



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 43/017 (2018.01); E21B 43/36 (2018.01)

(21)(22) Заявка: **2015127668**, 17.12.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
17.12.2013

Дата регистрации:
02.10.2018

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
21.12.2012 GB 1223324.3

(43) Дата публикации заявки: 26.01.2017 Бюл. № 3

(45) Опубликовано: 02.10.2018 Бюл. № 28

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: 21.07.2015

(86) Заявка РСТ:
EP 2013/077002 (17.12.2013)

(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2014/095942 (26.06.2014)

Адрес для переписки:
190000, Санкт-Петербург, ВОХ-1125,
"ПАТЕНТИКА"

(72) Автор(ы):

**САТХАНАНТХАН Ратнам (GB),
ДААСВАТН Сигбьёрн (NO)**

(73) Патентообладатель(и):
САБСИ 7 НОРВЭЙ АС (NO)

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: EP 0336492 A1, 11.10.1989. RU 2330154 C1, 27.07.2008. EA 13902 B1, 30.08.2010. US 3590919 A, 06.07.1971. US 4363566 A, 14.12.1982. IAIN WATSON et al. "Bundle pipeline System & Shell FRAM Developmeht", 21.03.2012, найдено в интернете URL: <http://www.subseauk.com>, стр. 4, 6, 15, 22, 32, 33.

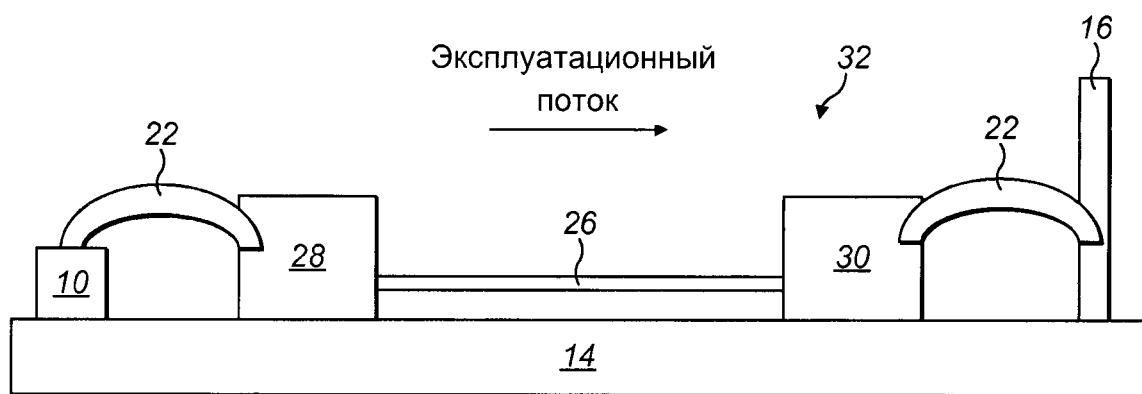
(54) ПОДВОДНАЯ ОБРАБОТКА СКВАЖИННЫХ ТЕКУЧИХ СРЕД

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к подводной обработке скважинных текучих сред при добыче нефти и газа из подводных скважин. Буксируемый блок для подводной обработки скважинных текучих сред содержит пучок трубопроводов, проходящий и выполненный с возможностью нахождения в натяжении между первым буксировочным оголовком на расположенном спереди по потоку конце пучка и вторым буксировочным оголовком на расположенном далее по потоку конце пучка. По меньшей мере один из буксировочных оголовков имеет

встроенное технологическое оборудование для обработки скважинных текучих сред, выполненное с возможностью осуществления по меньшей мере отделения водной фазы, присутствующей в скважинных текучих средах. Пучок трубопроводов выполнен с возможностью охлаждения и нагревания для регулирования содержания парафинов в скважинных текучих средах. По меньшей мере один и при необходимости оба буксировочных оголовка имеют систему нагрева для нагревания пучка трубопроводов. Повышается надежность

подводного оборудования, обеспечивается ф-лы, 13 ил.
компактность и упрощается монтаж. 3 н. и 14 з.п.



ФИГ. 3

RU 2668611 C2

RU 2668611 C2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 43/017 (2018.01); E21B 43/36 (2018.01)

(21)(22) Application: **2015127668**, 17.12.2013

(24) Effective date for property rights:
17.12.2013

Registration date:
02.10.2018

Priority:

(30) Convention priority:
21.12.2012 GB 1223324.3

(43) Application published: 26.01.2017 Bull. № 3

(45) Date of publication: 02.10.2018 Bull. № 28

(85) Commencement of national phase: 21.07.2015

(86) PCT application:
EP 2013/077002 (17.12.2013)

(87) PCT publication:
WO 2014/095942 (26.06.2014)

Mail address:
190000, Sankt-Peterburg, BOX-1125,
"PATENTIKA"

(72) Inventor(s):
SATKHANANTKHAN Ratnam (GB),
DAASVATN Sigbern (NO)

(73) Proprietor(s):
SABSI 7 NORVEJ AS (NO)

(54) **UNDERWATER WELL FLUID CONDITIONS TREATMENT**

(57) Abstract:

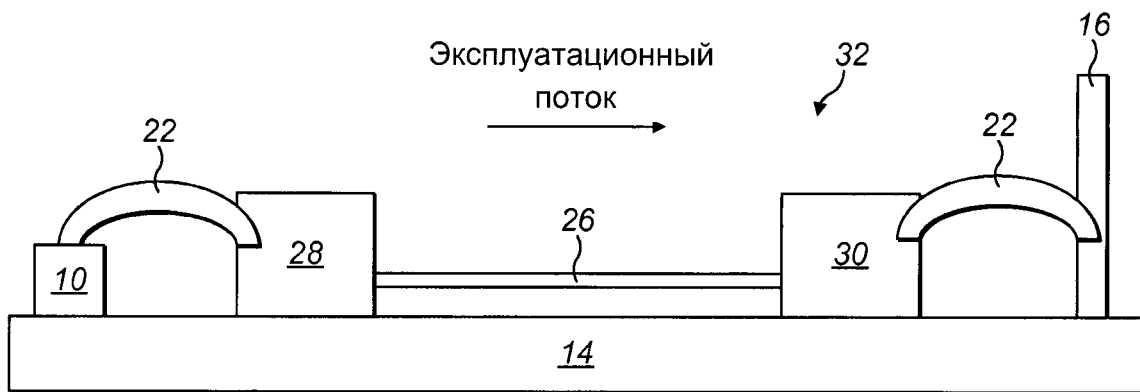
FIELD: soil or rock drilling; mining.

SUBSTANCE: group of inventions relates to underwater treatment of well fluids in production of oil and gas from subsea wells. Towed unit for underwater processing of well fluids comprises a bundle of pipelines extending and designed with possibility to be tensioned between a first tow head at the upstream end of a beam and a second tow head at the downstream end of the beam. At least one of the towing heads has an integrated process equipment for treating well fluids,

configured to at least separate the aqueous phase present in well fluid conditions. Bundle of pipelines is designed to be cooled and heated to control the content of paraffins in well conditions. At least one and if necessary both towing heads have a heating system for heating the bundle of pipelines.

EFFECT: reliability of underwater equipment is increased, compactness and simplification of installation are ensured.

17 cl, 13 dwg



ФИГ. 3

RU 2668611 C2

RU 2668611 C2

Настоящее изобретение относится к подводной обработке или очистке скважинных текучих сред при добыче нефти и газа из подводных скважин. В некоторых вариантах осуществления настоящего изобретения используют систему удаления парафинов, что обеспечивает транспортировку "холодного потока" нефти и газа в подводной

5 окружающей среде.

После извлечения на оборудовании подводного устья скважины, скважинная текучая среда (которая может содержать сырую нефть и/или природный газ) передается в виде потока скважины по трубопроводу на дне моря или по "надставке", а затем вверх по

10 стояку к поверхностному блоку для временного хранения и последующей транспортировки. Некоторыми примерами поверхностных блоков являются платформы, плавучие установки по добыче, хранению и отгрузке нефти (FPSO), наземные заводы и плавучие установки по сжижению природного газа (FLNG). Надставки могут простираться на многие километры; в настоящее время существует тенденция использования протяженных надставок, например 150 км, так как добыча нефти и газа

15 распространяется в более глубокие и трудно осваиваемые воды.

На определенном этапе должна быть выполнена обработка потока скважины, например, отделение воды, газа и твердофазного компонента, такого как песок, вовлеченный в поток скважины. Обработка может осуществляться в поверхностном блоке, но за последние двадцать лет наблюдается тенденция использования подводной

20 обработки. Подводная обработка может также включать предварительную обработку, что позволяет выполнять дальнейшую обработку на надводном блоке.

В целом, подводная обработка потока скважины может включать в себя накачку для увеличения скорости потока и/или давления; отделение сопутствующих продуктов, таких как вода, газ и твердофазный материал; и нагрев или охлаждение потока скважины

25 для достижения наилучшего дебита. Более конкретно, технология подводной обработки включает такие функции, как распределение подачи, отделение воды, нефти или газа, очистка воды, создание подпорного давления, повторная закачка воды, депарафинизация, компримирование газа, подача электроэнергии и управление.

Основными факторами роста рынка в области подводной обработки является

30 увеличение продуктивности и добычи, улучшение обеспечения потока, более длинная протяженность надставок и снижение требований к надводной обработке. В частности, подводная обработка может упростить обеспечение потока в трубопроводе и в стояке, повысить эффективность и улучшить целостность трубопровода и стояка. Таким

образом, если поток скважины имеет достаточно высокое давление, температуру и

35 скорость в нижней части стояка, потоку достаточно только пройти стояк, чтобы достичь надводной установки для обработки. Например, если температура слишком низкая, и если в потоке присутствует достаточное количество воды, внутри трубопровода могут образовываться и откладываться парафины или гидратные соединения, что приведет к ограничению или блокированию потока. Кроме того, в ходе подводной обработки

40 из потока удаляются потенциально опасные компоненты, такие как вода и соединения серы (например H_2S), вызывающие коррозию, а также песок, который способствует эрозии.

На фиг. 1 и 2 приведены очень упрощенные схемы известных из уровня техники решений, которые включают в себя подводную обработку потока скважины.

45 Аналогичные элементы схем обозначены одинаковыми номерами. Как показано, в каждом случае эксплуатационный поток движется слева направо, от оборудования 10 устья скважины по трубопроводу 12, лежащему на дне 14, к стояку 16. Трубопровод 12 имеет одну или более конечных конструкций 18, например, конечное устройство

трубопровода (PLET) или коллектор, в котором собирается поступающая из нескольких трубопроводов скважинная текучая среда, а также может включать в себя одно или несколько устройств запуска и приема средств очистки и диагностики. Блок 20 подводной обработки принимает и обрабатывает поток перед тем, как поток поднимается по стояку 16. Как показано, для подсоединения различных элементов используются перепускные трубы или переходные катушки 22. Силовой кабель 24, изображенный на фиг. 1, идет от поверхностной установки (не показано) для подачи питания на блок 20 подводной обработки.

Представленные на фиг. 1 и фиг. 2 решения имеют различное взаимное расположение трубопровода 12 и блока 20 подводной обработки. На фиг. 1 блок 20 подводной обработки расположен далее по потоку относительно трубопровода 12 с размещением между трубопроводом 12 и стояком 16. Стояк 16 изображен здесь в виде вертикальной колонны или башни. И наоборот, изображенный на фиг. 2 блок 20 подводной обработки, расположенный спереди по потоку от трубопроводом 12, между оборудованием 10 устья скважины и трубопроводом 12. На фиг. 2 также показано, что стояк 16 может быть в виде цепной линии.

На практике, системы подводной обработки содержат несколько блоков подводной обработки, таких как многофазные насосы, установки компримирования газа и сепараторы. Конкретные примеры блоков подводной обработки: сепараторный модуль, описанный в WO 03/078793; многофазный сепараторный блок, описанный в WO 03/087535; компрессор, описанный в WO 2012/163996; электронный модуль, описанный в WO 2008/037267; и сепаратор, описанный в WO 2010/151392. Системы подводной обработки можно сконфигурировать в зависимости от характеристик отдельных месторождений, таких как глубина залегания пласта, давление, температура, газовый фактор, обводненность и расстояние до основных сооружений.

Блоки подводной обработки могут быть очень громоздкими, например, каждый подводный сепаратор может весить около 1000 тонн. В некоторой степени это является следствием увеличения габаритов, для того, чтобы обеспечить максимальную надежность в течение срока эксплуатации месторождения, в результате чего повышается стоимость, размеры и вес каждого блока.

Другие трудности подводной обработки включают в себя загромождение морского дна вблизи оборудования устья скважины, плохую доступность для технического обслуживания и ремонта, а также необходимость использовать дополнительные шлангокабели для питания различных блоков подводной обработки.

Особой проблемой для систем подводной обработки является их сложная установка и способы состыковки. Как правило, трубопровод 12 устанавливается между оборудованием 10 устья скважины или коллектором и конечным положением блока 20 подводной обработки. Затем блок 20 подводной обработки (вместе с основаниями) устанавливают путем его поднятия и опускания в конечное положение, после чего трубопровод 12 и блок 20 подводной обработки соединяются перепускными трубами или переходными катушками 22. Между блоком 20 подводной обработки и поверхностным блоком проводятся шлангокабели 24. Этот процесс требует использования различных трубоукладочных судов, некоторые из которых должны быть оборудованы большими кранами, что предполагает большие затраты и длительные сроки выполнения. Конечно, затраты и сроки могут в любое время увеличиться в связи с ожиданием приемлемых погодных условий перед выполнением каждого этапа установки.

Описанные выше блоки подводной обработки были ранее предложены или

разработаны и установлены, и используются, в различной степени, по всему миру. Однако технология подводной обработки создана недавно, и очень важно показать надежность и работоспособность системы и ее составных частей.

Во многих применениях настоящего изобретения обрабатываемой скважинной текучей средой будет сырая нефть. В случае, если в потоке скважины преобладает нефть, существует угроза отложения парафинов внутри многофазных промысловых трубопроводов, так как температура потока падает ниже температуры образования парафинов. Как известно, решением этой проблемы является принудительное образование парафинов путем охлаждения потока скважины в блоке регулирования парафинов (Wax Control Unit, WCU), используемом в виде подводной обработки, называемой "холодный поток". Холодный поток означает транспортировку холодного продукта, для нефти, как правило, температура составляет менее 50°C. Холодный поток исключает необходимость использовать дополнительную изоляцию или нагрев трубопровода, что снижает стоимость и позволяет увеличить протяженность труб между оборудованием устья скважины и стояком.

В WCU поток скважины охлаждается за счет теплообмена с водой, охлаждающей трубопровод. Этого охлаждения потока достаточно для отложения парафинов в определенных местах на внутренней стенке промыслового трубопровода. Парафиновые отложения удаляются путем периодического, ограниченного нагрева этих мест, когда датчики обратной связи показывают, что толщина парафинов приближается к допустимому пределу участка трубопровода. Нагрев расплавляет парафиновый слой и парафин попадает в поток скважины, в который он вовлекается с образованием суспензии, которую можно транспортировать в условиях холодного потока по трубопроводу и к поверхностному блоку.

Холодный поток используется при наземной добыче нефти, но его применение в подводной добыче ограничено требованиями к установке и доступности. Тем не менее, ниже приведены некоторые известные из уровня техники изобретения, использующиеся для подводной добычи. В целом, они требуют наличия оборудования для подводной обработки, которое включает в себя отделенные от трубопровода блоки, как описано, например, в WO 2012/099344, и поэтому их установка состоит из нескольких этапов.

В патенте США 3590919 описан принцип разработки морского месторождения с холодным потоком, в котором соседние блоки обработки располагаются вблизи оборудования устья скважин. В более поздней заявке WO 2009/051495 описан подводный холодный поток в системе «труба в трубе» с импульсным нагревом.

В WO 2006/068929 описана добывающая система с холодным потоком, в котором первичный блок охлаждения вызывает образование парафинов в ловушке суспензии. Затем остальной поток транспортируется по системе трубопровода. Пример ловушки суспензии описан в WO 2010/009110. Все блоки расположены отдельно от трубопровода и соединены с помощью перепускных труб. Ловушка суспензии должна периодически очищаться с помощью скребков.

В патенте США 5154741, поток сырой нефти очищается, чтобы отделить нефть и газ, и транспортировать газ без риска образования гидратов путем удаления конденсата. Текучие среды не транспортируются в условиях холодного потока, так как охлаждение не упоминается.

В WO 00/25062 описана система с холодным потоком, где в поток нефти перед охлаждением вводят дополнительные газовые гидраты, чтобы повысить скорость начального образования парафина и сразу удалить все парафины. Это позволяет удалить всю остаточную воду.

Система с холодным потоком, описанная в WO 2007/018642, подсоединяется к наземному сооружению, но способ установки не указывается. И, наоборот, в WO 2012/149620 вдоль трубопровода добавляются модули сброса давления, чтобы предотвратить образование парафинов и гидратов. Кроме того, в WO 2004/033850 описаны змеевики, которые вставляются в трубопровод для обеспечения потока, но подводная обработка не проводится.

Известно, что подводные блоки komponуются на одной раме или в пределах одной конструкции таким образом, чтобы минимизировать количество операций установки, насколько это возможно. Например, комбинированный буксировочный оголовок для пучка промыслового трубопровода описан в OTC 6430 (OTC Conference, Конференция по шельфовым технологиям, 1990), где оголовок включает в себя клапаны, патрубки и коллекторы для подсоединения к оборудованию устья скважины или к перепускным трубам оборудования устья скважины. По сути, оголовок является комбинацией обычного оконечного устройства трубопровода, коллектора и буксировочного оголовка. Подобное устройство описано в EP 0336492. Однако узел буксировочного оголовка является, по сути, пассивным и не имеет встроенной функции очистки или обработки. Буксировочный оголовок не используется для обработки, но используется для вывода трубного пучка, поэтому для этого можно добавить поплавки или балласт. Кроме того, большинство известных решений, которые относятся к трубным пучкам, связаны с нагревом или горячими трубными пучками, а не с охлаждением потока скважины.

В связи с этим, коллектор можно отличить от блока обработки: последний может изменить природу, температуру и/или состав скважинной текучей среды, в отличие от коллектора. Напротив, коллектор влияет только на скорость потока без накачки, и, фактически, включает в себя только трубопроводы и клапаны, хотя также может иметь датчики и систему управления клапанами.

В EP 0336492 описан буксировочный оголовок на конце пучка трубопроводов для подсоединения к добывающей системе, который можно транспортировать одновременно с пучком. В буксировочный оголовок могут быть встроены опорная плита для подводного бурения и/или системы транспортировки нефти или газа. Описаны только встроенные системы транспортировки нефти или газа, а упоминание обработки, которая проводится в буксировочном оголовке, отсутствует.

В WO 2006/118468 описан трубный сепаратор, содержащий вытянутый трубчатый корпус. В GB 1604233 описан блок подводной обработки, который может находиться на морском дне. В US 3754380 описан нефтяной и газовый сепаратор для эксплуатации подводной нефтяной или газовой скважины. Ни в одном из этих документов не предложен пучок трубопроводов, проходящий между буксировочными оголовками.

В GB 2272927 описан подводный коллектор, выполненный в виде буксировочного оголовка на одном конце пучка трубопроводов. Описание обработки в буксировочных оголовках, или описание второго буксировочного оголовка, не приведено.

В EP 1353038 описан сепараторный модуль, который, в частности, отделяет воду от буровой текучей среды. Сепараторный модуль, однако, не является частью буксировочного оголовка, и буксируемый блок, имеющий любые такие буксировочные оголовки, не упоминается. Кроме того, трубопроводы подсоединяются после установки оборудования, которое содержит муфту для подключения трубопровода.

В WO 02/092961 описан способ и устройство, способствующее передаче потока скважинной продукции из углеводородной скважины в удаленное место в условиях, при которых загустевание или затвердевание затруднено. Ни какой-либо буксировочный

оголовков, ни установленное оборудование для отделения воды от скважинных текучих сред, в WO 02/092961 не описаны. Упоминается подготовка воды, но в отношении воды, которая добавляется к скважинной продукции расположенной далее по потоку скважины и непосредственно перед закачкой потока текучих сред в стояк. Вода добавляется для
5 управления вязкостью скважинной продукции, которая затем закачивается через стояк в наземную станцию.

В презентации Яна Уотсона и соавторов от 21 марта 2012 под названием "Системы пучков трубопроводов и разработка компанией Shell месторождения Фрам (Bundle Pipeline Systems & Shell FRAMD evelopment)" описан буксируемый блок для эксплуатации
10 подводной скважины. Буксируемый блок включает в себя пучок трубопроводов, проходящий между расположенными напротив друг друга буксировочными оголовками. Однако не указано, содержит ли какой-либо из буксировочных оголовков какое-либо оборудование для подготовки воды.

В публикации Джима Брайдона и соавторов на 20-й международной конференции
15 по шельфовой технике и Арктической инженерии (Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering) OMAE 2001, Рио-де-Жанейро, Бразилия, 3 июня 2001 года, под названием "Повышение подводной добычи с помощью систем пучков трубопроводов (Enhancing Subsea Production Using Pipeline Bundle Systems)" также описан буксируемый блок для эксплуатации подводной скважины. Буксируемый
20 блок включает в себя пучок трубопроводов, проходящий между расположенными напротив друг друга буксировочными оголовками. Однако не указано, содержит ли какой-либо из буксировочных оголовков какое-либо оборудование для подготовки воды.

Исходя из описанного уровня техники, сущностью изобретения является буксируемый
25 блок для подводной обработки скважинных текучих сред, в котором блок содержит пучок трубопроводов, проходящий, и способный находиться в натяжении, между первым буксировочным оголовком на расположенном спереди по потоку конце пучка и вторым буксировочным оголовком на расположенном далее по потоку конце пучка, и в котором по меньшей мере один из буксировочных оголовков имеет встроенное
30 технологическое оборудование для обработки скважинных текучих сред, которое, по меньшей мере, разделяет водные фазы, присутствующие в скважинных текучих средах.

Силовое соединение предпочтительно проходит вдоль пучка трубопроводов для передачи питания между буксировочными оголовками. Поэтому, например, силовая установка, расположенная во втором расположенном далее по потоку буксировочном
35 оголовке, может подавать питание на первый расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок. В этом случае, система распределения шлангокабелей, распределяющая питание и/или химические реагенты на внешние опорные плиты или соседнее оборудование устья скважин, находится, соответственно, на втором
40 расположенном далее по потоку буксировочном оголовке. Аналогичным образом, передающие данные средства соединения могут проходить по пучку трубопроводов для передачи управляющих данных между буксировочными оголовками.

Предпочтительно в первом расположенном спереди по потоку буксировочном оголовке, находится оборудование для отделения воды, которое удаляет гидраты перед тем, как скважинную текучую среду входят в пучок трубопроводов. Первый
45 расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок потока может также содержать оборудование, выбранное из группы, включающей в себя: узлы соединения с оборудованием устья скважины или с эксплуатационным коллектором; систему отделения воды; систему очистки и/или повторной закачки удаленной воды; подготовку

холодного потока для транспортировки; системы циркуляции холодной воды; средства очистки и диагностики; и системы локального нагрева для удаления парафинов.

В вариантах осуществления, которые будут описаны ниже, пучок трубопроводов можно охлаждать и нагревать, чтобы регулировать содержание парафинов в скважинных текучих средах. Для этого, по меньшей мере один и, предпочтительно, оба буксировочных оголовка могут иметь насос для перекачивания охлаждающей воды вдоль пучка трубопроводов. Аналогично, по меньшей мере один и, предпочтительно, оба буксировочных оголовка могут иметь систему нагрева пучка трубопроводов. Например, системы нагрева могут содержать источники, подающие питание на нагревательные элементы, которые находятся в пучке трубопроводов.

Пучком трубопроводов может быть элемент регулирования парафинов, содержащий пучок промышленных трубопроводов внутри удлиненной натяжной конструкции, такой как наружная труба, окружающая промышленные трубопроводы, которая образует входные и выходные концы. В этом случае промышленные трубопроводы расположены предпочтительно параллельно, но соединены последовательно в натяжной конструкции таким образом, что скважинную текучую среду изменяют свое направление между одним трубопроводом и другим.

По меньшей мере один из буксировочных оголовков может включать в себя оборудование устья скважин или включать в себя ряд буровых шахт.

Сущность изобретения охватывает также подводные системы добычи нефти или газа, содержащие по меньшей мере один буксируемый блок согласно настоящему изобретению.

Аналогичным образом, сущность изобретения может быть выражена как способ установки или разработки подводной системы добычи нефти или газа посредством установки готового блока обработки на место установки, блок, содержащий пучок трубопроводов, расположенный между первым буксировочным оголовком на расположенном спереди по потоку конце пучка и вторым буксировочным оголовком на расположенном далее по потоку конце пучка, при этом способ включает в себя: буксировку блока обработки к месту установки с помощью натянутого пучка трубопроводов; погружение блока в месте установки; и соединение буксировочных оголовков с другими элементами добывающей системы таким образом, что блок обработки может обрабатывать скважинную текучую среду (предпочтительно, по меньшей мере, разделять водные фазы, присутствующие в скважинной текучей среде), и пропускать скважинную текучую среду по пучку трубопроводов, причем обработка скважинной текучей среды включает процесс регулирования гидратов, выполняемый в первом расположенном спереди по потоку буксировочном оголовке.

В этом способе, регулирование парафинов может осуществляться путем пропускания скважинной текучей среды через пучок трубопроводов, находящийся между буксировочными оголовками, и охлаждения и периодического нагрева труб пучка трубопроводов.

Снабжение опорных плит и оборудования устья скважины электропитанием и химическими реагентами может осуществляться из второго расположенного далее по потоку буксировочного оголовка.

В изобретении предлагается системное решение для интеграции необходимых функций подводной обработки в конструкцию буксировочных оголовков пучков трубопроводов. Конструкция буксировочных оголовков и промежуточный участок трубного пучка образуют блок, который функционирует как центр подводной обработки для соседних добывающих скважин и опорных плит, и который можно использовать для протяженных

надставок разрабатываемых подводных месторождений. Таким образом, изобретение предлагает новую концепцию подводной обработки, которая обеспечивает надежные и гибкие решения для разработки месторождений.

5 Одним из преимуществ внедрения блоков подводной обработки в трубные пучки и их буксировочные оголовки является то, что перед буксировкой к месту установки система может быть изготовлена, собрана и испытана на суше. Как было отмечено выше, надежность подводного оборудования имеет решающее значение для успешной реализации любого проекта в области подводной обработки. Возможность изготовления и испытания на суше значительно повышает надежность системы, по сравнению с
10 подключением и испытанием блоков на месте установки, под водой. Дополнительным фактором, повышающим надежность, является значительное уменьшение числа соединений, подключаемых под водой.

При добавлении каждой новой функции вес блоков подводной обработки возрастает, но данное изобретение обеспечивает способ установки без использования больших
15 плавучих кранов. Например, систему можно отбуксировать к месторождению с использованием способа "контролируемая подводная буксировка", обеспечивающего установку при низких механических напряжениях без использования больших плавучих кранов, для которых требуется спокойное состояние моря. Это делает установку менее зависимой от погодных условий и значительно снижает затраты на трубоукладочные
20 суда. В целом, данное изобретение обеспечивает компактную и гибкую компоновку с меньшими затратами вследствие быстрой и простой установки.

Внедрение буксируемой системы обработки для холодного потока углеводородов, как описано здесь, перспективно для реализации индустрии "подводных заводов". Благодаря включению компонентов, которые могут принимать скважинную текучую
25 среду из различных выкидных линий, отделять от потока загрязнения, охлаждать поток, и, в то же время, непрерывно обеспечивать поток при низких температурах и достаточном давлении, система может существенно повлиять на конструкцию трубопровода и систем стояков. Конструкция расположенного далее по потоку трубопровода и систем стояков может быть упрощена, так как снижаются их требования
30 к температуре.

Внедрение предварительно испытанного центра обработки, который может обрабатывать и охлаждать поток скважины, позволит также упростить трубопроводы и системы стояков, идущих от основной платформы. Такие трубопроводы и системы
35 стояков могут быть изготовлены без использования изоляции и активного или пассивного нагрева. Это позволит использовать более протяженную систему надставок при относительно низкой стоимости и с пониженным энергопотреблением, что сделает разработку некоторых месторождений более выгодной.

Согласно настоящему изобретению, центральный блок предварительной обработки может работать в различных конфигурациях. Например, он может выступать в качестве
40 коллектора для отдельных скважин, расположенных в определенной области, или может быть напрямую соединен с большей подводной опорной плитой.

Изобретение обеспечивает новый способ проектирования, изготовления, установки и эксплуатации нефте- и газоносных месторождений, так как компактный центр
45 подводной обработки может быть выполнен с возможностью использования как с нефте-, так и с газоносными потоками.

При обработке сырой нефти можно удалить парафины, но на первом этапе сепаратор позволяет отделить, по меньшей мере, воду от других компонентов сырой нефти.

Воду можно закачать в скважину. Это снижает максимальное количество парафинов,

образующихся при охлаждении сырой нефти. Следующий этап, который является необязательным, может включать отделение газа, удаление песка и закачку в поток скважины химических реагентов.

5 Затем сырая нефть (с любой остаточной водой) охлаждается за счет теплообмена с окружающей водой. Нефть циркулирует по конструкции "труба в трубе", чье кольцевое пространство заполнено перекачиваемой холодной водой. В результате охлаждения в определенных местах образуются парафиновые отложения. Такая конструкция "труба в трубе" сворачивается в длинный трубный пучок, в котором поток может несколько раз пройти через блок охлаждения, чтобы стимулировать отложение парафинов вблизи 10 расположенного спереди по потоку входного конца системы. Расположенный далее по потоку конец системы можно подсоединить к стояку. Парафиновые отложения удаляются путем периодического, ограниченного нагрева определенных мест. Для испытания и технического обслуживания трубопровода можно использовать средства очистки и диагностики, которые могут быть съемными.

15 В изобретении рассматривается блок регулирования парафинов, который интегрирован в систему трубопроводов. Теплообменник типа "труба в трубе" может гарантировать, что поток скважины охлаждается до такой степени, чтобы вызвать принудительное отложение парафинов на внутренней стенке промыслового трубопровода. В предпочтительных вариантах осуществления внутри рабочей трубы 20 проложены три отдельных участка трубопровода длиной примерно от 1,0 до 2,0 км. Каждый участок трубы окружен отдельной обсадной трубой, и имеет конструкцию "труба в трубе".

Ниже приведены ссылки, в качестве примера, на прилагаемые чертежи, которые облегчат понимание изобретения:

25 Фиг. 1 показывает схематическое изображение известного решения для подводной обработки потока скважины, в котором блок обработки расположен далее по потоку относительно трубопровода;

30 Фиг. 2 показывает схематическое изображение другого известного решения для подводной обработки потока скважины, в котором блок обработки расположен спереди по потоку относительно трубопроводом;

Фиг. 3 показывает схематическое изображение решения для подводной обработки согласно настоящему изобретению, в котором используется буксируемый блок, содержащий пучок трубопроводов с буксировочным оголовком на каждом конце;

35 Фиг. 4 показывает вид сверху буксируемого блока в реальном виде согласно настоящему изобретению;

Фиг. 5 показывает схематический вид сверху расположенного спереди по потоку буксировочного оголовка, который используется в буксируемом блоке согласно настоящему изобретению;

40 Фиг. 6 показывает схематический вид сверху расположенного далее по потоку буксировочного оголовка, который используется в буксируемом блоке согласно настоящему изобретению;

Фиг. 7a и 7b показывают этапы буксировки и установки, соответственно, выполняемые с буксируемым блоком согласно настоящему изобретению;

45 Фиг. 8 показывает вид сверху установки для подводной добычи, включающей буксируемый блок согласно настоящему изобретению;

Фиг. 9 показывает вид в перспективе варианта расположенного спереди по потоку буксировочного оголовка, изображенного на фиг. 4;

Фиг. 10 показывает вид сверху буксируемого блока согласно настоящему

изобретению, включающего вариант расположенного спереди по потоку буксировочного оголовка, изображенного на фиг. 9;

Фиг. 11 показывает схематический вид сверху известного решения для регулирования парафинов и

5 Фиг. 12 показывает схематический вид поперечного разреза пучка трубопроводов для регулирования парафинов в соответствии с настоящим изобретением.

Известные из предшествующего уровня техники решения для подводной обработки уже были описаны ранее со ссылкой на фиг. 1 и фиг. 2. На фиг. 3 показано изобретение в упрощенном, схематическом стиле; для обозначения аналогичных функций
10 используются одинаковые номера. Как показано, эксплуатационный поток направлен слева направо, от оборудования 10 устья скважины к стояку 16. Стояк 16 изображен здесь в виде вертикальной колонны или башни, как и на фиг. 1, но может, конечно, быть другого типа, например в виде цепной линии.

Как показано на фиг. 3, трубопровод 12, проложенный по морскому дну 14 между
15 оборудованием 10 устья скважины и стояком 16, заменен пучком 26 трубопроводов. Кроме того, оконечные конструкции 18, изображенные на фиг. 1 и фиг. 2, заменены расположенным спереди по потоку буксировочным оголовком 28 на расположенном спереди по потоку конце пучка 26 трубопроводов, и расположенным далее по потоку буксировочным оголовком 30 на расположенном далее по потоку конце пучка 26
20 трубопроводов. Таким образом, расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок 28 расположен между оборудованием 10 устья скважины и пучком 26 трубопроводов, тогда как расположенный далее по потоку буксировочный оголовок 30 расположен между пучком 26 трубопроводов и стояком 16.

Согласно изобретению, один, а предпочтительно оба, буксировочных оголовка 28,
25 30 содержат средства для обработки потока скважины перед тем, как поток поднимается по стояку 16, а также заменяют блок 20 подводной обработки, изображенный на фиг. 1 и фиг. 2. Таким образом, один, а предпочтительно оба, буксировочных оголовка 28, 30 выступают в качестве интегрированной оконечной конструкции и блока обработки. Таким образом, целью настоящего изобретения является устранение некоторых
30 недостатков подводной обработки с помощью группировки блоков подводной обработки внутри пучка 26 трубопроводов. Кроме того, распределение блоков обработки по буксировочным оголовкам 28, 30 позволяет равномернее распределить вес системы и установить блоки соответственно на входном или выходном конце пучка 26 трубопроводов.

35 Пучок 26 трубопроводов и буксировочные оголовки 28, 30 образуют вместе один буксируемый блок 32, который, весьма предпочтительно, может быть изготовлен и испытан на суше, перед его буксировкой к месту установки как один блок. После изготовления на суше весь блок 32 можно погрузить в воду, как это уже делается в нефтяной и газовой промышленности с пучками трубопроводов, которые образуют гибридные
40 башни.

Применительно к буксировке, расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок 28 можно назвать ведущим буксировочным оголовком, а расположенный далее по потоку буксировочный оголовок 30 можно назвать ведомым буксировочным оголовком. Буксировка и установка будет описана подробнее ниже со ссылкой на фиг.
45 7а и фиг. 7б.

Пучок 26 трубопроводов во время буксировки находится в натяжении между буксировочными оголовками 28, 30 за счет сил растяжения, приложенных к пучку 26 трубопроводов, или, предпочтительно, в основном или исключительно к наружной

трубе или к другой защитной конструкции, которая окружает пучок 26 трубопроводов. Эта компоновка будет описана подробнее ниже со ссылкой на фиг. 12.

В упрощенной схеме, изображенной на фиг. 3, перепускные трубы или переходные катушки 22 соединяют расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок 28 с оборудованием 10 устья скважины и расположенный далее по потоку буксировочный оголовок 30 со стояком 16. Однако, соединить буксировочные оголовки 28, 30 с более крупной системой подводной добычи можно и другими способами, например, через коллекторы, и, таким образом, оголовки не нужно соединять непосредственно с оборудованием 10 устья скважины и стояком 16.

Как будет показано ниже на фиг. 6, силовой кабель, изображенный на фиг. 1, может проходить от поверхностного блока (не показан) к одному из буксировочных оголовков 28, 30 для питания его оборудования. Предпочтительно, чтобы питание подавалось от одного буксировочного оголовка 28, 30 к другому буксировочному оголовку 28, 30 через силовые кабели в пучке 26 трубопроводов. Это позволяет подключить силовой кабель только к одному из буксировочных оголовков 28, 30 и при этом питать оба буксировочных оголовка 28, 30.

На фиг. 4 показан реальный вид буксируемого блока 32 вместе с длинным пучком 26 трубопроводов, соединяющим расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок 28 и расположенный далее по потоку буксировочный оголовок 30. Как будет показано, расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок 28 в данном примере содержит коллектор, и поэтому оптимизирован для сбора текучей среды из нескольких агрегатов оборудования устья скважин. Ниже, со ссылкой на фиг. 9 и фиг. 10, будет описан вариант расположенного спереди по потоку буксировочного оголовка 28, который содержит оборудование устья скважины или буровые окна.

Более подробно буксировочные оголовки 28, 30 изображены ниже, на фиг. 5 и фиг. 6. В частности, на фиг. 5 изображен расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок 28, а на фиг. 6 - расположенный далее по потоку буксировочный оголовок 30.

Расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок 28, изображенный на фиг. 5, содержит удлиненную стальную решетчатую раму 34, как правило, с прямоугольным поперечным сечением. В качестве не имеющего ограничительного характера примера, рама 34 может быть значительно больше сорока метров в длину и восьми метров в высоту и в ширину. Рама 34 содержит четыре параллельных продольных элемента 36, соединенных поперечными элементами 38, с промежутками между поперечными элементами 38, которые открывают доступ к площадкам для установки, технического обслуживания и замены оборудования обработки и транспортировки потока, выполняемой буксировочным оголовком 28. Оборудование для обработки и транспортировки потока преимущественно находится в пределах поперечного сечения рамы 34, хотя некоторые элементы этого оборудования могут выступать из рамы 34.

На фиг. 5 изображено оборудование для обработки и транспортировки потока, которое находится на расположенном спереди по потоку буксировочном оголовке 28. На расположенном спереди по потоку конце рама 34 буксировочного оголовка 28 образует площадку, где находится коллектор 40 для выкидных линий и закачки воды. На расположенном далее по потоку конце рама 34 имеет конусообразную конструкцию 42 для крепления одного конца пучка 26 трубопроводов в противодействие силам растяжения. С этого места пучок 26 трубопроводов тянется на значительное расстояние (как правило, от 1,5 до 2,0 км) к расположенному далее по потоку буксировочному

оголовку 30, который будет описан ниже со ссылкой на фиг. 6. Рама 34 также несет на себе модуль 44 управления системой, который, как показано, можно подключить через пучок 26 трубопроводов, чтобы управлять расположенным далее по потоку буксировочным оголовком 30.

5 Как было отмечено выше, если обрабатываемой текучей средой скважины является сырая нефть, существует угроза отложения парафинов, так как температура потока падает ниже температуры образования парафинов. Отложение парафинов регулируется с помощью функций регулирования парафинов в пучке 26 трубопроводов. Для этого предназначен насос 46 водяного охлаждения, который перекачивает охлаждающую
10 воду вдоль пучка 26 трубопроводов, как будет описано ниже со ссылкой на фиг. 11 и фиг. 12. Тем не менее, существует также опасность образования гидратов, так как температура потока падает ниже температуры гидратообразования. Следовательно, большая часть оборудования, расположенного между коллектором 40 и пучком 26 трубопроводов, относится к регулированию гидратов.

15 Образование гидратов можно значительно уменьшить, даже практически исключить, отделив от потока скважины воду. Следовательно, оборудование регулирования гидратов, расположенное на расположенном спереди по потоку буксировочном оголовке 28, содержит две ступени сепарации 48, 50, идущие далее по потоку относительно коллектора 40, а затем коагулятор 52. Подводное отделение воды является
20 известной и отработанной технологией, и, как правило, после двухступенчатой сепарации в потоке скважины остается менее 2% воды. Небольшое количество воды, остающейся в потоке скважины, можно обработать путем добавления в поток антиагломерантов в блоке 54 регулирования гидратов, после разделения и коагуляции.

Отделенная вода очищается в гидроциклоне 56, а затем повторно закачивается в резервуар через коллектор 40 с помощью насоса 58 подкачки и насоса 60 нагнетания
25 воды.

На оборудовании, находящемся на расположенном спереди по потоку буксировочном оголовке 28, можно также выполнять обычные необязательные этапы отделения газа и удаления песка, хотя, для наглядности, на фиг. 4 это оборудование не приведено.

30 Для испытания и технического обслуживания трубопровода и, в частности, труб пучка 26 трубопроводов, предусмотрены средства очистки и диагностики (которые могут быть съемными). Съемное устройство 62 запуска и приема средств очистки и диагностики показано на фиг. 5. Однако следует отметить, что выполнять систематическую очистку, так, как это требуется в WO 2006/068929, не нужно, так как
35 первичное отделение воды от сырой нефти, как описано выше, существенно уменьшает остаточное количество парафинов и гидратов.

Обратимся теперь к расположенному далее по потоку буксировочному оголовку 30, схематически изображенному на фиг. 6. Оголовок также содержит удлиненную трубную стальную решетчатую раму 64, как правило, с прямоугольным поперечным
40 сечением, включающую четыре параллельных продольных элемента 66, соединенных поперечными элементами 68. Расположенный далее по потоку буксировочный оголовок 30 немного короче, чем расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок 28, но имеет такой же размер поперечного сечения.

Рама 64 расположенного далее по потоку буксировочного оголовка 30 несет на себе соединитель 70 трубопровода, сообщающийся с пучком 26 трубопроводов для
45 транспортирования далее по потоку относительно скважины. Например, это может быть транспортирование холодного потока скважины по длинному трубопроводу надставок на морском дне, или поток может передаваться с помощью перепускной

трубы или переходной катушки в соседнюю конструкцию стояка.

Второй насос 72 водяного охлаждения, так же, как и насос 46 водяного охлаждения расположенного спереди по потоку буксировочного оголовка, перекачивает охлаждающую воду вдоль пучка 26 трубопроводов. Такое дублирование насосов 46, 72 водяного охлаждения минимизирует потери при перекачке и поддерживает охлаждение в случае отказа или простоя из-за технического обслуживания.

Рама 64 расположенного далее по потоку буксировочного оголовка 30 также несет на себе силовую установку 74, которая питается от шлангокабеля 76 стояка. Силовая установка 74 подает питание на: систему распределения шлангокабелей 78; другое оборудование, находящееся на раме 60, такое как насос 72 водяного охлаждения; а также, как показано, по пучку 26 на расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок 28. Система 78 распределения шлангокабелей включает в себя разъемы для подключения шлангокабелей, а также предохранителей и трансформаторов. Эти функции являются стандартными и не требуют описания.

Таким образом, расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок 28 включает в себя: узел соединения с оборудованием устья скважины или с эксплуатационным коллектором; систему отделения воды; систему очистки и/или повторной закачки удаленной воды; подготовку холодного потока для транспортировки; системы циркуляции холодной воды и системы локального нагрева для удаления парафинов. Однако системы циркуляции холодной воды и системы локального нагрева могут дополнительно, или в качестве альтернативы, располагаться в расположенном далее по потоку буксировочном оголовке 30. Средства очистки и диагностики также могут располагаться в одном из буксировочных оголовков 28, 30.

Перейдем далее к фиг. 7а и фиг. 7b, где показана укладка трубопроводов при помощи буксировки, хорошо известная в данной области. Удобным способом буксировки, применимым к настоящему изобретению, является метод контролируемой подводной буксировки (CDTM), который описан в технических статьях, например ОТС 6430, как отмечалось ранее. Этот метод включает в себя намного меньше этапов установки, чем другие известные в данной области методы для систем подводной обработки, и не требует использования трубоукладочных судов с очень большими кранами или большой грузоподъемностью. Буксируемый блок 32 можно опустить в подготовленное свободное место для установки в систему подводной добычи по способу «подключи и работай», после чего блок 32 можно подсоединить, используя перепускные трубы или переходные катушки на каждом буксировочном оголовке 28, 30, к другим элементам добывающей системы, которые могут находиться на морском дне до или после блока 32.

Более подробно метод описан в ОТС 6430, но далее приведено краткое описание CDTM в контексте настоящего изобретения. Суть CDTM метода состоит в транспортировке готового и полностью испытанного буксируемого блока 32, подвешенного на буксировочных канатах 80 между двумя трубоукладочными судами 82, например буксирами. Как показано на фиг. 7а, для контроля может использоваться третье судно 84. Наружную трубу, окружающую пучок 26 трубопроводов, можно использовать для крепления балластного танка, или можно управлять плавучестью с помощью модулей, закрепленных на пучке 26 трубопроводов. Цепи 86, прикрепленные к пучку 26 трубопроводов, дают дополнительный вес, поэтому, в состоянии покоя, пучок 26 трубопроводов не достигает дна 88, но под влиянием волн, плавает вблизи поверхности 90.

Когда буксируемый блок 32 достигает места установки, его опускают на дно 88 за счет снижения плавучести, например, заполняя наружную трубу, окружающую пучок

26 трубопроводов, и одновременно вытравливая из трубоукладочных судов 82 буксировочные канаты 80. Как показано на фиг. 7b, буксируемый блок 32 оказывается на дне 88, после чего его можно состыковать с ранее установленными элементами 92 системы подводной добычи, например, с помощью перепускных труб или переходных катушек (не показаны), оборудованных подходящими известными патрубками.

На фиг. 8 более подробно показано, как буксируемый блок 32 встраивается в систему 94 подводной добычи. В этом примере, система 94 подводной добычи содержит две опорных плиты 96 и три соседних оборудования 98 устья скважин. Снабжение опорных плит 96 электропитанием и химическими реагентами осуществляется из расположенного далее по потоку буксировочного оголовка 30 через первичные шлангокабели 100. Вторичные шлангокабели 102 подают электропитание и химические реагенты из опорных плит 96 на соседние оборудования 98 устья скважин. Химическими реагентами могут быть восстановительные текучие среды, такие как метанол или дизельное топливо, которые можно ввести, при выполнении технического обслуживания в клапанах устья скважины после ее останова, чтобы удалить парафины в местах их возможного появления. Опорные плиты 96 также снабжаются водой для закачки из коллектора 40 расположенного спереди по потоку буксировочного оголовка 28 через водопроводы 104.

Эксплуатационные трубопроводы 106 транспортируют скважинную текучую среду от опорных плит 96 и соседних оборудований 98 устьев скважин обратно в коллектор 40 расположенного спереди по потоку буксировочного оголовка 28, чтобы провести их обработку, как было описано выше. Полученный поток скважины затем проходит по пучку 26 трубопроводов для регулирования парафинов, а после этого идет через переходную катушку 108 в окончательный модуль 110 трубопровода (PLEM) для дальнейшей транспортировки в состоянии холодного потока.

На фиг. 9 показан вариант 112 расположенного спереди по потоку буксировочного оголовка 28, изображенного на фиг. 5. На фиг. 10 изображен вариант 112 расположенного спереди по потоку буксировочного оголовка на примере буксируемого блока, который также содержит пучок 26 трубопроводов и расположенный далее по потоку буксировочный оголовок 30, как было описано ранее.

Вариант 112 расположенного спереди по потоку буксировочного оголовка имеет удлиненную раму 114, которая может быть оборудована агрегатами оборудования 116 устья скважин или иметь соответствующие буровые окна. Оборудование для обработки и транспортировки потока преимущественно находится в пределах сечения рамы 114. Однако некоторое оборудование может выступать за пределы рамы 114, такое как устьевое оборудование 118, которое, как видно в правом расположенном спереди углу на фиг. 9, выступает из верхней части рамы 114 на ее расположенном спереди по потоку конце. В связи с этим, открытая сверху конструкция рамы 114 является удобной: подобное оборудование 118 может быть опущено в раму 114 уже после укладки на дно варианта 112 расположенного спереди по потоку буксировочного оголовка.

И наконец, на фиг. 11 и фиг. 12 изображено возможное расположение пучка 26 трубопроводов для регулирования образования парафинов. На фиг. 12 показан пучок 26 трубопроводов согласно настоящему изобретению, но, чтобы проиллюстрировать общий принцип, на фиг. 11 показана известная из предшествующего уровня техники система 120 регулирования парафинов, которая будет описана в первую очередь.

Известная из предшествующего уровня техники система 120 регулирования парафинов включает в себя длинные трубы 122, лежащие на морском дне (три трубы в данном примере), длина каждой из труб составляет от 1,0 до 2,0 км. Трубы 122 расположены

на дне параллельно, на расстоянии примерно от 10 м до 20 м друг от друга, но соединены последовательно при помощи переходных катушек 124. Поэтому, поток скважины течет в первом направлении через первую трубу 122А, меняет направление в первой переходной катушке 124А, течет в противоположном направлении через вторую трубу 122В, меняет направление во второй переходной катушке 124В, и течет опять в первом направлении через третью трубу 122С к выходу из системы 120 регулирования парафинов. Таким образом, пройдя в этом примере расстояние примерно от 3,0 км до 6,0 км, поток скважины выходит из системы 120 регулирования парафинов существенно охлажденным.

Каждая из труб 122 имеет конструкцию "труба в трубе" (PiP), чтобы создать кольцевые оболочки 126 вокруг промысловых трубопроводов 128. Для охлаждения потока скважины в промысловых трубопроводах 128, насосы 130 закачивают с одного конца системы 120 неочищенную морскую воду в оболочки 126, обеспечивая тем самым необходимый встречный поток в первой и третьей трубах 122А, 122С, или даже во второй трубе 122В. Это охлаждает поток скважины в достаточной степени для того, чтобы стимулировать отложение парафинов на внутренних стенках промыслового трубопровода 128.

Парафиновые отложения периодически удаляются при помощи локального нагрева, когда датчики обратной связи (не приведены) показывают, что слой парафинов достиг предельной толщины. Нагрев выполняется нагревательными кабелями 132, которые проходят по внешней стороне промысловых трубопроводов 128 внутри кольцевой оболочки 126; при подаче электропитания от блока 134 питания, нагревательные кабели 132 расплавляют парафиновый слой и парафин вовлекается в поток скважины.

Система 120 регулирования парафинов, известная в уровне техники, не удовлетворяет целям настоящего изобретения, где пучок 26 трубопроводов обычно используется в качестве растяжного элемента в буксируемом блоке 32, 114. В противоположность этому, пучок 26 трубопроводов согласно настоящему изобретению, поперечное сечение которого изображено на фиг. 12, содержит наружную трубу 136, которая окружает три участка 138 "труба в трубе". Участки 138 "труба в трубе" соединены последовательно и проходят параллельно, как и в прототипе, изображенном на фиг. 11; их может быть больше или меньше. Наружная труба 136 защищает, поддерживает и фиксирует участки 138 "труба в трубе", а также принимает на себя все или почти все растягивающие нагрузки, которые испытывает пучок 26 трубопроводов во время изготовления, буксировки и установки буксируемого блока 32, 114.

Необходимо, конечно, иметь в виду, что поперечное сечение на фиг. 12 является упрощенным, и детали покрытий и обшивок, а также нагревательные устройства, опущены.

Охлаждение и нагрев может проводиться различными способами, хотя в обоих буксировочных оголовках 28, 30 предпочтительно использовать распределенную систему насосов водяного охлаждения, так как в этом случае можно создать встречный поток охлаждающей воды во всех участках 138 "труба в трубе". На каждом конце многофазного промыслового трубопровода должен быть установлен петлевой компенсатор, допускающий расширение в пределах 0,5 м.

Каждый участок 138 "труба в трубе" подключен к системе 140 нагрева, которая потребляет переменный ток от силовой станции 74 расположенного далее по потоку буксировочного оголовка 30. Система 140 нагрева может быть или прямого электрического нагрева, или нагрева при помощи скин-эффекта. Второй вариант, вследствие более низких требований к мощности, предпочтителен, но это не

принципиально. Оба метода нагрева, а также другие методы, должны быть известны специалисту в данной области подводной нефтегазовой инженерии.

Так как в пучок 26 трубопроводов не нужно устанавливать никаких станций промежуточной обработки, например насосные системы, то это позволяет сохранить по всей длине геометрию пучка, что облегчает изготовление и конструирование.

(57) Формула изобретения

1. Буксируемый блок для подводной обработки скважинных текучих сред, содержащий пучок трубопроводов, проходящий и выполненный с возможностью работы с натяжением между первым буксировочным оголовком на расположенном спереди по потоку конце пучка и вторым буксировочным оголовком на расположенном далее по потоку конце пучка,

по меньшей мере один из буксировочных оголовков имеет встроенное технологическое оборудование для обработки скважинных текучих сред, выполненное с возможностью осуществления по меньшей мере отделения водной фазы, присутствующей в скважинных текучих средах,

пучок трубопроводов выполнен с возможностью охлаждения и нагревания для регулирования содержания парафинов в скважинных текучих средах, и

по меньшей мере один и, при необходимости, оба буксировочных оголовка имеют систему нагрева для нагревания пучка трубопроводов.

2. Блок по п. 1, содержащий соединение к источнику питания, проходящее вдоль указанного пучка, для передачи питания между буксировочными оголовками.

3. Блок по п. 2, в котором силовая установка расположена во втором расположенном далее по потоку буксировочном оголовке.

4. Блок по п. 1, в котором система распределения шлангокабелей, распределяющая питание и/или химические реагенты на внешние опорные плиты или соседние оборудования устьев скважин, расположена во втором расположенном далее по потоку буксировочном оголовке.

5. Блок по п. 1, содержащий средство соединения для передачи данных, проходящее по пучку трубопроводов, для передачи управляющих данных между буксировочными оголовками.

6. Блок по п. 1, в котором оборудование для отделения воды находится в первом расположенном спереди по потоку буксировочном оголовке.

7. Блок по п. 6, в котором первый расположенный спереди по потоку буксировочный оголовок также содержит оборудование, выбранное из группы, включающей в себя: узел соединения с оборудованием устья скважины (скважин) или с эксплуатационным коллектором; средства отделения воды; средства очистки и/или повторной закачки удаленной воды; средства подготовки холодного потока для транспортировки; системы циркуляции холодной воды; средства очистки и диагностики и системы локального нагрева для удаления парафинов.

8. Блок по п. 1, в котором по меньшей мере один и, при необходимости, оба буксировочных оголовка имеют насос для перекачивания охлаждающей воды вдоль пучка трубопроводов.

9. Блок по п. 1, в котором системы нагрева содержат источники питания для подачи питания на нагревательные элементы в пучке трубопроводов.

10. Блок по п. 1, в котором пучком трубопроводов является элемент регулирования парафинов, содержащий пучок промысловых трубопроводов внутри удлиненной натяжной конструкции, образующей входные и выходные концы.

11. Блок по п. 10, в котором промышленные трубопроводы расположены параллельно, но соединены последовательно в натяжной конструкции таким образом, что обеспечена возможность изменения направления скважинных текучих сред между одним промышленным трубопроводом и следующим промышленным трубопроводом в элементе.

5 12. Блок по п. 10, в котором натяжной конструкцией является наружная труба, окружающая промышленные трубопроводы.

13. Блок по п. 1, в котором по меньшей мере один из буксировочных оголовков включает в себя оборудования устьев скважин.

10 14. Блок по п. 1, в котором по меньшей мере один из буксировочных оголовков включает в себя упорядоченную совокупность буровых вырезов.

15. Подводная система добычи нефти или газа, включающая по меньшей мере один буксируемый блок по любому из пп. 1-14.

16. Способ установки или разработки подводной системы добычи нефти или газа посредством установки предварительно изготовленного блока обработки в месте установки, содержащего пучок трубопроводов, расположенный между первым буксировочным оголовком на расположенном спереди по потоку конце пучка и вторым буксировочным оголовком на расположенном далее по потоку конце пучка, при этом согласно способу:

20 буксируют блок обработки к месту установки с помощью натянутого пучка трубопроводов;

погружают блок на место установки; и

соединяют буксировочные оголовки с другими элементами добывающей системы, так что обеспечена возможность работы с блоком обработки для обработки скважинной текучей среды и ее пропуска по пучку трубопроводов,

25 при этом обработка скважинной текучей среды включает этап регулирования гидратов, выполняемый в первом расположенном спереди по потоку буксировочном оголовке; и

30 регулирование парафинов осуществляют путем пропуска скважинной текучей среды по пучку трубопроводов между буксировочными оголовками при охлаждении и периодическом нагревании труб указанного пучка.

17. Способ по п. 16, в котором снабжение опорных плит и оборудования устьев скважин электропитанием и химическими реагентами осуществляют из второго расположенного далее по потоку буксировочного оголовка.

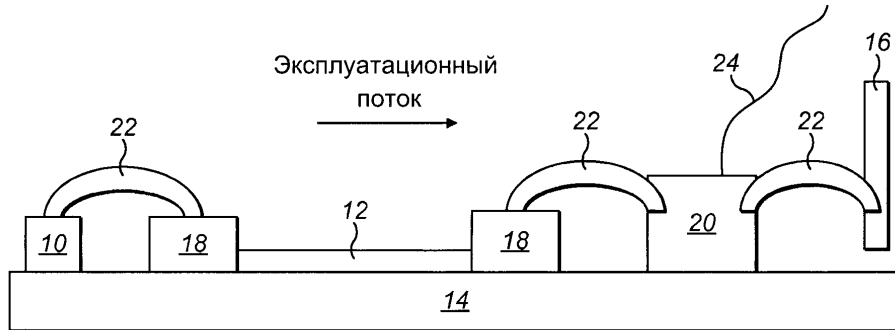
35

40

45

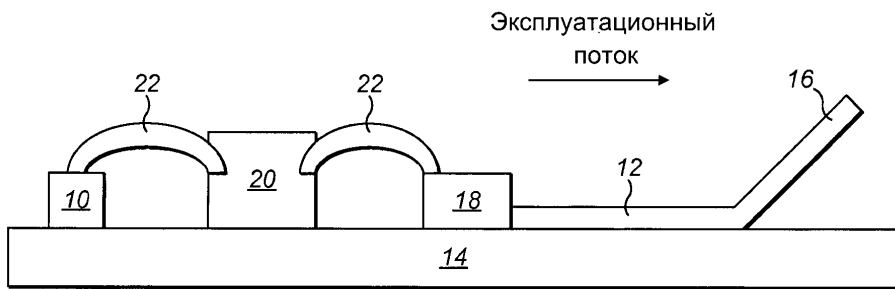
1

1 / 9



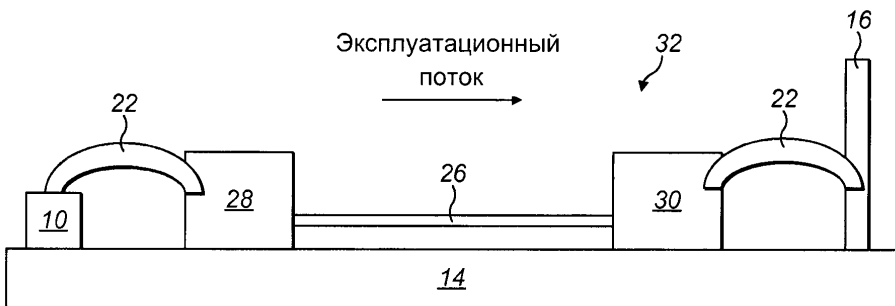
ФИГ. 1

Уровень техники



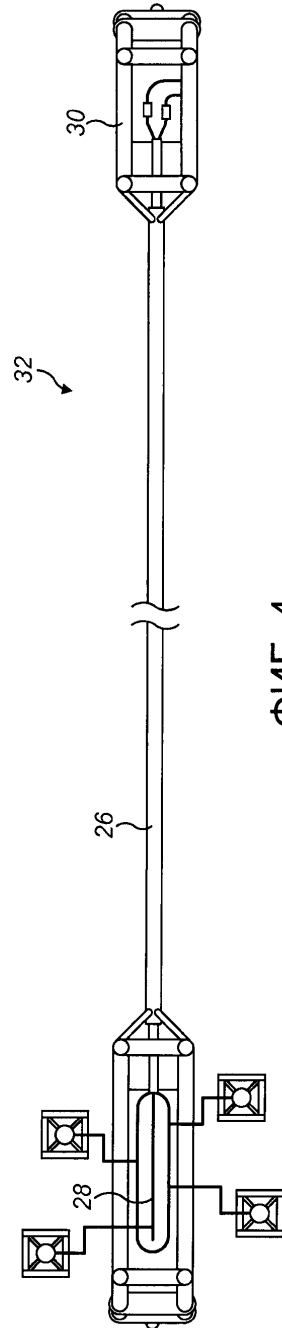
ФИГ. 2

Уровень техники

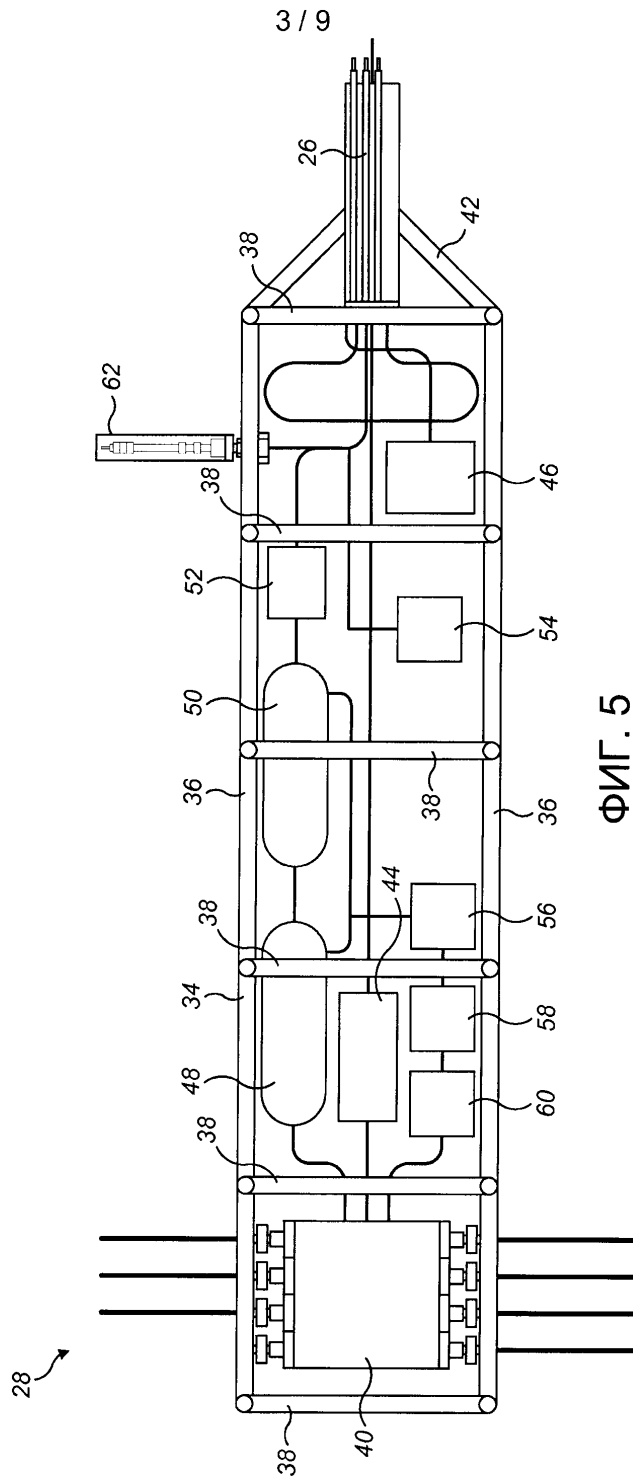


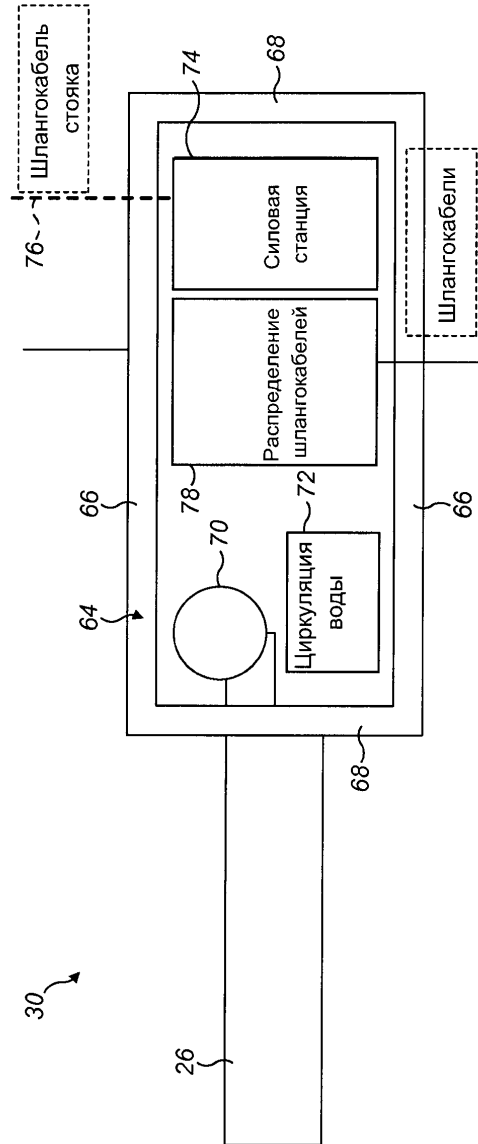
ФИГ. 3

2



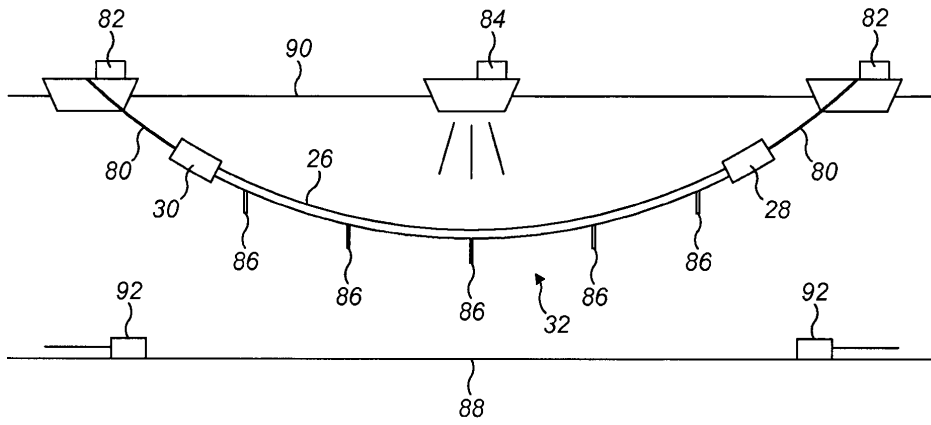
ФИГ. 4



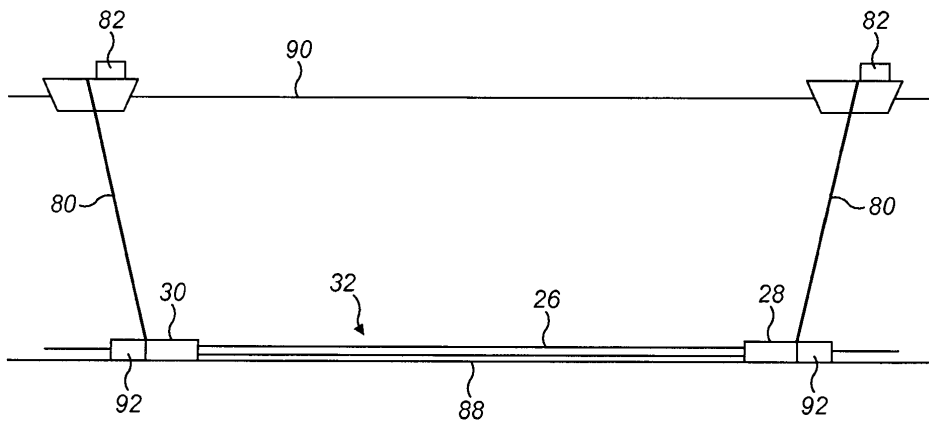


ФИГ. 6

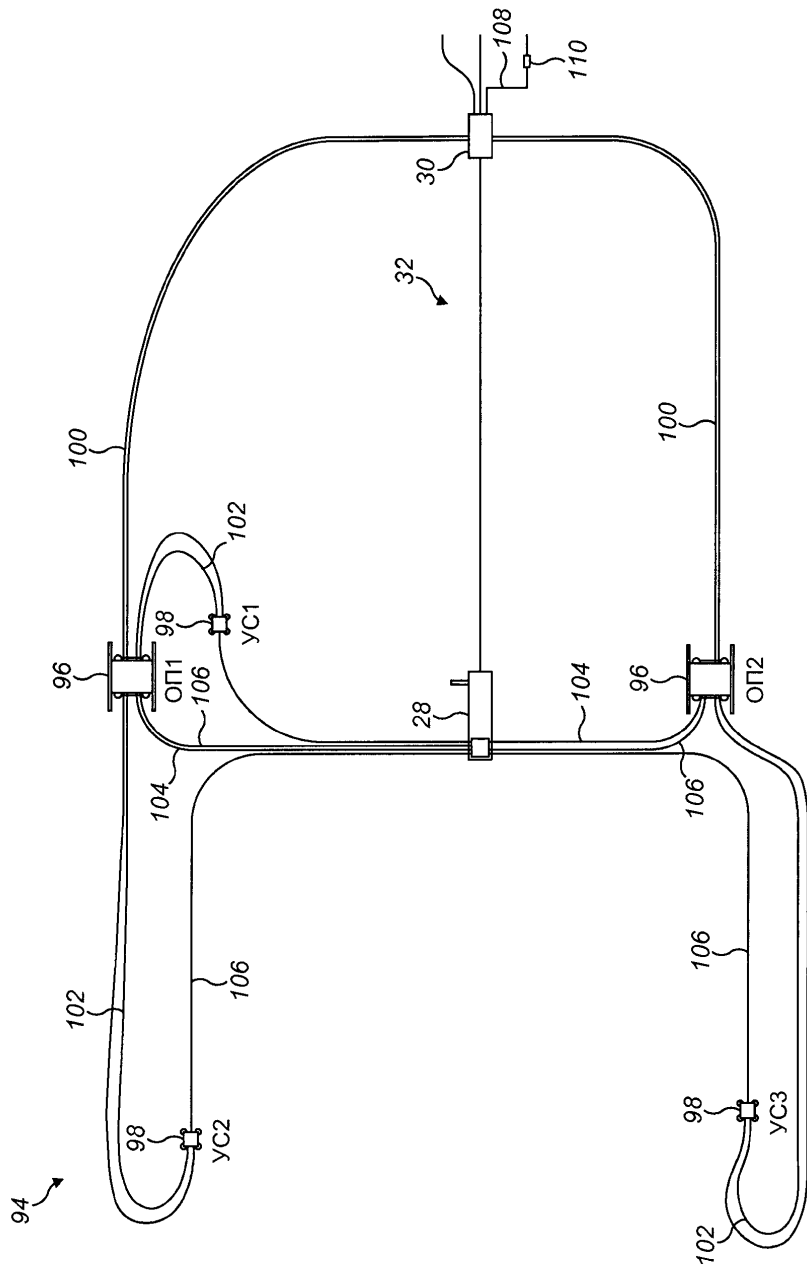
5 / 9



ФИГ. 7а

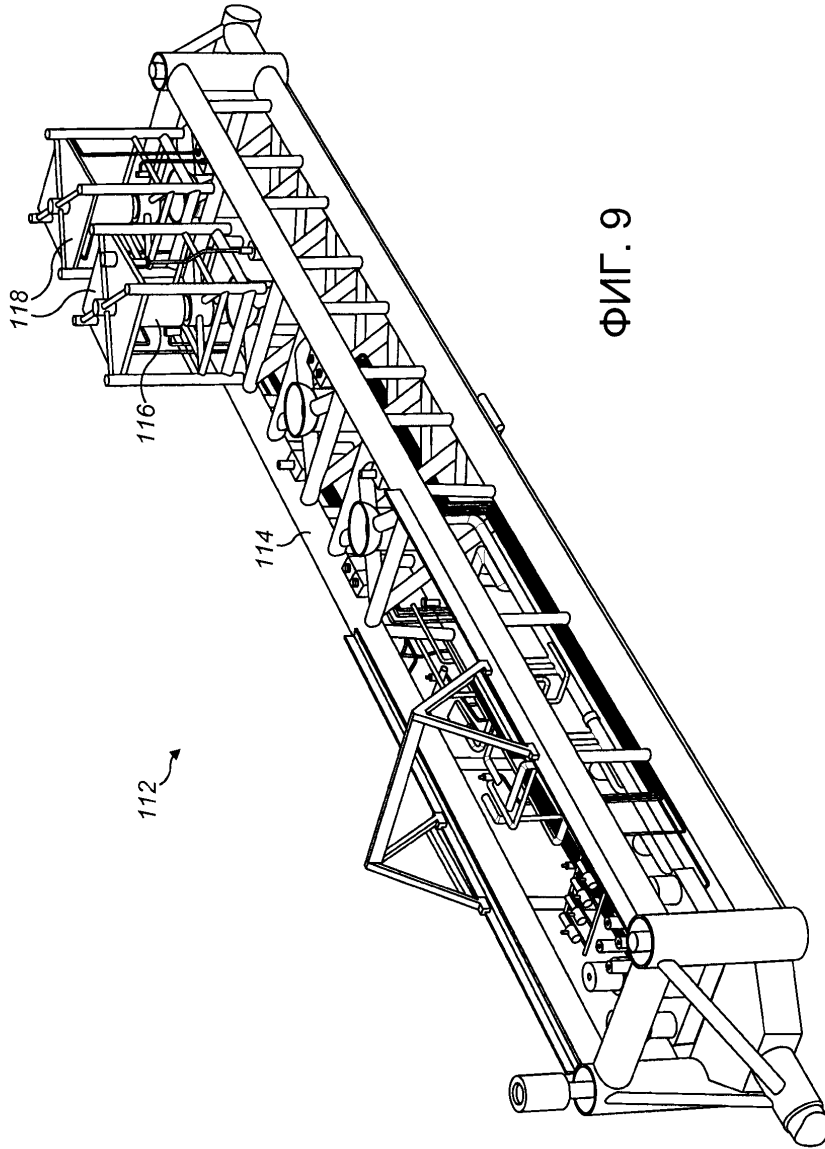


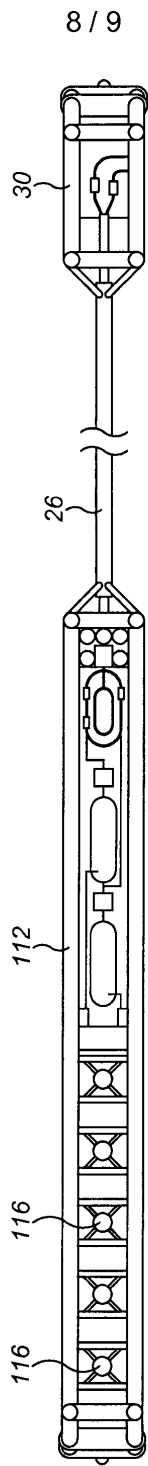
ФИГ. 7b



ФИГ. 8

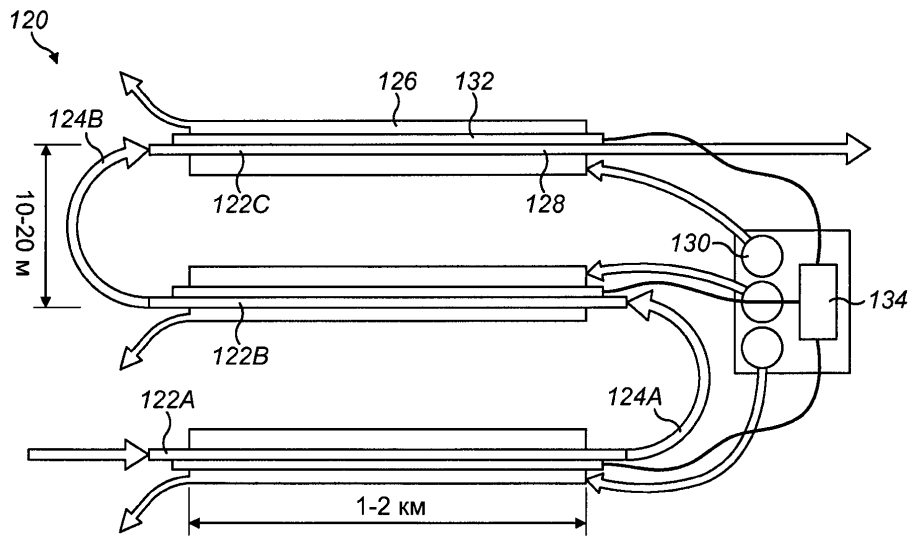
7/9





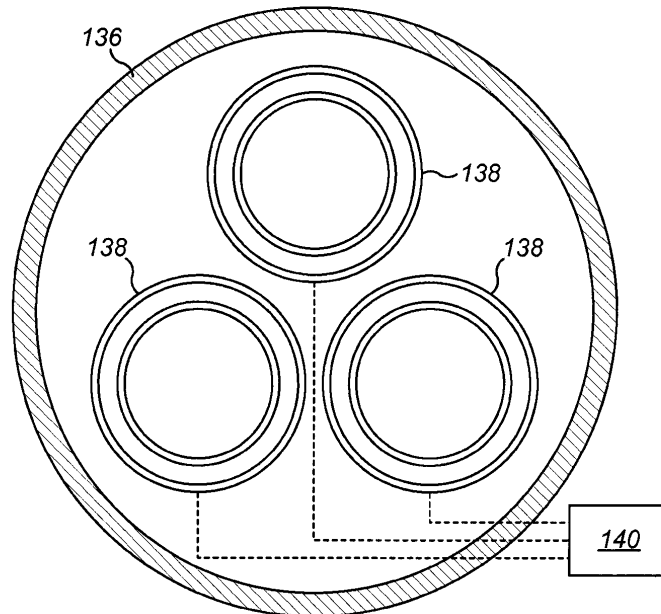
ФИГ. 10

9 / 9



ФИГ. 11

Уровень техники



ФИГ. 12