



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

На основании пункта 1 статьи 1366 части четвертой Гражданского кодекса Российской Федерации патентообладатель обязуется заключить договор об отчуждении патента на условиях, соответствующих установившейся практике, с любым гражданином Российской Федерации или российским юридическим лицом, кто первым изъявил такое желание и уведомил об этом патентообладателя и федеральный орган исполнительной власти по интеллектуальной собственности.

(21)(22) Заявка: 2016140207, 13.10.2016

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
02.10.2015

Дата регистрации:  
06.10.2017

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 13.10.2016

(62) Номер и дата подачи первоначальной заявки, из которой данная заявка выделена: 2015142096  
02.10.2015

(45) Опубликовано: 06.10.2017 Бюл. № 28

Адрес для переписки:  
117513, Москва, Ленинский пр-кт, 135, кв. 630,  
Гусейнову Чингизу Саибовичу

(72) Автор(ы):

Гусейнов Чингиз Саибович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Гусейнов Чингиз Саибович (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете

о поиске: RU 2517285 C1, 27.05.2014. RU 2529683 C1, 27.09.2014. RU 2503800 C2, 10.01.2014. RU 2383683 C1, 10.03.2010. RU 2547161 C2, 10.04.2015. RU 2240948 C2, 27.11.2004. WO 2011029163 A1, 17.03.2011.

(54) СПОСОБ ПОДВОДНОГО ОСВОЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, СПОСОБ ПОДВОДНОГО СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ПОДВОДНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ИХ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к подводным сооружениям и предназначена для подводного освоения газоконденсатных месторождений и сжижения природного газа в акваториях Северного Ледовитого океана, которые длительное время или постоянно покрыты трудно проходимыми для арктических ледоколов ледовыми полями. Технический результат - повышение безопасности и качества проводимых работ в процессе подводного освоения газоконденсатных месторождений и подводного сжижения природного газа. Подводный комплекс для подводного освоения газоконденсатных месторождений и сжижения природного газа предусмотрен для круглогодичной работы на глубине в диапазоне от 100 до 120 м от уровня моря и включает буродобывающее подводное сооружение, подводный жилой блок с центром

управления, подводную атомную электростанцию, подводный завод сжижения природного газа, подводный резервуар приема/хранения жидкого азота, подводный резервуар приема/хранения/отгрузки сжиженного природного газа, подводный танкер-газовоз, подводный резервуар приема/хранения/отгрузки конденсата и подводный танкер для конденсата. При этом буродобывающее подводное сооружение обладает возможностью круглогодичного подводного бурения скважин и их эксплуатации с очисткой скважинного флюида от мехпримесей. Буродобывающее подводное сооружение соединено с заводом для сжижения природного газа связующей гибкой трубой с длиной, обеспечивающей охлаждение природного газа в арктической среде моря до заданной величины. Подводный завод

сжиженного природного газа выполнен с возможностью сжижения природного газа путем каскадного ступенчатого последовательного охлаждения до температуры конденсации в противотоке с жидким азотом и обеспечения выхода отработанного жидкого азота по выхлопной гибкой трубе в атмосферу и/или под лед. Подводная атомная электростанция

выполнена с возможностью обеспечения электроэнергией по гибким плавучим кабелям всех подводных сооружений. Другие изобретения раскрывают способы подводного освоения газоконденсатных месторождений и подводного сжижения природного газа. 3 н. и 4 з.п. ф-лы, 2 ил.

R U 2 6 3 2 5 9 8 C 1

R U 2 6 3 2 5 9 8 C 1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.  
*E21B 43/017* (2006.01)  
*E02D 29/09* (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

*According to Art. 1366, par. 1 of the Part IV of the Civil Code of the Russian Federation, the patent holder shall be committed to conclude a contract on alienation of the patent under the terms, corresponding to common practice, with any citizen of the Russian Federation or Russian legal entity who first declared such a willingness and notified this to the patent holder and the Federal Executive Authority for Intellectual Property.*

(21)(22) Application: **2016140207, 13.10.2016**

(24) Effective date for property rights:  
**02.10.2015**

Registration date:  
**06.10.2017**

Priority:

(22) Date of filing: **13.10.2016**

(62) Number and date of filing of the initial application,  
from which the given application is allocated:  
**2015142096 02.10.2015**

(45) Date of publication: **06.10.2017 Bull. № 28**

Mail address:

**117513, Moskva, Leninskij pr-kt, 135, kv. 630,  
Gusejnovu Chingizu Saibovichu**

(72) Inventor(s):

**Gusejnov Chingiz Saibovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Gusejnov Chingiz Saibovich (RU)**

(54) **METHOD OF UNDERWATER DEVELOPMENT OF GAS-CONDENSATE DEPOSITS, METHOD OF UNDERWATER LIQUEFACTION OF NATURAL GAS AND UNDERWATER COMPLEX FOR IMPLEMENTATION THEREOF**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: complex is designed for year-round operation at depths ranging from 100 to 120 m from sea level and includes a drilling underwater structure, an underwater residential block with a control center, an underwater nuclear power plant, a subsea liquefaction plant for natural gas, an underwater tank for receiving/storing liquid nitrogen, an underwater tank for receiving/storing/discharging liquefied natural gas, an underwater gas tanker, underwater reservoir for reception/storage/discharge of condensate and underwater tanker for condensate. In this case, the drilling-producing underwater structure is capable of year-round underwater drilling of wells and their operation with cleaning of the well fluid from mechanical impurities. The drilling-producing underwater structure is connected to the plant for liquefying natural gas by a flexible pipe with a length

providing cooling of natural gas in arctic environment of the sea to specified value. The subsea liquefied natural gas plant is adapted to liquefy natural gas by cascade staged successive cooling to a reflux temperature in countercurrent with liquid nitrogen and to provide escape of waste liquid nitrogen through the exhaust flexible pipe to the atmosphere and/or under ice. The underwater atomic power station is adapted to provide electrical power to the flexible floating cables of all underwater structures. Other inventions disclose methods for subsea development of gas condensate deposits and subsea liquefaction of natural gas.

EFFECT: improved safety and quality of works carried out in the process of underwater development of gas-condensate folds and underwater liquefaction of natural gas.

7 cl, 2 dwg

Изобретение относится к подводным сооружениям и предназначено для подводного освоения газоконденсатных месторождений и сжижения природного газа в акваториях Северного Ледовитого океана, которые длительное время или же постоянно покрыты трудно проходимыми для арктических ледоколов ледовыми полями, при этом осуществление добычи и транспорта скважинного флюида традиционным способом невозможно.

Известно подводное сооружение для освоения углеводородных ресурсов в арктических акваториях, работающее на глубинах от 70 до 120 м от уровня моря, при этом основание выполнено в виде круговой опорно-несущей палубы с технологическими модулями в виде секторов; в центре основания опорно-несущей палубы в устьевом модуле размещены скважины (RU 2515657 от 25.10.2012).

Известно подводное сооружение, используемое на акваториях длительно замерзающих морей, на которых освоение углеводородов с поверхности моря недоступно, работающее на глубинах от 100 до 120 м от уровня моря, при этом состоящее из опорно-несущего подводного комплекса и бурового комплекса или добычного комплекса (RU 2517285 от 03.12.2012).

Недостатком таких сооружений является отсутствие:

- комплексного подхода, обеспечивающего подводное освоение газоконденсатных месторождений;

- подводного способа, предусматривающего полный цикл сжижения природного газа;

- подводного способа транспортировки сжиженного природного газа и конденсата.

Техническим результатом заявленного изобретения является повышение безопасности и качества проводимых работ в процессе подводного освоения газоконденсатных месторождений и подводного сжижения природного газа.

Указанный технический результат достигается в заявленном подводном комплексе для подводного освоения газоконденсатных месторождений и сжижения природного газа, круглогодично работающем на глубине в диапазоне от 100 до 120 м от уровня моря, тем, что включает: буродобывающее подводное сооружение; подводный жилой блок с центром управления; подводную атомную электростанцию; подводный завод сжижения природного газа; подводный резервуар приема/хранения жидкого азота; подводный резервуар приема/хранения/отгрузки сжиженного природного газа; подводный танкер-газовоз; подводный резервуар приема/хранения/отгрузки конденсата; и подводный танкер для конденсата; при этом буродобывающее подводное сооружение обладает возможностью круглогодичного подводного бурения скважин и их эксплуатации с очисткой скважинного флюида от мехпримесей; буродобывающее подводное сооружение соединено с заводом для сжижения природного газа связующей гибкой трубой с длиной, обеспечивающей охлаждение природного газа в арктической среде моря до заданной величины; подводный завод сжиженного природного газа выполнен с возможностью сжижения природного газа путем каскадного ступенчатого последовательного охлаждения до температуры конденсации в противотоке с жидким азотом и обеспечения выхода отработанного жидкого азота по выхлопной гибкой трубе в атмосферу и/или под лед; подводная атомная электростанция выполнена с возможностью обеспечения электроэнергии по гибким плавучим кабелям всех подводных сооружений.

Кроме того, указанный технический результат достигается также тем, что все подводные сооружения обладают собственной плавучестью и самостоятельной системой динамического позиционирования.

В том числе, указанный технический результат достигается в способе подводного освоения газоконденсатных месторождений, использующем подводный комплекс, тем, что круглогодичное подводное бурение скважин и последующая их эксплуатация производятся с буродобывающего подводного сооружения; на буродобывающем подводном сооружении скважинный флюид предварительно очищают от примесей и подают по гибкой трубе на подводный завод сжижения природного газа; арктическая среда моря и длина гибкой трубы обеспечивают охлаждение природного газа; далее на подводном заводе сжижения природного газа природный газ сжижают путем каскадного ступенчатого последовательного охлаждения до температуры конденсации в противотоке в жидком азоте; при этом жидкий азот доставляют подводным танкером-газовозом, перекачивают в подводный резервуар приема/хранения жидкого азота, откуда подают на подводный завод сжижения природного газа и преобразуют в газообразное состояние, направляют на выход в гибкую выхлопную трубу подводного завода сжижения природного газа; выхлопная труба подводного завода сжижения природного газа обеспечивает выход отработанного жидкого азота в атмосферу и/или под лед; после подводного завода сжижения природного газа сжиженный природный газ подают в подводный резервуар приема/хранения/отгрузки сжиженного природного газа; транспортировку сжиженного природного газа выполняют за счет отгрузки из подводного резервуара приема/хранения/отгрузки сжиженного природного газа в подводный танкер-газовоз, который доставляет сжиженный природный газ до места назначения; электроэнергию, необходимую для функционирования всех подводных сооружений, производят на подводной атомной электростанции и передают по гибким плавучим кабелям; подводные сооружения обслуживает рабочий персонал, проживающий в подводном жилом блоке с центром управления; управление производственно-техническими операциями выполняют автоматизированно и/или за счет робототехники; добываемый и отсепарированный конденсат с буродобывающего подводного сооружения и с подводного завода сжижения природного газа отводят на подводный резервуар приема/хранения/отгрузки конденсата, при этом транспортировку конденсата осуществляют при помощи подводного танкера для конденсата.

Кроме того, указанный технический результат достигается в способах освоения газоконденсатных месторождений также тем, что удержание выхлопной трубы подводного завода СПГ в вертикальном положении обеспечивается за счет торообразного понтона.

При этом указанный технический результат достигается в заявленном способе подводного сжижения природного газа газоконденсатных месторождений также тем, что способ включает два независимых холодильных цикла; первый независимый цикл состоит из одной ступени, в котором хладагентом является арктическая морская вода, процесс выполняют изобарически, при давлении 100 бар природный газ охлаждают до  $+7^{\circ}\text{C}$ , при этом первый независимый цикл реализуют в гибкой трубе, связывающей буродобывающее подводное сооружение с подводным заводом сжижения природного газа; второй независимый цикл состоит из девяти ступеней, в котором хладагентом является жидкий азот, процесс выполняют при одновременном снижении температуры и давления, при этом второй независимый цикл реализуют непосредственно на подводном заводе сжижения природного газа; в каждой ступени второго независимого цикла природный газ дросселируют в противотоке жидкого азота, снижая его температуру и давление, затем сепарируют; жидкий азот подают в ступенях второго независимого цикла таким образом, чтобы максимально охладить последнюю ступень с природным газом; на первой ступени второго независимого цикла производят сжатие

до давления 70 бар, охлаждение до 0°C и сепарацию; на второй ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 65 бар, охлаждение до -20°C и сепарацию; на третьей ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 60 бар, охлаждение до -40°C и сепарацию; на четвертой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 55 бар, охлаждение до -60°C и сепарацию; на пятой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 50 бар, охлаждение до -80°C и сепарацию; на шестой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 30 бар, охлаждение до -108°C и сепарацию; на седьмой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 15 бар, охлаждение до -123°C и сепарацию; на восьмой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 5 бар, охлаждение до -143°C и сепарацию; на девятой ступени второго независимого цикла производят охлаждение до -163°C и сепарацию.

Кроме того, указанный технический результат достигается в способе подводного сжижения природного газа газоконденсатных месторождений также тем, что диаметр трубы второго независимого цикла, в которую подают природный газ, пропорционально уменьшается после сепарации от первой ступени к девятой.

Предложенное техническое решение поясняется чертежами, где:

на фиг. 1 изображена схема комплекса подводных сооружений для подводного освоения газоконденсатных месторождений;

на фиг. 2 изображен способ подводного сжижения природного газа газоконденсатных месторождений.

Список сокращений, используемый в описании заявленного изобретения:

БДПС - буродобывающее подводное сооружение;

СПГ - сжиженный природный газ;

ЖА - жидкий азот;

ПАЭС - подводная атомная электростанция;

ПЖБ - подводный жилой блок.

Способ подводного освоения углеводородов и сжижения природного газа осуществляется при помощи комплекса подводных сооружений.

Комплекс при освоении газоконденсатных месторождений (см. фиг. 1) состоит из следующих подводных сооружений:

- буродобывающего подводного сооружения (1) или БДПС;
- подводного жилого блока с центром управления (2) или ПЖБ;
- подводной атомной электростанции (3) или ПАЭС;
- подводного завода сжижения природного газа (4);
- подводного резервуара приема/хранения жидкого азота (далее ЖА) (5);
- подводного резервуара приема/хранения/отгрузки сжиженного природного газа (6);
- подводного танкера-газовоза (7);
- подводный резервуар приема/хранения/отгрузки конденсата (8);
- подводный танкер для конденсата (9).

Все подводные сооружения комплекса расположены и круглогодично работают на глубине 100÷120 м ниже от уровня моря, поскольку в этом диапазоне глубин гарантировано: отсутствие ледовых образований и любых ледовых обломков, горизонтально/вертикально стиснутых расположенными дрейфующими ледовыми полями; значение воздействия гидростатического давления 1,0÷1,2 МПа; относительное постоянство характеристик подводного течения (температура, направление и скорость).

Все перечисленные объекты из соображений создания максимальной безопасности изолированы друг от друга; все объекты обладают собственной плавучестью и самостоятельной системой динамического позиционирования.

5 Заявленный способ подводного освоения газоконденсатных месторождений заключается в следующем.

Круглогодичное подводное бурение скважин и последующая их эксплуатация производится с БДПС (1). На БДПС (1) скважинный флюид предварительно очищается от примесей и поступает по гибкой трубе на завод сжижения природного газа (4). Арктическая среда моря и длина гибкой трубы обеспечивают охлаждение природного  
10 газа до температуры плюс 7°C. Далее на заводе сжижения природного газа (4) природный газ сжижается путем каскадного (ступенчатого последовательного) охлаждения до температуры конденсации (минус 163°C) в противотоке с ЖА.

ЖА доставляется подводным танкером-газовозом (7), перекачивается в резервуар ЖА (5), откуда подается на завод сжижения природного газа (4) и, преобразуясь в  
15 газообразное состояние, направляется на выход в гибкую выхлопную трубу завода сжижения природного газа (4). Выхлопная труба завода СПГ (4) обеспечивает выход отработанного ЖА в атмосферу/под лед, тем самым не загрязняя азотом водную толщу. Удержание выхлопной трубы в вертикальном положении обеспечивается за счет, например, торообразного понтона.

20 После завода СПГ (4) сжиженный природный газ поступает в резервуар сжижения природного газа (6).

Транспортировка СПГ обеспечивается за счет отгрузки из подводного резервуара сжижения природного газа (6) в подводный танкер-газовоз (7), который доставляет  
25 СПГ до места назначения; при этом для доставки ЖА и транспортировки СПГ используется один и тот же танкер-газовоз (7).

Все подводные сооружения обслуживаются рабочим персоналом, проживающим в ПЖБ (2) с центром управления. Управление производственно-техническими операциями выполняется автоматизированно и/или за счет робототехники.

30 Электроэнергия, необходимая для функционирования всех подводных объектов, производится ПАЭС (3) и передается по гибким плавучим кабелям.

Добываемый и отсепарированный конденсат с БДПС (1) и с завода сжижения природного газа (4) отводят на резервуар конденсата (8). При этом транспортировка конденсата осуществляется при помощи танкера (9).

35 Заявленный способ подводного сжижения природного газа газоконденсатных месторождений заключается в следующем.

2. Схема каскадного ступенчатого охлаждения природного газа представлена на фиг.

Способ сжижения природного газа состоит из 2 независимых холодильных циклов.

40 Первый независимый цикл состоит из одной ступени, в котором хладагентом является арктическая морская вода, процесс протекает изобарически, при давлении 100 бар природный газ охлаждается до +7°C. Первый независимый цикл реализован в гибкой трубе, связывающей БДПС (1) с подводным заводом сжижения природного газа (4).

Второй независимый цикл состоит из 9 ступеней, в котором хладагентом является ЖА, процесс протекает при одновременном снижении температуры и давления. Второй  
45 независимый цикл реализован непосредственно на подводном заводе сжижения природного газа (4).

В каждой ступени второго независимого цикла природный газ дросселируется в противотоке ЖА, тем самым снижая его температуру и давление, затем сепарируется.

Диаметр трубы второго независимого цикла, в которой подается природный газ, пропорционально уменьшается после сепарации от первой ступени к девятой.

ЖА протекает в ступенях таким образом, чтобы максимально охладить последнюю ступень с природным газом.

5 На первой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 70 бар, охлаждение до 0°C и сепарацию.

На второй ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 65 бар, охлаждение до -20°C и сепарацию.

10 На третьей ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 60 бар, охлаждение до -40°C и сепарацию.

На четвертой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 55 бар, охлаждение до -60°C и сепарацию.

На пятой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 50 бар, охлаждение до -80°C и сепарацию.

15 На шестой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 30 бар, охлаждение до -108°C и сепарацию.

На седьмой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 15 бар, охлаждение до -123°C и сепарацию.

20 На восьмой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 5 бар, охлаждение до -143°C и сепарацию.

На девятой ступени второго независимого цикла производят охлаждение до -163°C и сепарацию.

25 Технико-экономическим преимуществом предлагаемого технического решения является возможность круглогодичного подводного освоения газоконденсатных месторождений с полным циклом подводного сжижения природного газа и подводной транспортировкой углеводородных продуктов потребителю.

#### (57) Формула изобретения

30 1. Подводный комплекс для подводного освоения газоконденсатных месторождений и сжижения природного газа, круглогодично работающий на глубине в диапазоне от 100 до 120 м от уровня моря, включающий:

буродобывающее подводное сооружение;

подводный жилой блок с центром управления;

подводную атомную электростанцию;

35 подводный завод сжижения природного газа;

подводный резервуар приема/хранения жидкого азота;

подводный резервуар приема/хранения/отгрузки сжиженного природного газа;

подводный танкер-газовоз;

подводный резервуар приема/хранения/отгрузки конденсата;

40 и подводный танкер для конденсата;

при этом буродобывающее подводное сооружение обладает возможностью круглогодичного подводного бурения скважин и их эксплуатации с очисткой скважинного флюида от мехпримесей;

45 буродобывающее подводное сооружение соединено с заводом для сжижения природного газа связующей гибкой трубой с длиной, обеспечивающей охлаждение природного газа в арктической среде моря до заданной величины;

подводный завод сжиженного природного газа выполнен с возможностью сжижения природного газа путем каскадного ступенчатого последовательного охлаждения до

температуры конденсации в противотоке с жидким азотом и обеспечения выхода отработанного жидкого азота по выхлопной гибкой трубе в атмосферу и/или под лед; подводная атомная электростанция выполнена с возможностью обеспечения электроэнергией по гибким плавучим кабелям всех подводных сооружений.

5 2. Подводный комплекс по п. 1, отличающийся тем, что все подводные сооружения обладают собственной плавучестью и самостоятельной системой динамического позиционирования.

3. Способ подводного освоения газоконденсатных месторождений, использующий подводный комплекс по п. 1, отличающийся тем, что

10 круглогодичное подводное бурение скважин и последующая их эксплуатация производятся с буродобывающего подводного сооружения;

на буродобывающем подводном сооружении скважинный флюид предварительно очищают от примесей и подают по гибкой трубе на подводный завод сжижения природного газа;

15 арктическая среда моря и длина гибкой трубы обеспечивают охлаждение природного газа;

далее на подводном заводе сжижения природного газа природный газ сжижают путем каскадного ступенчатого последовательного охлаждения до температуры конденсации в противотоке в жидком азоте;

20 при этом жидкий азот доставляют подводным танкером-газовозом, перекачивают в подводный резервуар приема/хранения жидкого азота, откуда подают на подводный завод сжижения природного газа и преобразуют в газообразное состояние, направляют на выход в гибкую выхлопную трубу подводного завода сжижения природного газа; выхлопная труба подводного завода сжижения природного газа обеспечивает выход

25 отработанного жидкого азота в атмосферу и/или под лед;

после подводного завода сжижения природного газа сжиженный природный газ подают в подводный резервуар приема/хранения/отгрузки сжиженного природного газа;

30 транспортировку сжиженного природного газа выполняют за счет отгрузки из подводного резервуара приема/хранения/отгрузки сжиженного природного газа в подводный танкер-газовоз, который доставляет сжиженный природный газ до места назначения;

35 электроэнергию, необходимую для функционирования всех подводных сооружений, производят на подводной атомной электростанции и передают по гибким плавучим кабелям;

подводные сооружения обслуживает рабочий персонал, проживающий в подводном жилом блоке с центром управления; управление производственно-техническими операциями выполняют автоматизированно и/или за счет робототехники;

40 добываемый и отсепарированный конденсат с буродобывающего подводного сооружения и с подводного завода сжижения природного газа отводят на подводный резервуар приема/хранения/отгрузки конденсата, при этом транспортировку конденсата осуществляют при помощи подводного танкера для конденсата.

4. Способ по п. 3, отличающийся тем, что удержание выхлопной трубы подводного завода сжижения природного газа в вертикальном положении обеспечивается за счет

45 торообразного понтона.

5. Способ по п. 3, отличающийся тем, что для доставки жидкого азота и транспортировки сжиженного природного газа используется один и тот же подводный танкер-газовоз.

6. Способ подводного сжижения природного газа газоконденсатных месторождений, использующий подводный комплекс по п. 1, включающий два независимых холодильных цикла;

5 первый независимый цикл состоит из одной ступени, в котором хладагентом является арктическая морская вода, процесс выполняют изобарически, при давлении 100 бар природный газ охлаждают до  $+7^{\circ}\text{C}$ , при этом первый независимый цикл реализуют в гибкой трубе, связывающей буродобывающее подводное сооружение с подводным заводом сжижения природного газа;

10 второй независимый цикл состоит из девяти ступеней, в котором хладагентом является жидкий азот, процесс выполняют при одновременном снижении температуры и давления, при этом второй независимый цикл реализуют непосредственно на подводном заводе сжижения природного газа;

15 в каждой ступени второго независимого цикла природный газ дросселируют в противотоке жидкого азота, снижая его температуру и давление, затем сепарируют; жидкий азот подают в ступенях второго независимого цикла таким образом, чтобы максимально охладить последнюю ступень с природным газом;

на первой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 70 бар, охлаждение до  $0^{\circ}\text{C}$  и сепарацию;

20 на второй ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 65 бар, охлаждение до  $-20^{\circ}\text{C}$  и сепарацию;

на третьей ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 60 бар, охлаждение до  $-40^{\circ}\text{C}$  и сепарацию;

на четвертой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 55 бар, охлаждение до  $-60^{\circ}\text{C}$  и сепарацию;

25 на пятой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 50 бар, охлаждение до  $-80^{\circ}\text{C}$  и сепарацию;

на шестой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 30 бар, охлаждение до  $-108^{\circ}\text{C}$  и сепарацию;

30 на седьмой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 15 бар, охлаждение до  $-123^{\circ}\text{C}$  и сепарацию;

на восьмой ступени второго независимого цикла производят сжатие до давления 5 бар, охлаждение до  $-143^{\circ}\text{C}$  и сепарацию;

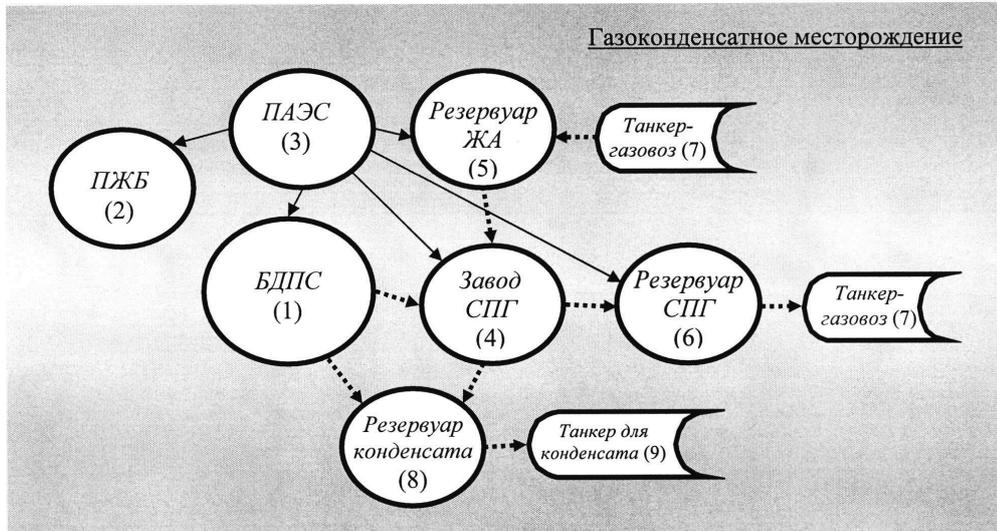
на девятой ступени второго независимого цикла производят охлаждение до  $-163^{\circ}\text{C}$  и сепарацию.

35 7. Способ по п. 6, отличающийся тем, что диаметр трубы второго независимого цикла, в которую подают природный газ, пропорционально уменьшается после сепарации от первой ступени к девятой.

40

45

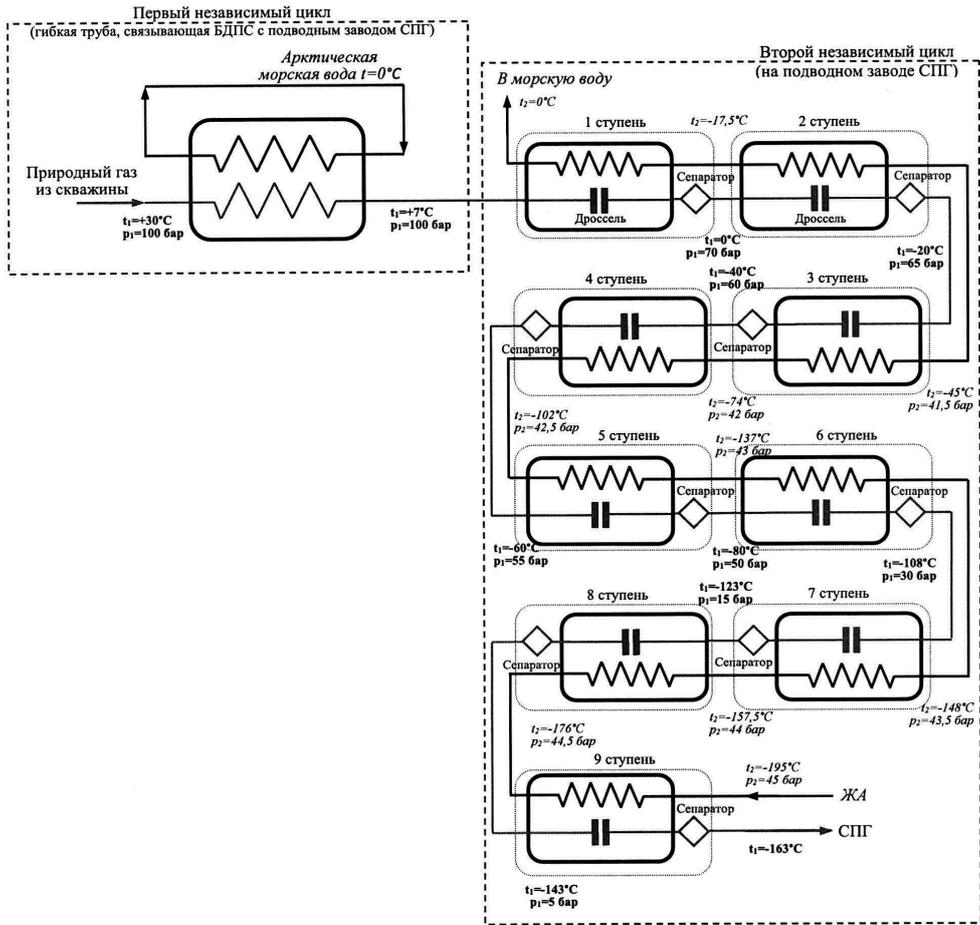
1



Фиг.1

1

2



Фиг. 2