



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(21)(22) Заявка: 2011104318/03, 07.02.2011

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
07.02.2011

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 07.02.2011

(45) Опубликовано: 10.07.2012 Бюл. № 19

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2235868 C1, 10.09.2004. RU 2215136 C2, 27.10.2003. RU 2165007 C2, 10.04.2001. RU 2341644 C1, 20.12.2008. RU 92002120 A, 30.09.1994. SU 968322 A1, 23.10.1982. US 3465823 A, 09.09.1969. US 3863717 A, 04.02.1975.

Адрес для переписки:

117997, Москва, В-420, ГСП-7, ул.  
Наметкина, 16, ОАО "Газпром",  
Департамент стратегического развития

(72) Автор(ы):

**Кустышев Денис Александрович (RU),  
Ерехинский Борис Александрович (RU),  
Кустышев Александр Васильевич (RU),  
Филиппов Андрей Геннадьевич (RU),  
Сингуров Александр Александрович (RU),  
Дубровский Владимир Николаевич (RU),  
Вакорин Егор Викторович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

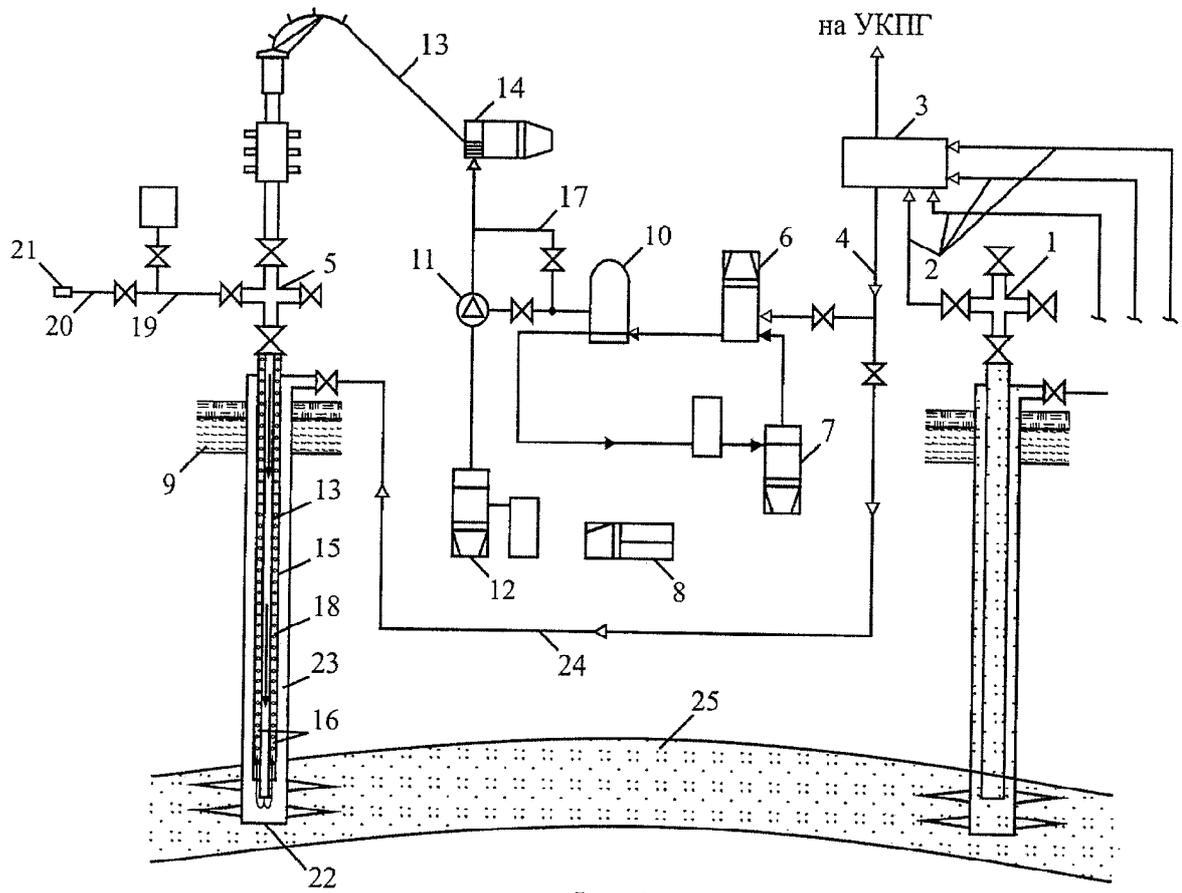
**Открытое акционерное общество "Газпром"  
(RU)**

**(54) СПОСОБ ОСВОЕНИЯ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (ВАРИАНТЫ)**

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к освоению газовых скважин в условиях аномально низких пластовых давлений. По первому варианту способа освоения газовой скважины газ от группы эксплуатационных скважин с низким давлением подают на мобильную компрессорную установку (МКУ), где газ очищают от механических примесей и воды, компримируют до рабочего давления МКУ и по трубопроводу подают в бустерную установку. Одновременно в бустерную установку первой насосной установкой закачивают техническую воду. Полученную газожидкостную смесь (ГЖС) компримируют в бустерной установке до величины давления, равного рабочему давлению бустерной установки. После этого ГЖС высокого

давления направляют в газовый сепаратор, где осуществляют разделение ГЖС на газ высокого давления и жидкость. Жидкость направляют в первую насосную установку для продолжения технологического цикла, а газ высокого давления подают на эжектор, на который одновременно второй насосной установкой подают пенообразующую жидкость. Полученную на эжекторе пенную систему подают в гибкую трубу колтюбинговой установки, которую спускают во внутреннюю полость лифтовой колонны, в трубное пространство осваиваемой скважины, с остановками через каждые 50-100 м. Техническим результатом является обеспечение возможности вызова притока из пласта газовой скважины в условиях АНПД с коэффициентом аномальности ниже 0,2 и в сокращение времени ее освоения. 2 н.п. ф-лы, 6 ил.



Фиг. 1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: 2011104318/03, 07.02.2011

(24) Effective date for property rights:  
07.02.2011

Priority:

(22) Date of filing: 07.02.2011

(45) Date of publication: 10.07.2012 Bull. 19

Mail address:

117997, Moskva, V-420, GSP-7, ul. Nametkina,  
16, OAO "Gazprom", Departament  
strategicheskogo razvitija

(72) Inventor(s):

**Kustyshev Denis Aleksandrovich (RU),  
Erekhinskij Boris Aleksandrovich (RU),  
Kustyshev Aleksandr Vasil'evich (RU),  
Filippov Andrej Gennad'evich (RU),  
Singurov Aleksandr Aleksandrovich (RU),  
Dubrovskij Vladimir Nikolaevich (RU),  
Vakorin Egor Viktorovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo "Gazprom"  
(RU)**

(54) **DEVELOPMENT METHOD OF GAS WELL UNDER CONDITIONS OF ABNORMALLY LOW PRESSURE OF FORMATION (VERSIONS)**

(57) Abstract:

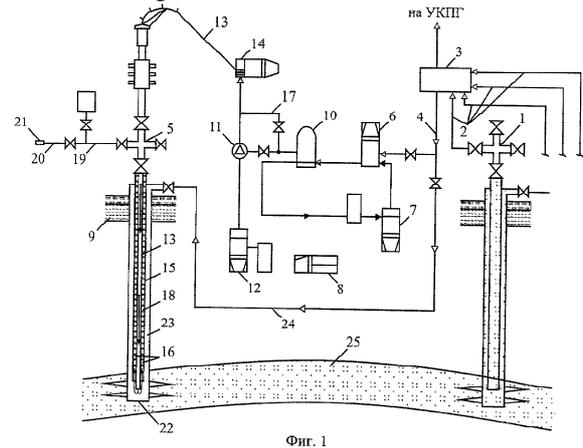
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: according to the first version of gas well development method gas is supplied from group of operation wells with low pressure to transportable compressor plant (TCP), where gas is cleaned from mechanical impurities and water, compressed to TCP operating pressure and supplied to booster station by pipeline. At the same time service water is pumped to booster station by means of the first pump unit. Produced gas-liquid mixture (GLM) is compressed in booster station to pressure value equal to value of booster station operating pressure. After that high pressure GLM is supplied to gas separator, where GLM is separated into high pressure gas and liquid. Liquid is supplied to the first pump station for continuation of process cycle, and high pressure gas is supplied to ejector to which there also supplied is foam-forming liquid. Foam system obtained on ejector is supplied to flexible pipe of coil tubing unit, which is lowered to inner

cavity of tubing string, in tube space of the well with stops in every 50-100 m.

EFFECT: providing influx of gas well from formation under ALFP conditions with anomaly ratio below 0,2 and reducing the time required for well development.

2 cl, 6 dwg



RU 2 4 5 5 4 7 7 C 1

RU 2 4 5 5 4 7 7 C 1

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к освоению газовых скважин в условиях аномально низких пластовых давлений - АНПД, особенно в условиях пониженных пластовых давлений с коэффициентом аномальности ниже 0,2.

5 На месторождениях применяются различные схемы сбора добываемого газа от эксплуатационных скважин и транспортирования его на установку комплексной подготовки газа - УКПГ. Газ может транспортироваться по общему газосборному трубопроводу от группы скважин - первый вариант, или по индивидуальным  
10 газосборным трубопроводам от каждой эксплуатационной скважины - второй вариант. При снижении пластового давления в эксплуатационных скважинах ниже величины, равной 0,2 МПа, потери давления газа в газосборном коллекторе приводят к невозможности доставки газа на УКПГ. В первом случае возможен вариант  
15 монтажа на общем газосборном трубопроводе от группы скважин мобильной компрессорной установки - МКУ для компримирования газа до величины давления, достаточной для транспортировки газа от эксплуатационных скважин на УКПГ. В этом случае при освоении скважины после ее капитального ремонта можно  
20 воспользоваться газом от МКУ. Во втором случае освоение скважины наиболее оптимально за счет внешнего источника энергии - инертного газа, получаемого с помощью установок нагнетания газа, так называемых азотных установок.

Известен способ освоения скважин, включающий замену жидкости глушения на облегченную жидкость, вызов притока, отработку скважины на факел [патент РФ №2109934].

25 Недостатком этого способа является низкая эффективность вызова притока из скважин в условиях АНПД и невозможность его вызова при коэффициенте аномальности ниже 0,2.

Известен способ освоения скважин, включающий замену жидкости глушения на  
30 облегченную жидкость, подачу газа высокого давления в гибкую трубу - ГТ колтюбинговой установки, вызов притока, отработку скважины на факел [патент РФ №2235868].

35 Недостатком этого способа является низкая эффективность вызова притока из скважин в условиях АНПД и невозможность его вызова при коэффициенте аномальности ниже 0,2.

Задача, стоящая при создании изобретения, состоит в повышении надежности и эффективности освоения газовых скважин в условиях АНПД.

40 Достигаемый технический результат, который получается в результате создания изобретения, состоит в обеспечении возможности вызова притока из пласта газовой скважины в условиях АНПД с коэффициентом аномальности ниже 0,2 и в сокращении времени ее освоения.

Поставленная задача и технический результат достигаются тем, что по первому  
45 варианту, при освоении газовой скважины в условиях аномально низкого пластового давления - АНПД, газ от группы эксплуатационных скважин с низким давлением подают на мобильную компрессорную установку - МКУ, где газ очищают от механических примесей и воды, компримируют до рабочего давления МКУ и по  
50 трубопроводу подают на устьевую площадку осваиваемой скважины в бустерную установку, в которую одновременно первой насосной установкой закачивают техническую воду, полученную газожидкостную смесь компримируют в бустерной установке до величины давления, равного рабочему давлению бустерной установки, после чего газожидкостную смесь высокого давления направляют в газовый

сепаратор, где осуществляют разделение газожидкостной смеси на газ высокого давления и жидкость, жидкость направляют в первую насосную установку для продолжения технологического цикла, а газ высокого давления подают на эжектор, на который одновременно второй насосной установкой подают пенообразующую жидкость - ПОЖ, полученную на эжекторе пенную систему - ПС - подают в гибкую трубу - ГТ - колтюбинговой установки, которую спускают во внутреннюю полость лифтовой колонны, в трубное пространство осваиваемой скважины, с остановками через каждые 50-100 м, при каждой остановке ГТ подачу ПОЖ на эжектор прекращают, а газ высокого давления подают в ГТ по байпасной линии, минуя эжектор, удаляя с его помощью жидкость глушения - ЖГ - и пенную систему - ПС - на дневную поверхность через выкидную и факельную линии и осуществляя продувку скважины до выхода на факельное устройство закачиваемого в скважину газа высокого давления, после этого подачу газа высокого давления, минуя эжектор, прекращают и в скважину вновь закачивают через ГТ пенную систему, при достижении ГТ забоя скважины одновременно с подачей в нее газа высокого давления от бустерной установки, минуя эжектор, осуществляют подачу в затрубное пространство осваиваемой скважины газа от МКУ по байпасному трубопроводу, минуя бустерную установку, до полной очистки скважины от ЖГ и ПС, затем газ высокого давления от бустерной установки через газовый сепаратор, минуя эжектор, продавливают в продуктивный пласт, оставляют скважину на период разгазирования ЖГ, находящейся в продуктивном пласте, до выноса остатков ЖГ из продуктивного пласта и получения из него притока газа, после получения притока газа скважину отработывают до момента вывода ее на технологический режим, затем ГТ извлекают из скважины, а скважину вводят в эксплуатацию.

По второму варианту способа освоения газовой скважины в условиях аномально низкого пластового давления - АНПД, инертный газ от высокопроизводительной установки нагнетания газа - УНГ - подают на эжектор, на который одновременно насосной установкой подают пенообразующую жидкость - ПОЖ, полученную на эжекторе пенную систему - ПС - подают в гибкую трубу - ГТ - колтюбинговой установки, которую спускают во внутреннюю полость лифтовой колонны, в трубное пространство осваиваемой скважины, с остановками через каждые 50-100 м, при каждой остановке ГТ подачу ПОЖ на эжектор прекращают, а инертный газ подают в ГТ по байпасной линии, минуя эжектор, удаляя с его помощью жидкость глушения ЖГ и ПС на дневную поверхность через выкидную и факельную линии и осуществляя продувку скважины до выхода на факельное устройство закачиваемого в скважину инертного газа, после этого подачу инертного газа, минуя эжектор, прекращают и в скважину вновь закачивают через ГТ пенную систему, при достижении ГТ забоя скважины одновременно с подачей в нее инертного газа осуществляют подачу в затрубное пространство осваиваемой скважины газа от УКПГ по байпасному трубопроводу, до полной очистки скважины от ЖГ и ПС, затем инертный газ от УНГ, минуя эжектор, продавливают в продуктивный пласт, оставляют скважину на период разгазирования ЖГ, находящейся в продуктивном пласте, до выноса остатков ЖГ из продуктивного пласта и получения из него притока газа, после получения притока газа скважину отработывают до момента вывода ее на технологический режим, затем ГТ извлекают из скважины, а скважину вводят в эксплуатацию.

На фиг.1 приведена схема для реализации данного способа с использованием газа высокого давления по первому варианту, на фиг.2 - процесс удаления ЖГ при закачивании в ГТ пенной системы, на фиг.3 - удаление ЖГ и ПС при закачивании газа

через ГТ и затрубное пространство, на фиг.4 - продавливание газа высокого давления или инертного газа в продуктивный пласт, на фиг.5 - удаление ЖГ из продуктивного пласта, на фиг.6 - реализация данного способа с использованием инертного газа по

5       Способ реализуется следующим образом.

По первому варианту газ от группы эксплуатационных скважин 1 с низким давлением по газосборным трубопроводам 2 от эксплуатационных скважин подают на мобильную компрессорную установку - МКУ-3, предназначенную для

10       компримирования газа низкого давления от группы эксплуатационных скважин и подачи его на установку комплексной подготовки газа - УКПГ. На МКУ 3 газ очищают от механических примесей и воды, компримируют до рабочего давления МКУ 3, например до 2,0-2,5 МПа, и по трубопроводу 4 подают на устьевую площадку

15       осваиваемой скважины 5 в бустерную установку 6, в которую одновременно первой насосной установкой 7 закачивают техническую воду, в зимнее время - водометанольный раствор или водные растворы хлорида калия, кальция или натрия, подогретые с помощью пароподогревательной установки 8 до положительной

20       температуры, например до 25-30°C, не приводящей к растеплению многолетнемерзлых пород 9, находящихся в приустьевой зоне осваиваемой скважины 5. В бустерной установке 6 газ и техническую воду смешивают, образуя газожидкостную смесь. Полученную газожидкостную смесь компримируют до давления, равного рабочему давлению бустерной установки 6, но не превышающего рабочее давление газового

25       сепаратора 10 и в то же время превышающего текущее пластовое давление осваиваемой скважины 5, например до величины 7,0-10,0 МПа. Газожидкостную смесь высокого давления направляют в газовый сепаратор 10, где осуществляют разделение газожидкостной смеси на газ высокого давления и жидкость. Жидкость направляют в первую насосную установку 7 для продолжения технологического цикла, а газ

30       высокого давления подают на эжектор 11, на который одновременно второй насосной установкой 12 подают пенообразующую жидкость - ПОЖ. Полученную на эжекторе 11 пенную систему - ПС - подают в гибкую трубу ГТ-13 колтюбинговой установки 14, которую спускают во внутреннюю полость лифтовой колонны 15, в

35       трубное пространство 16 осваиваемой скважины 5, с остановками через каждые 50-100 м. Интервал глубин в 50-100 м наиболее оптимален для эффективного выброса жидкости из осваиваемой скважины 5. При каждой остановке ГТ 13 подачу ПОЖ на эжектор 11 прекращают, а газ высокого давления подают в ГТ 13 по байпасной

40       линии 17, минуя эжектор 11, удаляя с его помощью через кольцевое пространство 18 осваиваемой скважины 5, образуемое между ГТ 13 и лифтовой колонной 15, жидкость глушения - ЖГ и ПС, на дневную поверхность через выкидную 19 и факельную 20

линии и осуществляя продувку осваиваемой скважины 5 до выхода на факельное устройство 21 закачиваемого в осваиваемую скважину 5 газа высокого давления. После этого подачу газа высокого давления, минуя эжектор 11, прекращают и в

45       осваиваемую скважину 5 вновь закачивают через ГТ 13 пенную систему. При достижении ГТ 13 забоя 22 осваиваемой скважины 5 одновременно с подачей в нее газа высокого давления от бустерной установки 6, минуя эжектор 11, осуществляют подачу в затрубное пространство 23 осваиваемой скважины 5 газа из трубопровода 4 от МКУ 3 давлением, например 2,0-2,5 МПа, по байпасному трубопроводу 24, минуя бустерную установку 6, до полной очистки осваиваемой скважины 5 от ЖГ и ПС. Подачу газа в затрубное пространство 23 осваиваемой скважины 5 из газосборного

50       трубопровода 4 необходимо осуществлять по причине недостаточного объема газа,

вырабатываемого бустерной установкой. Затем газ высокого давления от бустерной установки 6 через газовый сепаратор 10, минуя эжектор 11, продавливают в продуктивный пласт 25. Оставляют осваиваемую скважину 5 на период разгазирования ЖГ в продуктивном пласте 25 находящейся в нем после капитального ремонта осваиваемой скважины 5, до выноса из него остатков ЖГ и получения притока газа из него. После получения притока газа осваиваемую скважину 5 отработывают до момента вывода ее на технологический режим. Затем ГТ 13 извлекают из осваиваемой скважины 5, а уже освоенную скважину 5 вводят в эксплуатацию.

По второму варианту инертный газ от высокопроизводительной установки нагнетания газа - УНГ 26 - подают на эжектор 11, на который одновременно насосной установкой 12 подают пенообразующую жидкость - ПОЖ. Полученную на эжекторе 11 ПС подают в ГТ 13 колтюбинговой установки 14, которую спускают во внутреннюю полость лифтовой колонны 15, в трубное пространство 16 осваиваемой скважины 5, с остановками через каждые 50-100 м. При каждой остановке ГТ 13 подачу ПОЖ на эжектор 11 прекращают, а инертный газ подают в ГТ 13 по байпасной линии 17, минуя эжектор 11, удаляя с его помощью через кольцевое пространство 18 осваиваемой скважины 5, образуемое между ГТ 13 и лифтовой колонной 15, ЖГ и ПС на дневную поверхность через выкидную 19 и факельную 20 линии и осуществляя продувку осваиваемой скважины 5 до выхода на факельное устройство 21 закачиваемого в осваиваемую скважину 5 инертного газа. После этого подачу инертного газа, минуя эжектор 11, прекращают и в осваиваемую скважину 5 вновь закачивают через ГТ 13 пенную систему. При достижении ГТ 13 забоя 22 осваиваемой скважины 5 одновременно с подачей в нее инертного газа высокого давления от УНГ 26 осуществляют подачу в затрубное пространство 23 осваиваемой скважины 5 газ от УКПГ по байпасному трубопроводу 24, до полной очистки осваиваемой скважины 5 от ЖГ и ПС. Подачу газа в затрубное пространство 23 осваиваемой скважины 5 от УКПГ необходимо осуществлять по причине недостаточного объема газа, вырабатываемого УНГ 26.

Затем инертный газ от УНГ, минуя эжектор 11, продавливают в продуктивный пласт 25 и оставляют осваиваемую скважину 5 на период разгазирования ЖГ в продуктивном пласте 25, находящуюся в нем после капитального ремонта осваиваемой скважины 5, до выноса из него остатков ЖГ и получения притока газа из пласта. После получения притока газа осваиваемую скважину 5 отработывают до момента вывода ее на технологический режим. Затем ГТ 13 извлекают из осваиваемой скважины 5, а уже освоенную скважину 5 вводят в эксплуатацию.

Предлагаемый способ обеспечивает надежное освоение газовой скважины в условиях АНПД при коэффициенте аномальности ниже 0,2. При этом соседние скважины не останавливаются, так как газ для освоения скважины по первому варианту подается только по индивидуальному газосборному трубопроводу, соединяющему осваиваемую скважину и МКУ, а по второму варианту - от УНГ. Сокращаются продолжительность и стоимость работ по освоению скважины, и обеспечивается противопожарная и противодонная безопасность технологического процесса.

За счет ступенчатого спуска ГТ удастся с минимальными временными затратами удалить из скважины порцию ЖГ и ПС, находящуюся в кольцевом пространстве выше башмака ГТ,

За счет ступенчатого удаления ЖГ из осваиваемой скважины и снижения

противодавления на пласт, она не проникает в продуктивный пласт и не загрязняет его, сохраняя фильтрационно-емкостные свойства пласта.

За счет дополнительной подачи газа в затрубное пространство осуществляется полное удаление ЖГ и ПС из скважины, полное опорожнение скважины.

За счет продавливания газа в продуктивный пласт и осуществляется разгазирование ранее попавшей в продуктивный пласт ЖГ при ее ремонте и удалении ЖГ из продуктивного пласта, осуществляется более плавный, более «щадящий» и более легкий вызов притока газа из продуктивного пласта.

#### Формула изобретения

1. Способ освоения газовой скважины в условиях аномально низкого пластового давления, при котором газ от группы эксплуатационных скважин с низким давлением подают на мобильную компрессорную установку, где газ очищают от механических примесей и воды, компримируют до рабочего давления мобильной компрессорной установки и по трубопроводу подают на устьевую площадку осваиваемой скважины в бустерную установку, в которую одновременно первой насосной установкой закачивают техническую воду, полученную газожидкостную смесь компримируют в бустерной установке до величины давления, равному рабочему давлению бустерной установки, после чего газожидкостную смесь высокого давления направляют в газовый сепаратор, где осуществляют разделение газожидкостной смеси на газ высокого давления и жидкость, жидкость направляют в первую насосную установку для продолжения технологического цикла, а газ высокого давления подают на эжектор, на который одновременно второй насосной установкой подают пенообразующую жидкость, полученную на эжекторе пенную систему подают в гибкую трубу колтюбинговой установки, которую спускают во внутреннюю полость лифтовой колонны, в трубное пространство осваиваемой скважины, с остановками через каждые 50-100 м, при каждой остановке гибкой трубы подачу пенообразующей жидкости на эжектор прекращают, а газ высокого давления подают в гибкую трубу по байпасной линии, минуя эжектор, удаляя с его помощью жидкость глушения и пенную систему на дневную поверхность через выкидную и факельную линии и осуществляя продувку скважины до выхода на факельное устройство закачиваемого в скважину газа высокого давления, после этого подачу газа высокого давления, минуя эжектор, прекращают и в скважину вновь закачивают через гибкую трубу пенную систему, при достижении гибкой трубой забоя скважины одновременно с подачей в нее газа высокого давления от бустерной установки, минуя эжектор, осуществляют подачу в затрубное пространство осваиваемой скважины газа от мобильной компрессорной установки по байпасному трубопроводу, минуя бустерную установку, до полной очистки скважины от жидкости глушения и пенной системы, затем газ высокого давления от бустерной установки через газовый сепаратор, минуя эжектор, продавливают в продуктивный пласт, оставляют скважину на период разгазирования жидкости глушения, находящейся в продуктивном пласте, до выноса остатков жидкости глушения из продуктивного пласта и получения из него притока газа, после получения притока газа скважину отработывают до момента вывода ее на технологический режим, затем гибкую трубу извлекают из скважины, а скважину вводят в эксплуатацию.

2. Способ освоения газовой скважины в условиях аномально низкого пластового давления, при котором инертный газ от высокопроизводительной установки нагнетания газа подают на эжектор, на который одновременно насосной установкой

5       подают пенообразующую жидкость, полученную на эжекторе пенную систему подают  
в гибкую трубу колтюбинговой установки, которую спускают во внутреннюю  
полость лифтовой колонны, в трубное пространство осваиваемой скважины, с  
остановками через каждые 50-100 м, при каждой остановке гибкой трубы подачу  
10       пенообразующей жидкости на эжектор прекращают, а инертный газ подают в гибкую  
трубу по байпасной линии, минуя эжектор, удаляя с его помощью жидкость глушения  
и пенную систему на дневную поверхность через выкидную и факельную линии и  
осуществляя продувку скважины до выхода на факельное устройство закачиваемого в  
15       скважину инертного газа, после этого подачу инертного газа, минуя эжектор,  
прекращают и в скважину вновь закачивают через гибкую трубу пенную систему, при  
достижении гибкой трубой забоя скважины одновременно с подачей в нее инертного  
газа осуществляют подачу в затрубное пространство осваиваемой скважины газа от  
20       установки комплексной подготовки газа по байпасному трубопроводу, до полной  
очистки скважины от жидкости глушения и пенной системы, затем инертный газ от  
установки нагнетания газа, минуя эжектор, продавливают в продуктивный пласт,  
оставляют скважину на период разгазирования жидкости глушения, находящейся в  
продуктивном пласте, до выноса остатков жидкости глушения из продуктивного  
25       пласта и получения из него притока газа, после получения притока газа скважину  
отрабатывают до момента вывода ее на технологический режим, затем гибкую трубу  
извлекают из скважины, а скважину вводят в эксплуатацию.

25

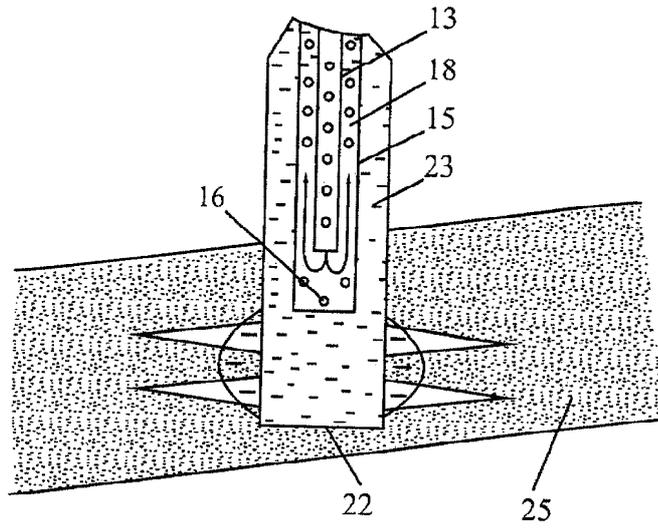
30

35

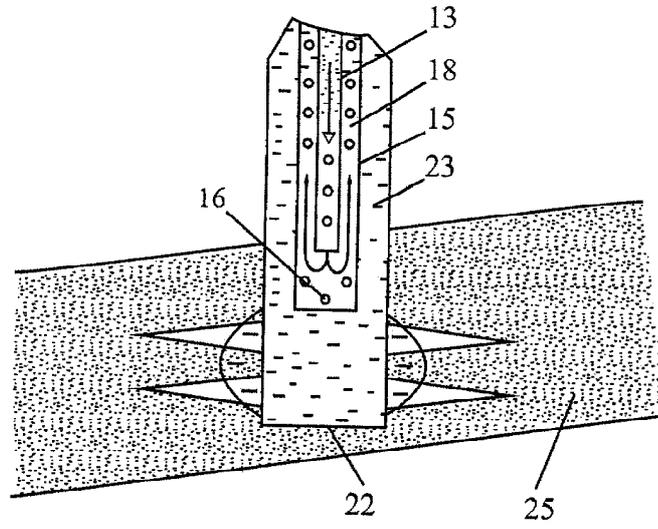
40

45

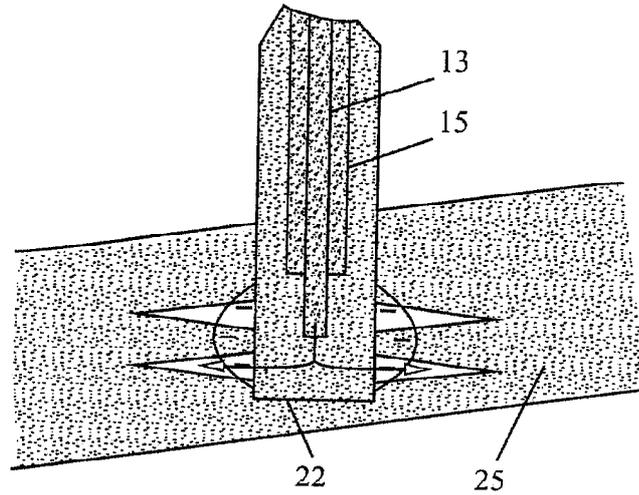
50



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4

