



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК  
E21B 43/36 (2022.08)

(21)(22) Заявка: 2022110966, 20.04.2022

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
20.04.2022

Дата регистрации:  
17.01.2023

Приоритет(ы):  
(22) Дата подачи заявки: 20.04.2022

(45) Опубликовано: 17.01.2023 Бюл. № 2

Адрес для переписки:  
196210, Санкт-Петербург, ул. Внуковская, 2,  
литер А, помещение 1010, ООО "Газпром 335",  
Юридическое управление

(72) Автор(ы):  
Сидоров Дмитрий Геннадьевич (RU),  
Ковалев Александр Владимирович (RU),  
Фролов Кирилл Владимирович (RU)

(73) Патентообладатель(и):  
Общество с ограниченной ответственностью  
"Газпром 335" (RU)

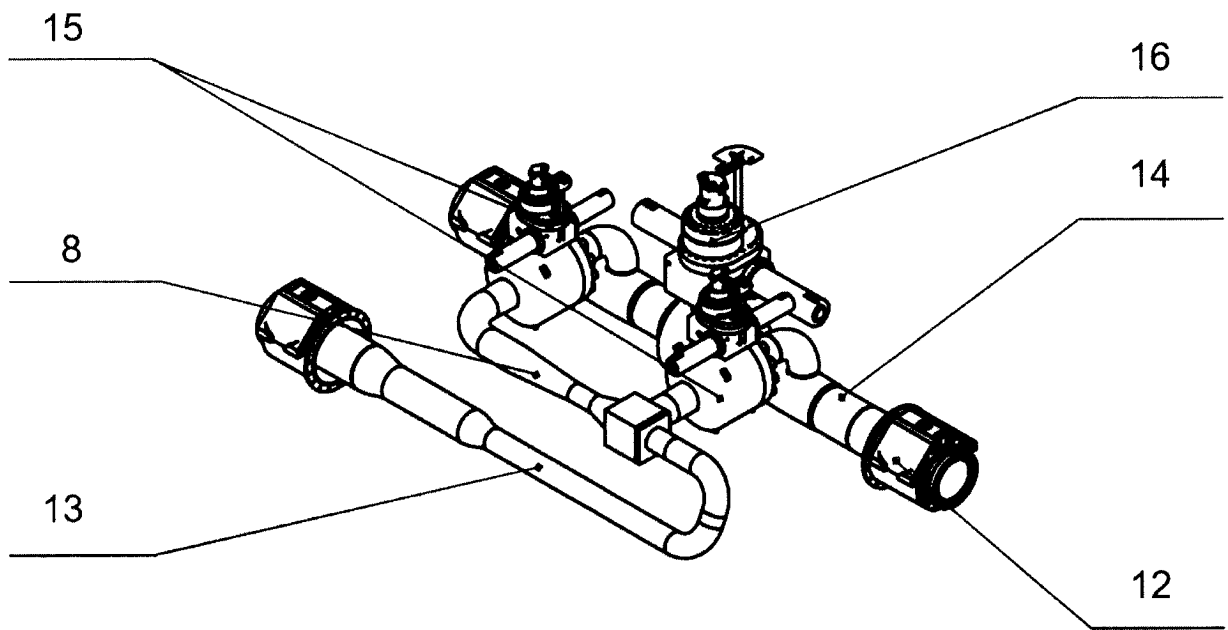
(56) Список документов, цитированных в отчете  
о поиске: RU 2140516 C1, 27.10.1999. RU  
2604887 C1, 20.12.2016. RU 2632598 C1,  
06.10.2017. RU 2721204 C2, 18.05.2020. US 2018/  
0133621 A1, 17.05.2018. US 2009/0200035 A1,  
13.08.2009. ANDREUSSI P. et al. Multiphase  
Ejector to Boost Production: First Application in  
the Gulf of Mexico. Paper presented at the  
Offshore Technology Conference, Houston,  
Texas, 05 (см. прод.)

## (54) СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДВОДНОГО ГАЗОВОГО И ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПОДВОДНЫЙ ЭЖЕКТИРУЮЩИЙ МОДУЛЬ ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к способу эксплуатации подводного газового и газоконденсатного месторождения и подводному эжектирующему модулю для его осуществления. Способ эксплуатации подводного газового и газоконденсатного месторождения заключается в подключении одной из труб газопровода к источнику высокого давления на берегу. По одной из труб или трубам газ высокого давления с берега направляется под воду, где он поступает в эжектор или в качестве эжектирующей среды и происходит компримирование газового флюида в эжекторе. Эжектируемой средой, поступающей в подводный эжектор, является газовый флюид

с месторождения. Далее общий поток эжектирующей и эжектируемой сред поступает в другую трубу или трубы и направляется на берег для сжатия в ДКС. Осуществляется подводное компримирование газового флюида в эжекторе или эжекторах за счет энергии рециркулируемой с берега под воду части добываемого газа. Эжекторы располагаются в составе подводного эжектирующего модуля. Технический результат заключается в увеличении суммарного дебита месторождения с двух- или более трубными газопроводами в периоде падающей добычи. 2 н. и 2 з.п. ф-лы, 3 ил.



Фиг. 3

(56) (продолжение):  
Май 2003.

RU 2788253 C1

RU 2788253 C1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC  
*E21B 43/36 (2022.08)*

(21)(22) Application: **2022110966, 20.04.2022**

(24) Effective date for property rights:  
**20.04.2022**

Registration date:  
**17.01.2023**

Priority:

(22) Date of filing: **20.04.2022**

(45) Date of publication: **17.01.2023** Bull. № 2

Mail address:

**196210, Sankt-Peterburg, ul. Vnukovskaya, 2, liter  
A, pomeshchenie 1010, OOO "Gazprom 335",  
Yuridicheskoe upravlenie**

(72) Inventor(s):

**Sidorov Dmitrij Gennadevich (RU),  
Kovalev Aleksandr Vladimirovich (RU),  
Frolov Kirill Vladimirovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu  
"Gazprom 335" (RU)**

(54) **METHOD FOR OPERATION OF UNDERWATER GAS AND GAS CONDENSATE FIELD AND UNDERWATER EJECTOR FOR ITS IMPLEMENTATION**

(57) Abstract:

FIELD: gas industry.

SUBSTANCE: inventions group relates to a method for operating an underwater gas and gas condensate field and an underwater ejector module for its implementation. The method for operating an underwater gas and gas condensate field consists in connecting one of the gas pipeline pipes to a high pressure source on the shore. Through one of the pipes or pipes, high-pressure gas from the shore is directed under water, where it enters the ejector or as an ejecting medium and the gas fluid is compressed in the ejector. The ejected medium entering the subsea ejector is gas

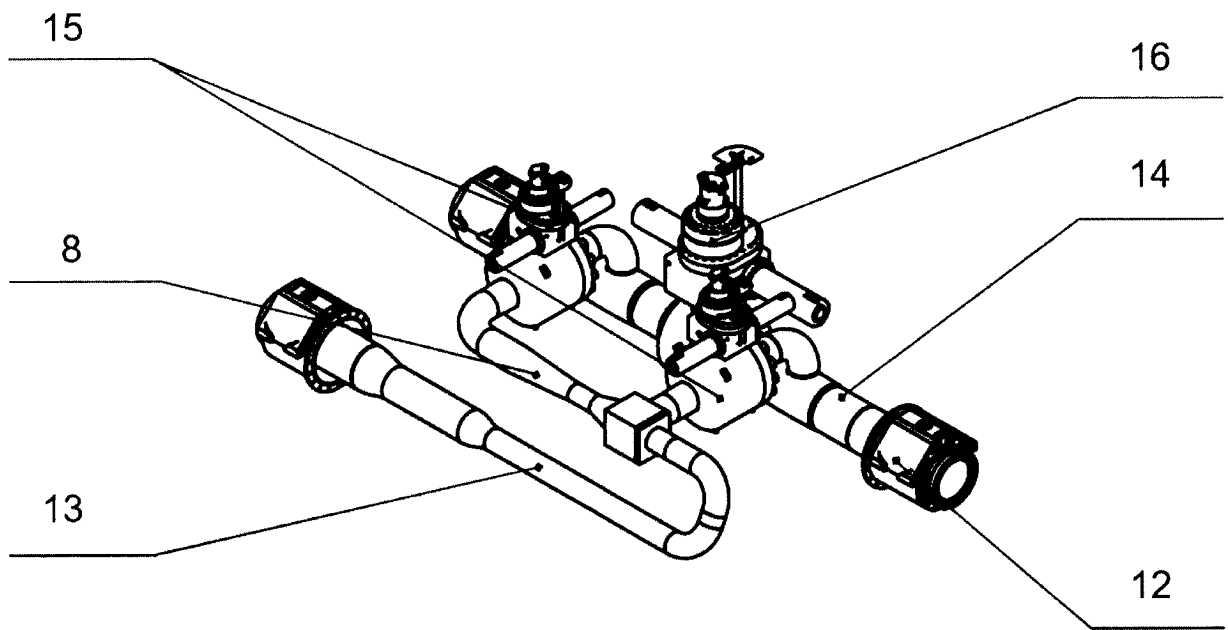
fluid from the field. Further, the total flow of the ejecting and ejected media enters another pipe or pipes and is directed to the shore for compression in the BCS. Underwater compression of the gas fluid in the ejector or ejectors is carried out due to the energy of the part of the produced gas recirculated from the shore under the water. The ejectors are located as part of the underwater ejector module.

EFFECT: increase in the total production rate of a field with two or more pipe gas pipelines in a period of declining production.

4 cl, 3 dwg

**RU 2 788 253 C1**

**RU 2 788 253 C1**



Фиг. 3

RU 2788253 C1

RU 2788253 C1

Изобретение относится к нефтегазовой промышленности, в частности к способам и устройствам интенсификации падающей добычи флюида из подводных газовых и газоконденсатных месторождений.

5 Способ эксплуатации подводного газового и газоконденсатного месторождения и подводный эжектирующий модуль для его осуществления предназначены для повышения степени извлечения газа из подводных газовых и газоконденсатных месторождений.

Известен и используется способ эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений в периоде падающей добычи (при давлении флюида на берегу ниже 9 МПа) с помощью дожимной компрессорной станции (далее - ДКС), отраженный в 10 Стандартах организации СТО Газпром 2-3.3-164-2014 и СТО Газпром НТП 1.8-001-2004. В этом случае флюид, который движется с подводного месторождения под действием перепада давления, собирается в выходном элементе системы подводной добычи - манифольде, далее через трубные вставки и подводный трубопровод поступает в береговой технологический комплекс (далее - БТК), в котором сжимается с помощью 15 ДКС до давления 6-10 МПа и направляется в магистральный газопровод. При этом подводный трубопровод может состоять из одной или нескольких параллельных труб.

Недостатком такого способа является резкое падение дебита (объема газа, стабильно поступающего из источника в единицу времени) и невозможность эксплуатации 20 месторождения при давлении флюида на входе в БТК ниже 2-5 МПа. Уровень минимального входного давления зависит от протяженности подводного трубопровода.

Также известен способ, в котором применяется подводная дожимная компрессорная станция (далее - ПДКС), отраженная в патенте US 20090200035 A1 (опубл. 13.08.2009). ПДКС представляет собой подводный компрессор с одной или несколькими ступенями 25 компримирования флюида, расположенный в непосредственной близости от манифольда. В этом случае флюид собирается в манифольде, через трубные вставки и первый участок подводного трубопровода поступает в ПДКС, где происходит повышение давления флюида повышается на величину до 3 МПа, далее через второй участок подводного трубопровода направляется в БТК, в котором сжимается с помощью ДКС до давления 6-10 МПа и направляется в магистральный газопровод. 30 При этом участок трубопровода может состоять из одной или нескольких параллельных труб.

Недостатками такого способа являются техническая сложность конструкции и как следствие, низкая надежность оборудования, а также большие габариты, высокие масса и металлоемкость.

35 Наиболее близким аналогом, принятым за прототип, является способ применения эжекторов для интенсификации добычи газового флюида в подводных месторождениях (патент US 20180133621 A1, опубл. 17.05.2018). В этом способе флюид из подводной скважины или скважин с низким устьевым давлением направляется в эжектор, который приводится в действие за счет энергии добычного флюида, поступающего из подводной 40 скважины или скважин с высоким устьевым давлением. При этом в эжекторе происходит повышение давление входящего потока флюида с низким давлением, за счет понижения давления входящего потока флюида с высоким давлением, а суммарный выходящий поток имеет давление в диапазоне между низким и высоким. Таким образом, происходит увеличение дебита из скважин с низкими устьевыми давлениями.

45 Недостатками этого способа являются техническая сложность в реализации его на уже эксплуатируемой системе подводной добычи и невозможность применения в случае, если перепад между источником высокого и низкого давлений составляет менее 20 процентов.

В основе предлагаемого изобретения лежит задача увеличения суммарного дебита месторождения в период падающей добычи и повышение коэффициента извлечения газа без необходимости ввода в действие ПДКС в месторождения с двух- или более трубными газопроводами.

5 Решение этой задачи достигается путем усовершенствования способа эксплуатации месторождения с применением береговой дожимной компрессорной станции за счет применения подводного эжектирующего модуля и изменения схемы движения флюида в подводном трубопроводе.

10 Подводный эжектирующий модуль представляет собой конструкцию с эжекторами, устанавливаемую в непосредственной близости от манифольда, включающую одну или несколько ступеней компримирования флюида.

В предложенном способе эксплуатации подводного газового и газоконденсатного месторождения одну из труб газопровода подключают к источнику высокого давления на берегу, например, к штатной дожимной компрессорной станции (ДКС). Газ высокого 15 давления направляют с берега под воду по одной из труб или трубам, где он поступает в эжектор или эжекторы в качестве эжектирующей среды. Эжектируемой средой, поступающей в подводный эжектор или эжекторы, является газовый флюид с месторождения. При этом происходит компримирование газового флюида в эжекторе или эжекторах. Далее общий поток эжектирующей и эжектируемой среды направляют 20 в другую трубу или трубы и подают на берег для сжатия в ДКС. Таким образом, подводное компримирование газового флюида в эжекторе или эжекторах осуществляют за счет энергии части добываемого газа, рециркулируемой с берега под воду. Эжекторы располагаются в составе подводного эжектирующего модуля.

Для увеличения степени повышения давления в подводном эжектирующем модуле 25 можно применять несколько последовательных ступеней компримирования. В таком случае эжекторы устанавливаются последовательно по ходу движения эжектируемой среды.

Предлагаемые способ эксплуатации подводного газового и газоконденсатного месторождения и подводный эжектирующий модуль для его осуществления 30 иллюстрируются изображениями, где:

- на фиг. 1 представлена схема осуществления способа эксплуатации подводного газового и газоконденсатного месторождения с помощью ДКС и подводного эжектирующего модуля;

- на фиг. 2 показан общий вид подводного эжектирующего модуля на опорной раме;

35 - на фиг. 3. представлена конструкция подводного эжектирующего модуля.

Решение озвученной задачи с помощью предлагаемого способа достигается тем, что в способе эксплуатации подводного газового и газоконденсатного месторождения для увеличения суммарного дебита месторождения в период падающей добычи и повышения коэффициента извлечения флюид собирают в манифольде 1 и через трубную вставку 2 40 подают в подводный эжектирующий модуль 3, где давление флюида повышается на величину до 3 МПа. Далее через трубную вставку 2 и одну или несколько основных труб 4 подводного трубопровода флюид направляют в БТК 5, в котором сжимают с помощью ДКС 6 до давления 6-10 Мпа. Далее одну часть газа направляют в магистральный газопровод, другую часть газа направляют в подводный эжектирующий 45 модуль 3 через одну или несколько напорных труб 7 подводного трубопровода.

Падение дебита в периоде падающей добычи приводит к тому, что в ДКС 6 освобождаются компрессорные мощности, которые используют для создания потока газа, направляемого от БТК 5 к подводному эжектирующему модулю 3. Поток газа

высокого давления, поступающий (рециркулируемый) в подводный эжектирующий модуль 3 из БТК 5, приводит в действие эжектор 8, который компримируют поток флюида, поступающий из манифольда 1.

5 Таким образом, в предложенном способе эксплуатации подводного месторождения компримируют флюид с помощью подводного эжектирующего модуля, тем самым увеличивают расход флюида через подводную трубопроводную сеть и поддерживают депрессию скважин на заданном уровне за счет изменения устьевого давления.

10 Решение озвученной задачи с помощью предлагаемого устройства достигается тем, что в подводном эжектирующем модуле (фиг. 2) на опорной раме 9 с защитными конструкциями 10, оборудованными областями доступа к запорной арматуре 11, установлены система соединений 12 (фиг. 3) с присоединенными элементами трубной обвязки: напорной линией 13 и основной линией 14 транспортировки флюида, эжекторы 8, запорная арматура линии эжектора 15 (фиг. 1, 3), запорная арматура байпасной линии 16 (фиг. 1, 3). Рециркулируемый с БТК газ высокого давления поступает через 15 систему соединений в напорную линию 13, которая соединена с напорным патрубком эжектора. Флюид, поступающий с манифольда, проходит через систему соединений в основную линию 14 транспортировки флюида, откуда может быть направлен к всасывающему патрубку эжектора, либо в байпасную линию.

20 Направление флюида к эжектору, либо в байпасную линию происходит за счет открытия и закрытия запорных арматур 15 и 16.

Пример способа эксплуатации подводного месторождения, включающий схему ввода в действие подводного эжектирующего устройства, выглядит следующим образом. На типовом подводном месторождении выходным подводным газосборным элементом является сборный манифольд, который подключают к двухтрубному трубопроводу 25 через систему соединений посредством двух трубных вставок. При падении давления флюида на входе в БТК ниже 2-5 МПа на дно в непосредственной близости от сборного манифольда устанавливают подводный эжектирующий модуль на грунт или на подготовленное донное основание. Далее, не прекращая добычи, отключают одну из основных труб 4 трубопровода, извлекают, например, с помощью телеуправляемого 30 необитаемого подводного аппарата, соединительную трубную вставку 2 и соединяют трубопровод с подводным эжектирующим модулем новой трубной вставкой 2 и подводный эжектирующий модуль 3 с манифольдом 1 новой трубной вставкой 2 (фиг. 1). Далее переводят поток флюида на основную трубу 4 трубопровода, уже подключенную через подводный эжектирующий модуль и подключают подводный 35 эжектирующий модуль к напорной трубе 7 трубопровода с помощью новой трубной вставки 2. При этом основные трубы 4 трубопровода будут работать в режиме добычи, а напорные трубы 7 трубопровода - в режиме рециркуляции. После чего в напорную трубу 7 направляют газ, отбираемый после ДКС, что приводит к росту давления газа и возможности запуска эжекторов 8. После достижения давления газа 6-10 МПа в трубе 40 рециркуляции запускают эжекторы 8 с помощью открытия запорной арматуры 15 и закрытия запорной арматуры 16. Работу подводного эжектирующего модуля контролируют с БТК. Регулирование работы эжектирующего модуля происходит с БТК за счет изменения давления рециркулируемого газа.

45 Таким образом, способ эксплуатации подводного газового и газоконденсатного месторождения и подводный эжектирующий модуль для его осуществления позволяют увеличить суммарный дебит месторождения в период падающей добычи без необходимости ввода в действие ПДКС за счет подключения эжектирующего модуля между выходным элементом подводной газосборной сети и многотрубным

газопроводом и приведения в действие за счет энергии газа высокого давления, отбираемого за береговой дожимной компрессорной станцией и подаваемого к эжекторам по одной из труб многотрубного газопровода.

(57) Формула изобретения

5

1. Способ эксплуатации подводного месторождения, включающий подключение выходного элемента подводной газосборной сети к береговой дожимной компрессорной станции с помощью многотрубного газопровода в виде двух и более труб, отличающийся тем, что между выходным элементом подводной газосборной сети и многотрубным газопроводом подключают подводный эжектирующий модуль, после чего эжекторы подводного модуля приводят в действие за счет энергии газа, отбираемого за последней ступенью компримирования береговой дожимной компрессорной станции и подаваемого к эжекторам через одну или несколько напорных труб подводного трубопровода, при этом эжекторы всасывающим патрубком принимают поток газа, поступающий с выходного элемента подводной газосборной сети, компримируют его и направляют в основной подводный трубопровод через одну или несколько труб для доставки на береговой технологический комплекс.

10

15

2. Подводный эжектирующий модуль, устанавливаемый на донное основание или на грунт, состоящий из опорной рамы с защитными конструкциями, эжекторов, напорной и основной линиями транспортировки флюида и эжекторов, отличающийся тем, что на входе напорной, а также на входе и выходе основной линии установлена система соединений, соединяющая их при помощи трубных вставок с одной или несколькими основными и напорными трубами подводного трубопровода и выходным элементом подводной газосборной сети, причем напорная линия, эжекторы и основная линия имеют в своем составе запорную арматуру с областями доступа к ней в опорной раме.

20

25

3. Подводный эжектирующий модуль по п. 2, отличающийся тем, что потоки флюида могут направляться как в эжекторы, так и по байпасной схеме при помощи запорной арматуры.

30

4. Подводный эжектирующий модуль по п. 2, отличающийся тем, что содержит одну или несколько ступеней компримирования флюида.

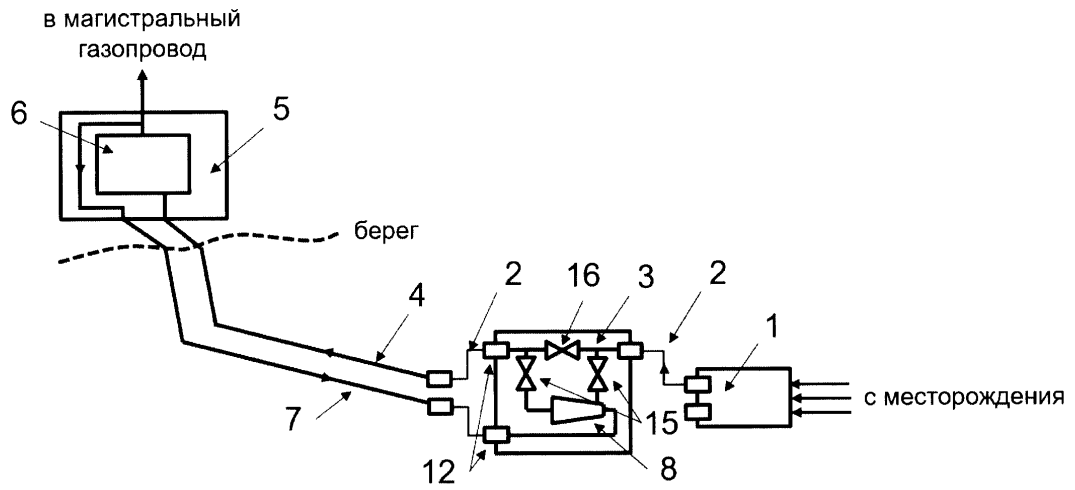
35

40

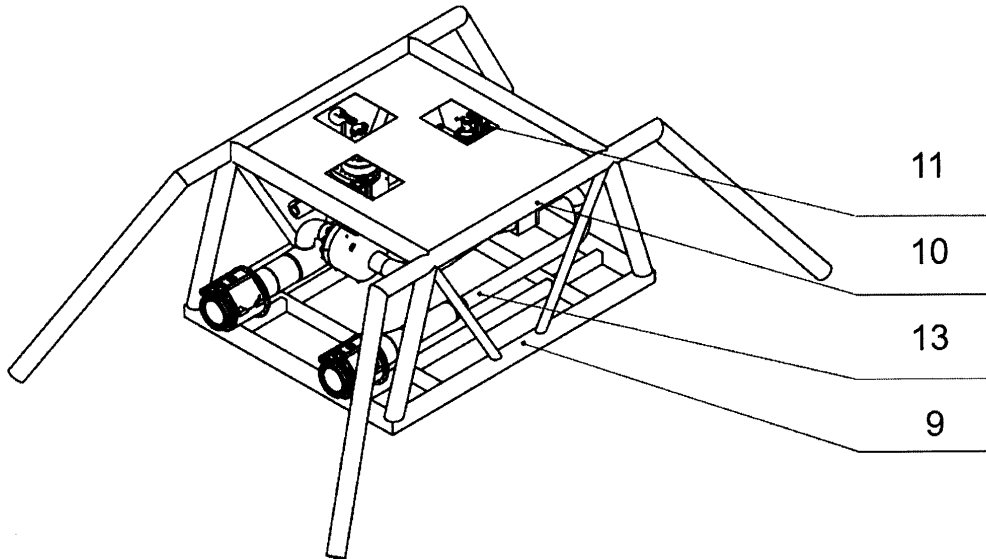
45



1

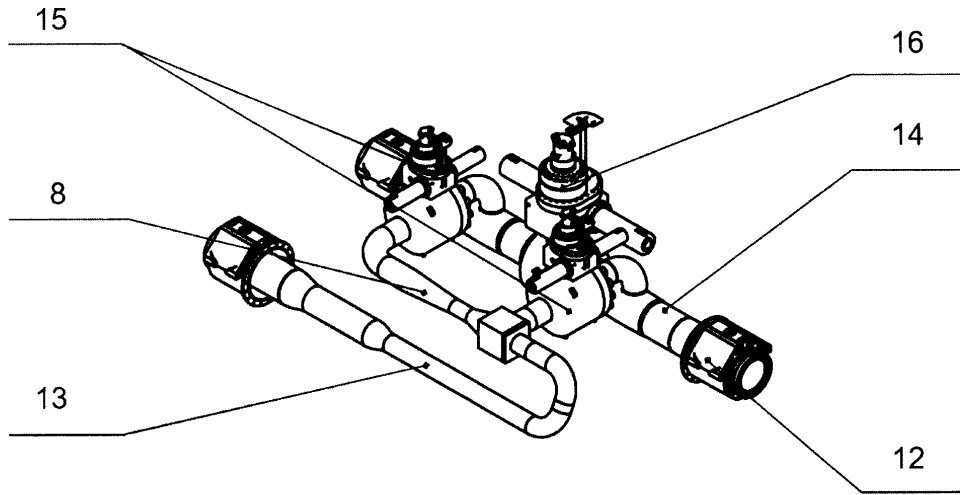


Фиг. 1



Фиг. 2

2



Фиг. 3