

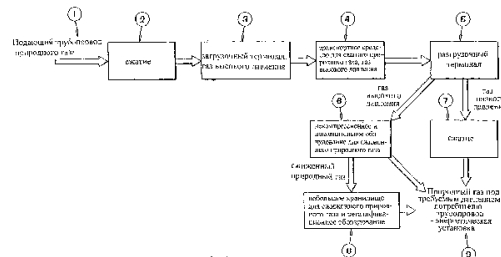
(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(71) Заявитель:
Энрон Эл-Эн-Джи Дивелопмент Корп. (US)

(72) Изобретатель: Стеннинг Дейвид Дж. (CA),
Крэн Джеймс Э. (CA)

(73) Патентообладатель:
Энрон Эл-Эн-Джи Дивелопмент Корп. (US)

промежуточный трубопровод. Система также содержит клапаны для регулирования потока газа через трубопроводы высокого и низкого давления. Система транспортировки природного газа по воде выполнена с возможностью использования берегового оборудования и имеет значительно меньшую стоимость по сравнению с известными системами. 3 с. и 17 з.п. ф-лы, 7 ил.





(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 145 689** ⁽¹³⁾ **C1**
(51) Int. Cl.⁷ **F 17 C 1/00, 5/06, 7/00**

RUSSIAN AGENCY
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 98110263/12, 28.10.1996
(24) Effective date for property rights: 28.10.1996
(30) Priority: 30.10.1995 US 08/550,080
(46) Date of publication: 20.02.2000
(85) Commencement of national phase: 01.06.1998
(86) PCT application:
IB 96/01274 (28.10.1996)
(87) PCT publication:
WO 97/16678 (09.05.1997)
(98) Mail address:
193036, Sankt-Peterburg, a/ja 24,
"NEVINPAT", patentnomu poverennomu
Polikarpovu A.V.

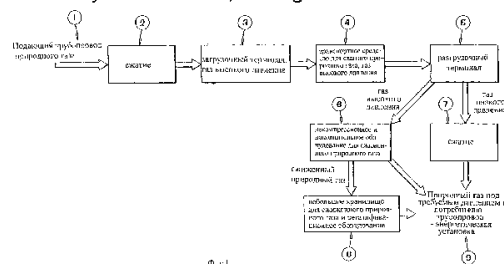
(71) Applicant:
Ehnron Ehl-Ehn-Dzhi Development Korp. (US)
(72) Inventor: Stenning Dejvid Dzh. (CA),
Krehn Dzhejms Eh. (CA)
(73) Proprietor:
Ehnron Ehl-Ehn-Dzhi Development Korp. (US)

(54) **SHIPBOARD SYSTEM FOR TRANSPORTATION OF COMPRESSED GAS**

(57) Abstract:

FIELD: compressed gas transportation systems. SUBSTANCE: transportation system includes vessel with gas reservoirs which are assembled in compartments for storage of compressed gas; each compartment includes 3 to 30 gas reservoirs connected to one adjusting valve by means of pipe line belonging to this compartment. System includes high-pressure pipe line provided with devices for connection with shore terminals and low-pressure pipe line also provided with devices for connection with shore terminals; intermediate pipe line laid among all adjusting valves is used for connecting each compressed gas compartment with high-pressure and low-pressure pipe

lines. System is also provided with valves for control of flow of gas through high-pressure and low-pressure pipe lines. Proposed system is adaptable to shore equipment. EFFECT: low cost as compared with known systems. 20 cl, 7 dwg



Настоящее изобретение относится к системам транспортировки природного газа и в особенности к транспортировке сжатого природного газа судном по воде.

Предпосылки изобретения

Известны четыре способа транспортировки природного газа через водные пространства. Первый способ заключается в транспортировке газа по подводному трубопроводу. Второй способ состоит в транспортировке природного газа в сжиженном виде судами. Третий способ заключается в перевозке природного газа в сжатом виде на баржах или на палубе судна. И наконец, четвертый способ заключается в перевозке природного газа судами в трюмах в охлажденном и сжатом виде или в сжиженном виде, когда газ доведен до умеренных условий. Каждый способ имеет присущие ему преимущества и недостатки.

Технология прокладки и эксплуатации подводных трубопроводов для глубин до 305 м (1000 футов) хорошо известна. Однако стоимость глубоководных подводных трубопроводов очень высока, и способы ремонта и обслуживания таких трубопроводов только разрабатываются. Транспортировка газа по подводным трубопроводам часто является неосуществимой при необходимости пересечения водных пространств с глубиной более 305 м (1000 футов). Еще одним недостатком такого трубопровода является то, что не представляется возможным перенос уже проложенного трубопровода.

Сжижение природного газа значительно повышает его плотность, что обеспечивает возможность транспортировки значительных объемов природного газа на большие расстояния относительно малым количеством судов. Однако система транспортировки сжиженного природного газа требует больших капиталовложений для оборудования для сжижения газа в пунктах погрузки и регазификационного оборудования в местах доставки. Во многих случаях величина капитальных затрат на сооружение оборудования для сжижения природного газа слишком высока, чтобы производство сжиженного природного газа было рентабельно. В других случаях политический риск в местах доставки и/или загрузки может сделать неприемлемым размещение там дорогостоящего оборудования для сжижения природного газа. Еще одним недостатком транспортировки сжиженного природного газа является то, что даже на коротких маршрутах, где требуется только одно или два судна для перевозки сжиженного природного газа, ее экономика также отягощена большими затратами на все береговое оборудование.

В начале 1970-х годов Колумбийская корпорация системного газоснабжения (Columbia Gas System Service) разработала способ судовой транспортировки природного газа в охлажденном сжатом виде и в виде сжиженного газа под давлением, доведенного до умеренных условий. Эти способы были описаны Roger J. Broeker, директором отделения технологической разработки процессов (the Director of Process Engineering), в статье "Сжатый природный газ и сжиженный газ, доведенный до умеренных условий, - новые способы транспортировки природного газа" ("CNG and MLG - New Natural Gas Transportation Processes"),

опубликованной в 1974 г. Сжатый природный газ перед помещением его в сосуды высокого давления, расположенные в изолированных грузовых трюмах судна, необходимо охладить до температуры $-59,4^{\circ}\text{C}$ (-75 градусов по Фаренгейту) и повысить в нем давление до $80,9 \text{ кг/см}^2$ (1150 фунт/кв.дюйм). На борту судна отсутствует какое-либо оборудование для охлаждения груза. Газ содержится в большом количестве вертикально установленных цилиндрических сосудов высокого давления. Для транспортировки сжатого газа, доведенного до умеренных условий, требуется его сжижение путем охлаждения до температуры -115°C (-175 градусов по Фаренгейту) и повышения давления до $14,1 \text{ кг/см}^2$ (200 фунт/кв.дюйм). Общим недостатком этих двух систем является необходимость охлаждения газа перед его погрузкой на судно до температуры, которая значительно ниже температуры окружающей среды. Охлаждение газа до таких температур, а также необходимость в резервуарах из стальных сплавов и алюминия, обладающих при таких температурах соответствующими свойствами, требует больших затрат. Другой недостаток заключается в необходимости создания мер безопасности из-за обязательного расширения газа, поскольку последний при транспортировке нагревается.

В патенте США N 4846088 (Marine Gas Transport Ltd., 1989 г.) описан способ транспортировки сжатого природного газа, в котором сосуды для хранения газа расположены только на палубе морской баржи или поверх нее. В этом патенте описана система хранения сжатого природного газа, которая содержит баллоны высокого давления, выполненные из труб для трубопровода и расположенные горизонтально над палубой морской баржи. Благодаря небольшой стоимости труб эта система имеет преимущество, заключающееся в низких капитальных затратах. При вероятных утечках газа последний естественным путем уходит в атмосферу, что предотвращает возможность пожара или взрыва. Газ транспортируют при температуре окружающей среды, при этом отсутствуют проблемы, связанные с охлаждением и свойственные испытательным сосудам Колумбийской корпорации газоснабжения (Columbia Gas Service Corporation). Однако недостатком описанного способа транспортировки сжатого природного газа является ограниченное количество сосудов высокого давления, которые могут разместиться на палубе баржи, причем, кроме того, должна сохраняться допустимая устойчивость баржи. Таким образом количество газа, перевозимого одной баржей, несколько ограничено, в результате чего стоимость перевозки единицы объема газа достаточно высока. Еще одним недостатком является выброс газа в атмосферу, что в настоящее время является недопустимым с точки зрения охраны окружающей среды.

В более поздние годы необходимость развития транспортировки сжатого природного газа баржами изучалась компанией Foster Wheeler Petroleum Development. В статье "Альтернативные пути разработки морских месторождений газа" (Alternative Ways to Develop an Offshore Dry

Gas Field"), опубликованной в начале 1990-х годов авторами R.H.Buchanan и A.V.Drew, рассматривается транспортировка судном сжатого, а также сжиженного природного газа. Способ транспортировки сжатого природного газа, предложенный компанией Foster Wheeler Petroleum Development, содержит сосуды высокого давления в виде труб, расположенные горизонтально в группе челночных караванов, состоящих из буксиров и отсоединяемых барж, при этом каждый сосуд имеет регулирующий клапан, а температура этих сосудов равна температуре окружающей среды. Недостатком этой системы является необходимость подсоединения барж к челночным караванам и их отсоединение, что занимает много времени и снижает производительность. Еще одним недостатком являются ограниченные мореходные качества челночных караванов, включающих несколько барж. Необходимость исключения попадания в шторм также снижает надежность этой системы. Недостатком этой системы является также сложная система стыковки, отрицательно сказывающаяся на надежности всей системы транспортировки и повышающая материальные затраты.

Морская транспортировка природного газа включает две основных составляющих: это система транспортировки по воде и береговое оборудование. Краткое изучение всех вышеперечисленных систем транспортировки сжатого природного газа показывает, что транспортировка по воде требует слишком больших затрат для использования этих систем, а изучение систем транспортировки сжиженного природного газа показывает, что очень высока стоимость берегового оборудования, которая на маршрутах на короткие расстояния является самой существенной частью капитальных затрат. Ни в одном из упомянутых документов не решена проблема, связанная с погрузкой и разгрузкой газа береговым оборудованием.

Сущность изобретения

Целью изобретения является создание системы транспортировки природного газа по воде, выполненной с возможностью использования берегового оборудования, имеющего меньшую стоимость по сравнению с оборудованием для сжижения природного газа и для регазификации или с оборудованием для охлаждения сжатого природного газа, обеспечивающей транспортировку по воде при температуре сжатого природного газа, близкой к температуре окружающей среды, а также имеющей значительно меньшую стоимость по сравнению с известными из уровня техники системами.

В настоящем изобретении предложена усовершенствованная система транспортировки сжатого природного газа по воде, в которой используется судно, имеющее газовые резервуары. Давление газа в наполненных резервуарах предпочтительно составляет величину в пределах от $140,6 \text{ кг/см}^2$ (2000 фунт/кв.дюйм) до $246,1 \text{ кг/см}^2$ (3500 фунт/кв.дюйм), и в незаполненных - от $7,0 \text{ кг/см}^2$ (100 фунт/кв. дюйм) до $21,1 \text{ кг/см}^2$ (330 фунт/кв.дюйм). Изобретение характеризуется наличием газовых резервуаров, которые собраны в отсеки для хранения сжатого газа. Каждый

такой отсек содержит от 3 до 30 газовых резервуаров, присоединенных к одному регулирующему клапану трубопроводом, относящимся к отсеку. Газовый резервуар предпочтительно выполнен из стальной трубы с куполообразными крышками на обоих концах и может быть обернут стекло-, углеродным или каким-либо другим волокном, обладающим большой прочностью на растяжение, для получения сосуда, имеющего наиболее эффективную стоимость. Промежуточный трубопровод проходит между каждым регулирующим клапаном и соединяет каждый отсек для хранения газа с главным трубопроводом высокого давления и с главным трубопроводом низкого давления. Оба главных трубопровода содержат средства подсоединения к береговым терминалам, а для регулирования потока газа через эти трубопроводы имеются клапаны.

В описанной выше судовой системе транспортировки сжатого природного газа береговое оборудование в основном состоит из компрессорных станций, работающих с высоким коэффициентом полезного действия. Использование трубопроводов высокого и низкого давления обеспечивает возможность компрессорам на загрузочном терминале совершать полезную работу путем сжатия газа из подающего трубопровода до полного расчетного давления в некоторых отсеках, в то время как отсеки наполняют из этого трубопровода, а на разгрузочном терминале - путем сжатия газа в отсеках до давления ниже давления в приемном трубопроводе, в то время как из некоторых отсеков высокого давления одновременно стравливают газ. Технология открытия отсеков поочередно группами, один за другим, рассчитанная по времени таким образом, что противодействие в компрессоре постоянно близко к оптимальному давлению, сводит до минимума необходимую мощность компрессора.

Хотя при использовании описанной выше судовой системы транспортировки сжатого природного газа могут быть достигнуты благоприятные результаты, еще лучшие показатели могут быть получены путем вертикального расположения отсеков для хранения газа. Такое вертикальное расположение облегчает размещение и, при необходимости, обслуживание этих отсеков.

Кроме того, хотя при использовании описанной выше судовой системы транспортировки сжатого природного газа могут быть достигнуты благоприятные результаты, также должна быть обеспечена безопасная транспортировка по океану уже погруженного сжатого природного газа. Еще лучшие результаты могут быть, следовательно, получены, когда трюмы в судне закрыты герметичными люковыми закрытиями. Это обеспечивает возможность заполнения трюмов, в которых расположены отсеки для хранения газа, инертной средой с давлением, близким к давлению окружающей среды, что исключает опасность возникновения в трюмах пожара.

Хотя при использовании описанной выше судовой системы транспортировки сжатого природного газа могут быть достигнуты благоприятные показатели, в результате адиабатического расширения сжатого природного газа в процессе доставки

стальные сосуды в некоторой степени охлаждаются. Целесообразно сохранить термальную стальную массу сосуда в этом охлажденном состоянии в той же мере и на следующем этапе погрузки. Еще лучшие результаты могут быть, следовательно, получены, если трюмы и люковые закрытия изолированы.

Хотя при использовании описанной выше судовой системы транспортировки сжатого природного газа могут быть достигнуты благоприятные результаты, в связи с возможностью возникновения утечек газа должны быть предприняты меры безопасности. Еще лучшие результаты могут быть, следовательно, получены, когда в каждом трюме имеется аппаратура обнаружения протечек и аппаратура выявления протекающего сосуда, так что протекающий отсек может быть изолирован, и газ из него может быть выпущен по системе трубопровода высокого давления к выпускной/факельной стреле. При этом трюм, загрязненный природным газом, следует наполнить инертным газом.

Хотя при использовании описанной выше судовой системы транспортировки сжатого природного газа могут быть достигнуты благоприятные результаты, в некоторых местах сбыта решающим показателем является непрерывная подача природного газа. Еще лучшие результаты могут быть, следовательно, получены, при использовании достаточного количества судов для транспортировки сжатого природного газа, имеющих соответствующую емкость и скорость, так что постоянно какое-либо судно швартуется и разгружается.

На судне имеется существенная энергия давления, которую можно использовать для процесса охлаждения газа на разгрузочном терминале. Следовательно, еще лучшие результаты от применения предлагаемой системы могут быть получены, когда на разгрузочном терминале для производства небольшого количества сжиженного природного газа используется соответствующая криогенная установка. Сжиженный природный газ, произведенный при разгрузке нескольких судов, аккумулируется в находящейся поблизости резервуарах для хранения сжиженного природного газа. Этот запас сжиженного природного газа может использоваться в случае нарушения графика прибытия судов со сжатым природным газом.

В некоторых местах сбыта выплачивают вознаграждения за поставку топлива, снижающего пиковый спрос (то есть топлива, поставляемого в течение нескольких часов максимального спроса в день). Еще более выгодные результаты от применения предлагаемой системы могут быть, следовательно, получены, если главная система трубопроводов и разгрузочная компрессорная станция рассчитаны так, что судно может разгружать в часы пик, которые обычно наблюдаются от 4 до 8 часов.

Краткое описание чертежей

Эти и другие свойства изобретения станут более понятными из последующего описания со ссылками на приложенные чертежи, на которых

фиг. 1 изображает схему порядка работы судовой системы для транспортировки

сжатого природного газа,

фиг. 2а изображает продольный разрез судна, оборудованного в соответствии с предложенной судовой системой для транспортировки сжатого природного газа,

фиг. 2b изображает вид сверху в разрезе судна, показанного на фиг. 2а,

фиг. 2с изображает поперечный разрез по линии А-А на фиг. 2b,

фиг. 3 изображает детальный вид сверху части судна, показанного на фиг. 2b,

фиг. 4а изображает схему загрузки судовой системы для транспортировки сжатого природного газа,

фиг. 4b изображает схему разгрузки судовой системы для транспортировки сжатого природного газа.

Подробное описание предпочтительного варианта выполнения

Предпочтительный вариант выполнения судовой системы для транспортировки сжатого природного газа, обозначенной номером 10 позиции, описан ниже со ссылками на фиг. 1-4b.

Как показано на фиг. 2а и 2b, судовая система 10 для транспортировки сжатого природного газа включает судно 12, имеющее газовые резервуары 14, рассчитанные на безопасно допустимое давление сжатого природного газа, которое может находиться в пределах от 70,3 кг/см² (1000 фунт/кв.дюйм) до 351,6 кг/см² (5000 фунт/кв.дюйм) и оптимальное значение которого устанавливается с учетом стоимости сосудов давления, судов и так далее и физических свойств газа. Предпочтительная величина давления находится в пределах от 175,8 кг/см² (2500 фунт/кв.дюйм) до 246,1 кг/см² (3500 фунт/кв.дюйм). Резервуары 14 выполнены в виде цилиндрических стальных труб длиной от 9,14 м до 30,5 м (от 30 до 100 футов). Предпочтительная длина составляет 21,3 м (70 футов). Трубы с обоих концов закрыты крышками из прокованной стали, обычно присоединенными сваркой.

Резервуары 14 собраны в отсеки 16 для хранения сжатого газа. Как показано на фиг. 3, каждый отсек 16 содержит от 3 до 30 резервуаров, присоединенных трубопроводом 18, относящимся к отсеку, к одному регулирующему клапану 20. Как показано на фиг. 2а и 2с, резервуары 14 установлены в трюме 22 судна 12 вертикально для упрощения их замены. Длину резервуаров 14 обычно выбирают так, чтобы сохранить устойчивость судна 12. Трюмы 22 закрыты люковыми закрытиями 24 для предохранения от попадания морской воды в штормовую погоду, а также для упрощения замены резервуаров. Закрытия 24 имеют герметичные уплотнения для обеспечения наполнения трюмов 22 инертной средой с давлением, близким к атмосферному. Как показано на фиг. 2а, трюмы 22 соединены системой 42 трубопроводов высокого давления для обеспечения их изначального наполнения инертной газовой средой и ее последующего сохранения.

В настоящем изобретении предполагается небольшое охлаждение газа или отсутствие этого охлаждения на этапе загрузки. Обычно для возврата температуры газа к температуре, близкой к окружающей, предусмотрено только охлаждение посредством обычного воздушного

охлаждения или охлаждения морской водой непосредственно после сжатия газа. Однако чем ниже температура газа, тем большее его количество может поместиться в резервуарах 14. Из-за адиабатического расширения сжатого природного газа в процессе доставки стальные резервуары 14 в некоторой мере охлаждаются. Целесообразно сохранить термальную стальную массу в этом охлажденном состоянии в той же мере и на следующем этапе разгрузки обычно в течение 1-3 дней. Как показано на фиг. 2с, для этого и трюмы 22, и закрытия 24 покрыты слоем изоляции 26.

Как показано на фиг. 3, имеется трубопровод 28 высокого давления, который содержит клапан 30, выполненный с возможностью подсоединения к береговым терминалам. Имеется также трубопровод 32 низкого давления, который содержит клапан 34, также выполненный с возможностью подсоединения к береговым терминалам. Промежуточный трубопровод 36 проходит между всеми клапанами 20 и служит для соединения каждого отсека 16 с обоими трубопроводами 28 и 32. Клапаны 38 регулируют поток газа из трубопровода 36 в трубопровод 28. Клапаны 40 регулируют поток газа из трубопровода 36 в трубопровод 32. В случае, если при нахождении судна в открытом море отсек должен быть быстро опорожнен, газ подают по трубопроводу 28 к выпускной стреле и оттуда к факельной установке 46, как показано на фиг.2а. Если двигатели судна 12 выполнены с возможностью сжигания природного газа, то газ могут подавать из отсеков 16 или по трубопроводу высокого давления, или по трубопроводу низкого давления.

Судно 12, как описано выше, являясь частью всей транспортной системы, должен соединяться с береговым оборудованием. Вся работа системы 10 описана ниже со ссылкой на фиг. 1, 4а и 4б. На фиг.1 показана схема, на которой поэтапно показан порядок работы с природным газом. Как показано на фиг. 1, природный газ подают в систему по подающему трубопроводу (1) обычно под давлением от $35,2 \text{ кг/см}^2$ (500 фунт/кв.дюйм) до $49,2 \text{ кг/см}^2$ (700 фунт/кв.дюйм). Часть газа может проходить непосредственно через загрузочный терминал (3) к трубопроводу 32 для поднятия давления в небольшом количестве отсеков 16 от значения примерно $14,1 \text{ кг/см}^2$ (200 фунт/кв.дюйм), которое является давлением "пустых" отсеков, до давления в подающем трубопроводе. Затем эти отсеки подключают к трубопроводу 28, а небольшое количество других пустых отсеков подсоединяют к трубопроводу 32. Большую часть газа из подающего трубопровода сжимают до высокого давления на компрессионном оборудовании (2) пункта загрузки. Как только газ сжат, его подают через морской терминал и трубопроводную систему (3) к трубопроводу 28 на транспортном средстве (4) для сжатого природного газа (которым в этом случае является судно 12), и таким образом в присоединенных к этому трубопроводу отсеках 16 поднимают давление до величины, близкой к полному расчетному давлению, например до $189,8 \text{ кг/см}^2$ (2700 фунт/кв.дюйм). Процесс открытия и подключения групп отсеков одного за другим

называется "поочередным заполнением". Преимущество такого заполнения заключается в том, что компрессор (2) сжимает газ до его полного расчетного давления почти постоянно, что обеспечивает максимальную эффективность. Транспортное средство (4) для сжатого природного газа перевозит сжатый газ на разгрузочный терминал (5). Газ под высоким давлением затем подают на декомпрессионное оборудование (6), где давление газа понижают до давления, необходимого для приемного трубопровода (9). Дополнительно возможно использование энергии декомпрессии газа высокого давления для приведения в действие криогенной установки для производства небольшого количества сжиженного газа под давлением и сжиженного природного газа (6), которые могут храниться и затем подвергаться регазификации (8) при необходимости поддержания газоснабжения к месту сбыта. В некоторый момент при поставке газа его давление в транспортном средстве (4) может быть недостаточным для выпуска газа с необходимыми скоростью и давлением. В это время газ подают на компрессионное оборудование (7) пункта доставки, где его дожимают до давления, необходимого для приемного трубопровода (9). Если описанный выше процесс осуществляют сразу с небольшими группами отсеков 16, происходит "поочередное опорожнение", которое, как описано выше, большую часть времени обеспечивает для компрессора (7) расчетное противодавление и, следовательно, использование этого компрессора с максимальной эффективностью.

Независимо от того, имеется или нет оборудование для хранения сжиженного природного газа, предпочтительно наличие достаточного количества судов 12 для транспортировки сжатого природного газа, которые имеют соответствующую емкость и скорость и работа которых организована так, что в пункте разгрузки постоянно, за исключением непредвиденных обстоятельств, стоит пришвартованное судно и разгружающееся судно. При организованной таким образом работе судовая система для транспортировки сжатого природного газа обеспечивает по существу такой же уровень снабжения, что и магистральный трубопровод природного газа. В другом важном варианте выполнения судовые трубопроводы и разгрузочная компрессорная станция (7) могут быть так рассчитаны, что груз с судов разгружают за относительно короткое время, например за 2-8 часов, обычно за 4 часа, в сравнении с обычным временем разгрузки, составляющим от половины дня до трех дней, обычно один день. Этот вариант выполнения обеспечивает возможность подачи морской системой транспортировки сжатого природного газа топлива, снижающего пиковый спрос, на место сбыта, уже имеющее достаточную основную загрузочную мощность.

Специалисту в данной области очевидно, что возможны модификации представленного варианта выполнения без выхода за пределы объема и сущности изобретения, ограниченных формулой изобретения.

Формула изобретения:

1. Система для транспортировки сжатого

газа, содержащая судно, отсеки для хранения сжатого газа, которые выполнены и расположены с возможностью транспортировки судном и каждый из которых содержит взаимосвязанные газовые резервуары, трубопровод высокого давления, включающий средства, выполненные с возможностью подсоединения к береговому терминалу, трубопровод низкого давления, включающий средства, выполненные с возможностью подсоединения к береговому терминалу, средства проточного присоединения каждого отсека для хранения сжатого газа к каждому из трубопроводов высокого и низкого давления, и клапаны для селективного регулирования потока сжатого газа между каждым отсеком для хранения сжатого газа и каждым из трубопроводов высокого и низкого давления, при этом каждый отсек для хранения сжатого газа выполнен с возможностью селективного проточного подсоединения к каждому из трубопроводов высокого и низкого давления.

2. Система по п.1, в которой судно содержит грузовые трюмы, в которых вертикально расположены газовые резервуары.

3. Система по п.2, дополнительно включающая по существу герметическое люковое закрытие для каждого грузового трюма и средства подачи инертного газа в каждый грузовой трюм, при этом каждый грузовой трюм выполнен с возможностью заполнения инертной средой из указанного инертного газа.

4. Система по п.3, в которой грузовые трюмы и по существу герметические люковые закрытия термоизолированы.

5. Система по п.2, дополнительно включающая в каждом грузовом трюме аппаратуру для обнаружения протечек газа и средства выпуска сжатого газа из протекающего отсека для хранения газа в атмосферу.

6. Система по п.1, дополнительно включающая береговое оборудование, содержащее компрессор.

7. Система по п. 1, дополнительно включающая береговой терминал для приема сжатого газа с судна, содержащий криогенную установку для преобразования части сжатого газа, полученного с судна, в сжиженный газ.

8. Система по п.1, дополнительно включающая береговой терминал для приема сжатого газа, подаваемого из трубопровода высокого давления судна и из трубопровода низкого давления судна, для подачи указанного сжатого газа в газопередающий трубопровод, при этом береговой терминал включает разгрузочный компрессор для сжатия газа, полученного из трубопровода низкого давления, перед его подачей из трубопровода низкого давления в газопередающий трубопровод.

9. Система по п.8, в которой трубопровод высокого давления, трубопровод низкого давления и разгрузочный компрессор рассчитаны и выполнены с обеспечением по существу полной разгрузки судна в течение примерно 8 ч.

10. Система по п.5, в которой средства выпуска сжатого газа в атмосферу из протекающего отсека для хранения газа включают факельную установку.

11. Система по п.1, в которой каждый

газовый резервуар может содержать сжатый газ под давлением от примерно 70,3 кг/см² (1000 фунт/кв.дюйм) до примерно 351,6 кг/см² (5000 фунт/кв.дюйм).

12. Система по п. 1, в которой каждый отсек для хранения сжатого газа включает не менее 3 и не более 30 газовых резервуаров.

13. Система по п.1, в которой газовые резервуары выполнены из сварных труб из мягкой стали с приваренными на обоих концах куполообразными крышками.

14. Система по п.1, в которой указанный газ является природным газом.

15. Способ заполнения судовой системы хранения сжатым газом из берегового оборудования, расположенного в пункте загрузки и выполненного с возможностью подачи на судно сжатого газа из подающего трубопровода под первым давлением, соответствующим по существу давлению в подающем трубопроводе, и под вторым давлением, превышающим первое, включающей трубопровод низкого давления, выполненный с возможностью приема газа от берегового оборудования под первым давлением, трубопровод высокого давления, выполненный с возможностью приема газа от берегового оборудования под вторым давлением, и отсеки для хранения газа, каждый из которых содержит взаимосвязанные газовые резервуары, включающий: (а) присоединение одного отсека для хранения газа к трубопроводу низкого давления, (b) проведение части сжатого газа под первым давлением через трубопровод низкого давления для частичного заполнения указанного одного отсека для хранения газа по существу под первым давлением, (с) изолирование указанного одного отсека для хранения газа от трубопровода низкого давления, (d) присоединение указанного одного отсека для хранения газа к трубопроводу высокого давления, (е) проведение части сжатого газа под вторым давлением через трубопровод высокого давления к указанному первому отсеку для хранения газа для его заполнения по существу под вторым давлением, (f) присоединение еще одного отсека для хранения газа к трубопроводу низкого давления и (g) повторение указанных этапов до заполнения по существу всех отсеков для хранения газа сжатым газом по существу под вторым давлением.

16. Способ выгрузки сжатого газа из судовой системы хранения в расположенное в пункте выгрузки береговое оборудование, которое выполнено с возможностью дальнейшей подачи этого сжатого газа к расположенному за ним газовому трубопроводу под давлением этого трубопровода и включает средства декомпрессии для снижения давления в сжатом газе, полученном с судна, перед его подачей в указанный газовый трубопровод и компрессор для сжатия сжатого газа, полученного с судна, перед его подачей в указанный газовый трубопровод, включающей трубопровод высокого давления, выполненный с возможностью подачи газа к средствам декомпрессии, трубопровод низкого давления, выполненный с возможностью подачи газа к компрессору, и отсеки для хранения газа, каждый из которых содержит взаимосвязанные газовые

резервуары, содержащие сжатый газ под давлением судовой системы, которое по существу превышает давление в указанном газовом трубопроводе, включающий: (а) присоединение одного отсека для хранения газа к трубопроводу высокого давления, (b) выгрузку части сжатого газа из указанного одного отсека для хранения газа через трубопровод высокого давления к средствам декомпрессии, (с) изолирование указанного одного отсека для хранения газа от трубопровода высокого давления, (d) присоединение указанного одного отсека для хранения газа к трубопроводу низкого давления, (е) проведение части сжатого газа из указанного одного отсека для хранения газа через трубопровод низкого давления к компрессору, (f) присоединение еще одного отсека для хранения газа к трубопроводу высокого давления и (g) повторение указанных этапов до выгрузки по существу из всех отсеков для хранения газа части содержащегося в них сжатого газа через каждый из трубопроводов высокого и низкого давления.

17. Способ по п.16, в котором обеспечивают возможность адиабатического расширения сжатого газа в процессе разгрузки судна.

5 18. Способ по п. 17, в котором адиабатическое расширение сжатого газа используют для охлаждения газовых резервуаров и сохраняют эти резервуары в охлажденном состоянии до следующего их наполнения сжатым газом.

10 19. Способ по п.16, в котором в береговом оборудовании также используют дополнительный компрессор для преобразования части сжатого газа в сжиженный газ и средства хранения для хранения указанного сжиженного газа, а также направляют часть сжатого газа, подаваемого

15 20. Способ по п.19, в котором в качестве сжатого газа используют природный газ, а в качестве сжиженного газа используют сжиженный природный газ.

25

30

35

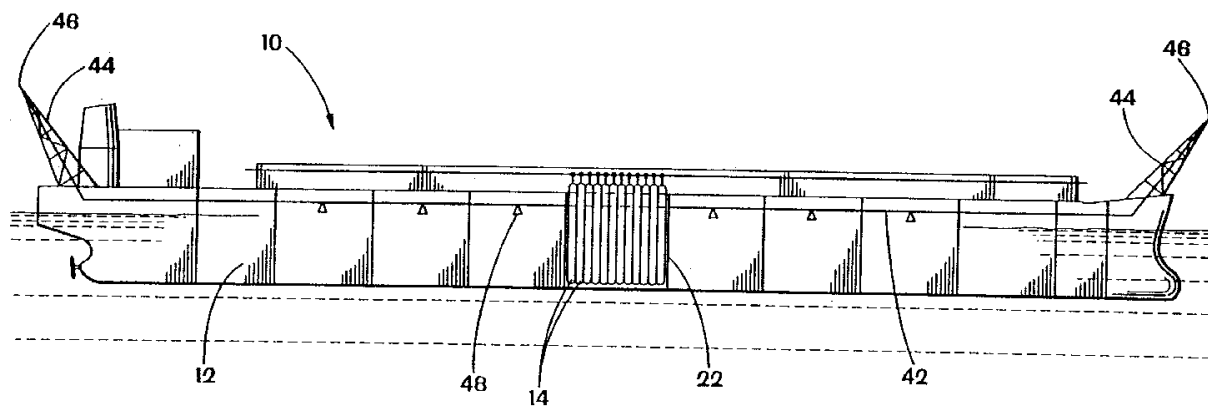
40

45

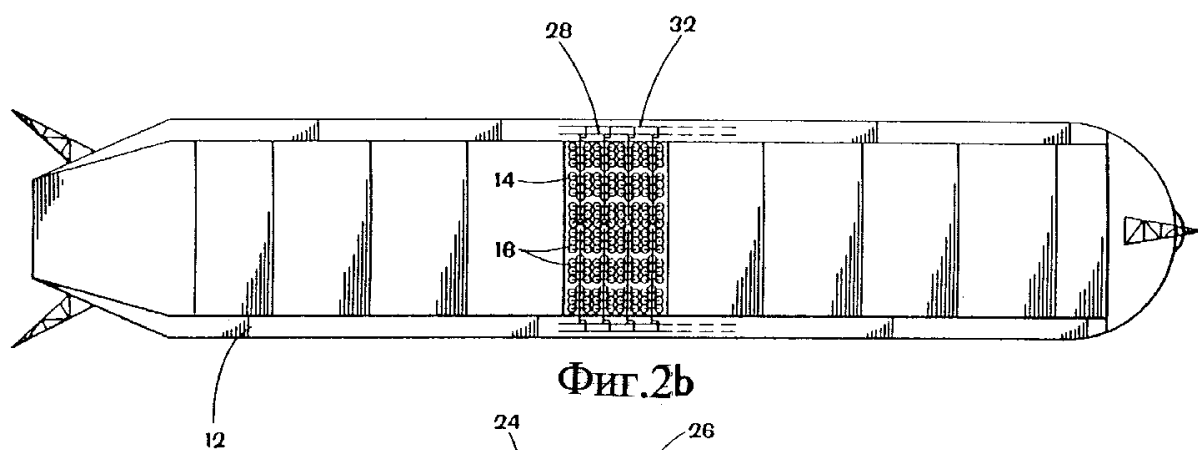
50

55

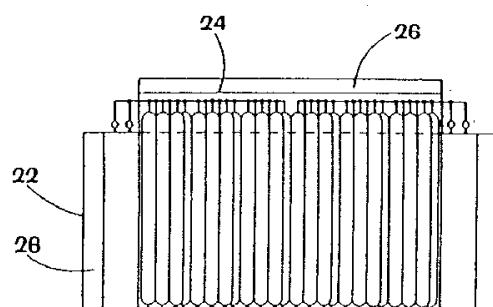
60



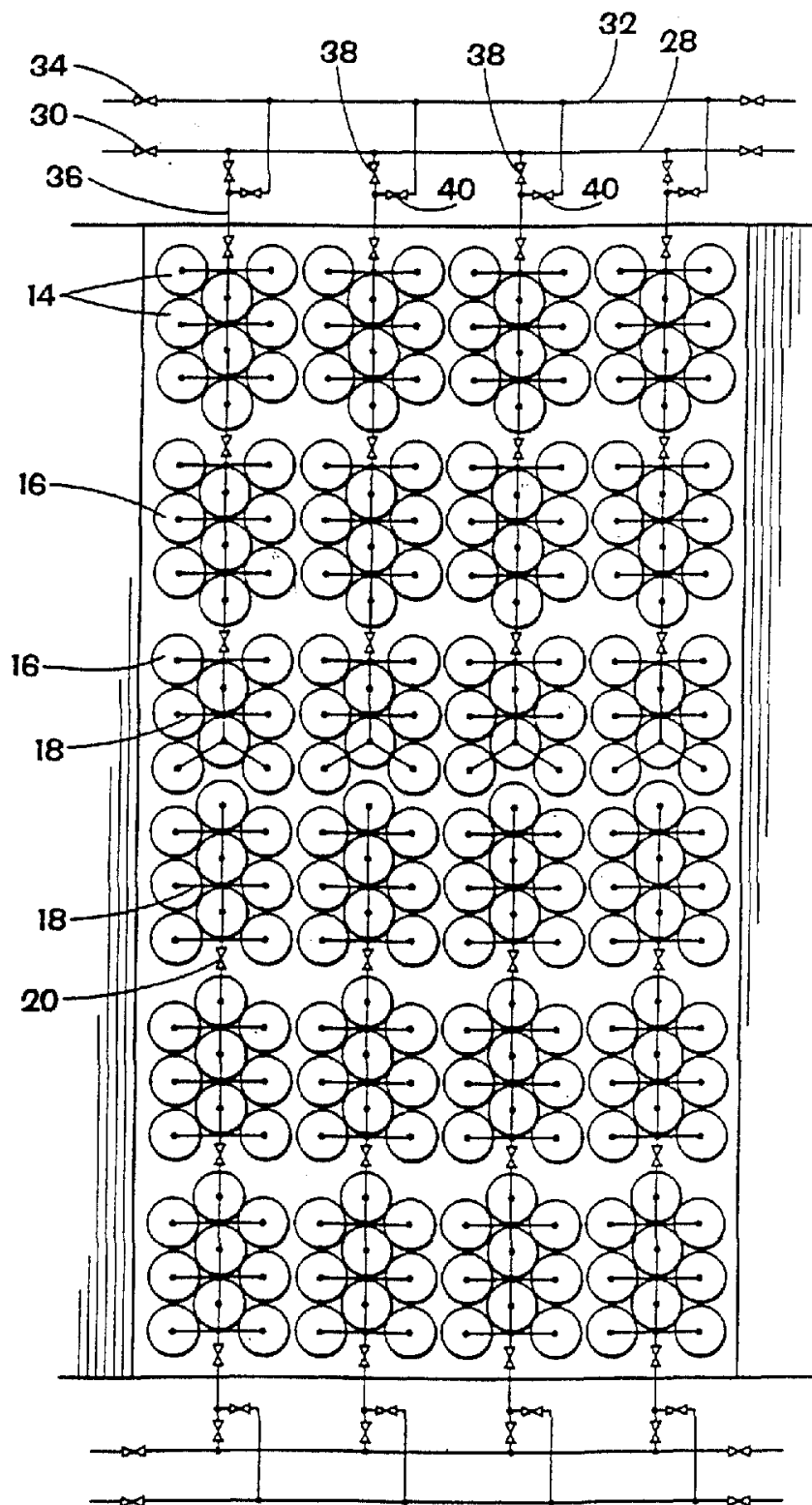
Фиг.2а



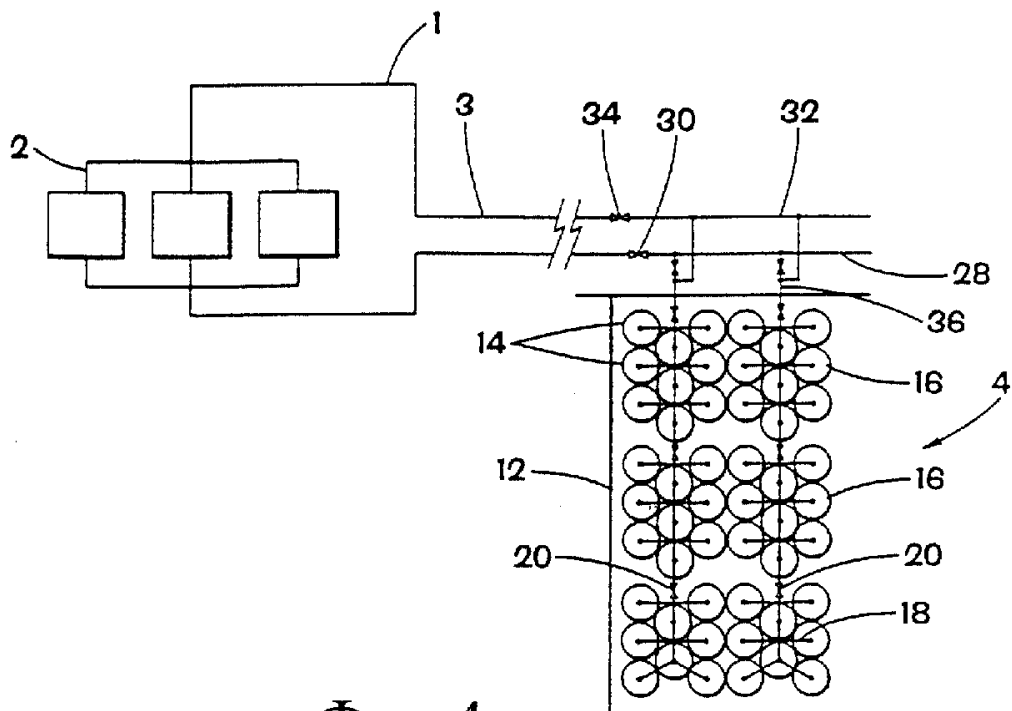
Фиг.2б



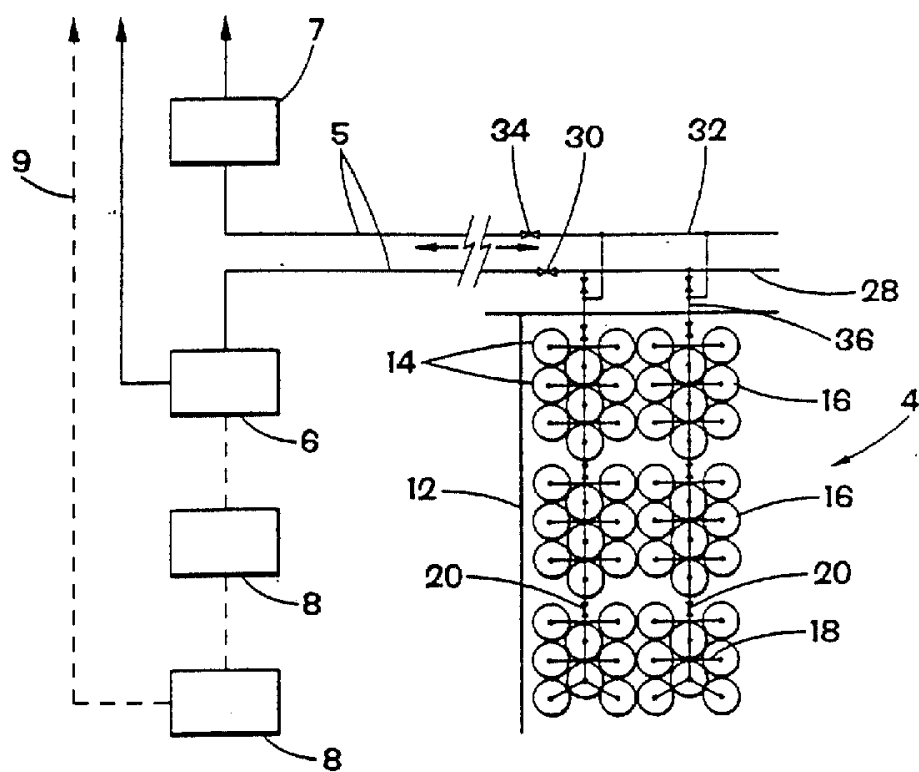
Фиг.2с



Фиг.3



ФИГ.4а



ФИГ.4б