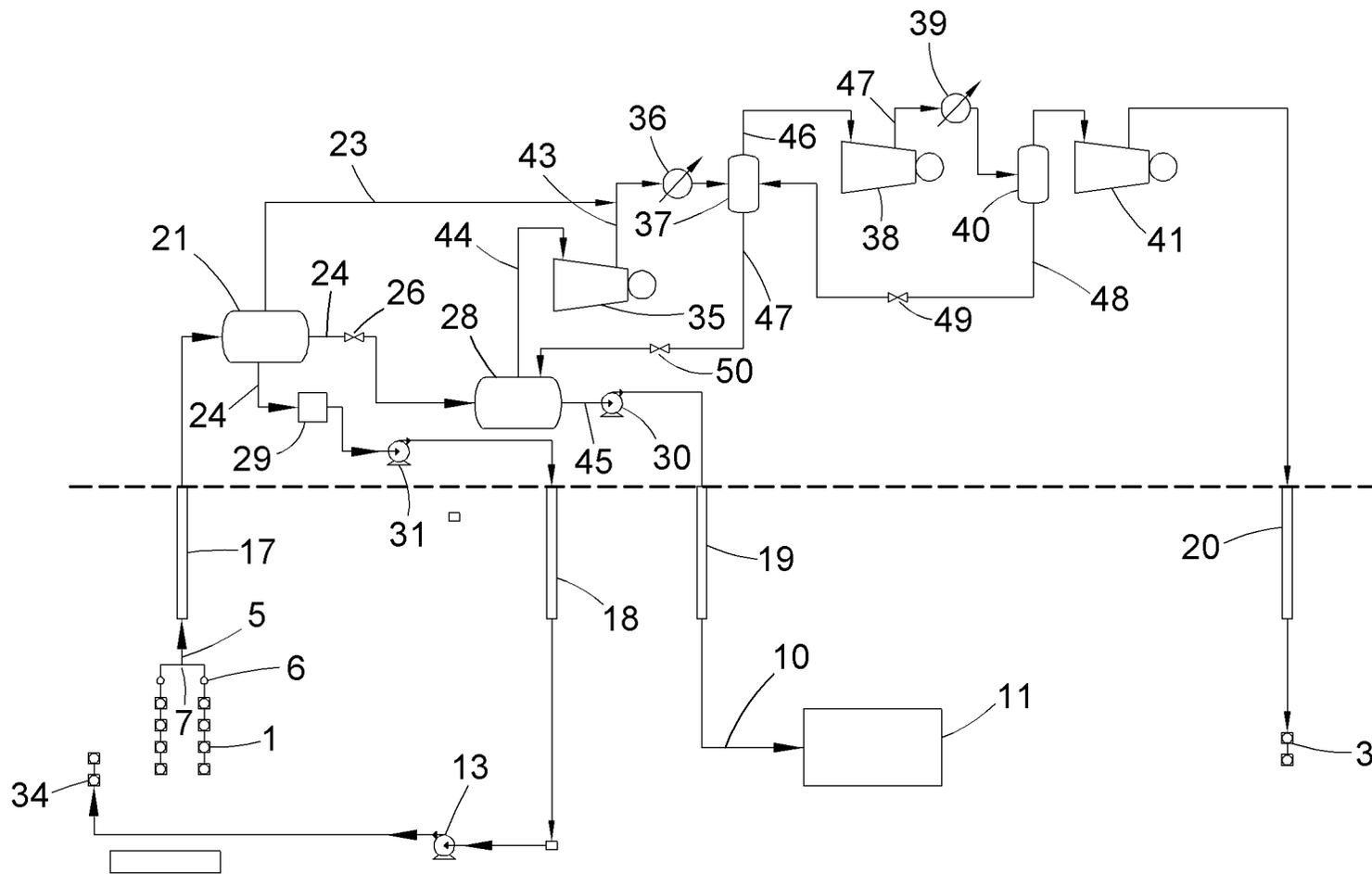
По доверенности



ФИГ.2

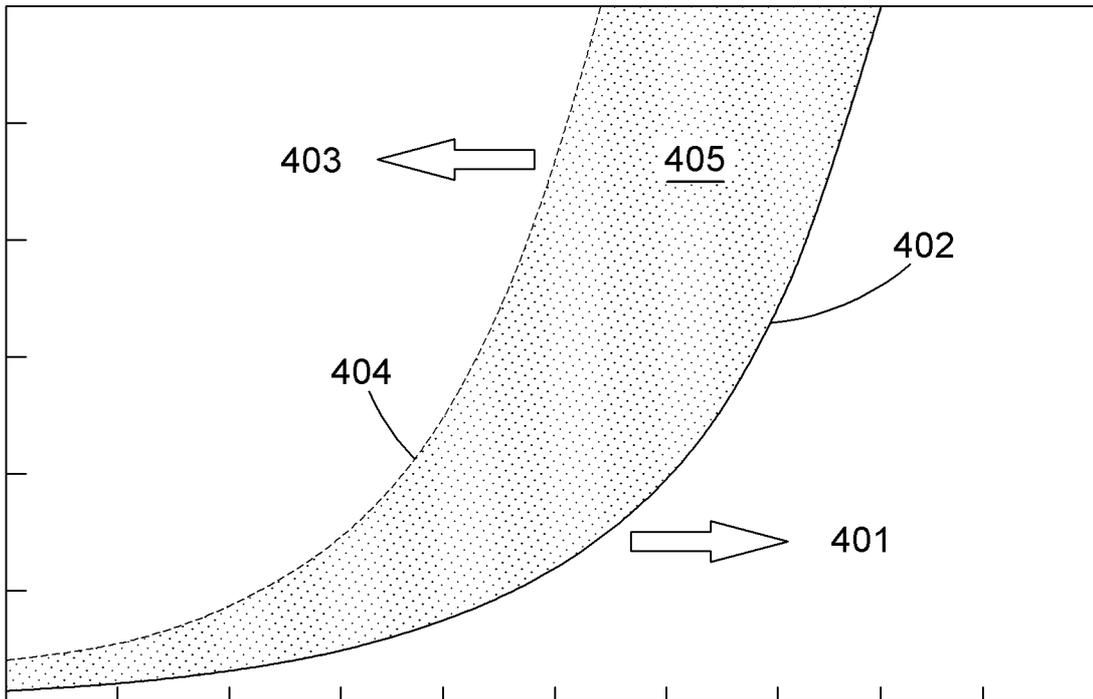


ФИГ.3



3/4

ФИГ.4



ФИГ.5