(19) Евразийское патентное ведомство

(11) 043017 (13) B1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.04.19

(21) Номер заявки
202090624

(22) Дата подачи заявки
2018.09.17

(51) Int. Cl. ***E21B 43/12*** (2006.01)
E21B 43/34 (2006.01)

(54) СИСТЕМА ДЛЯ ГАЗЛИФТНОЙ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

(31) **2017903748; 2017904037**
(32) **2017.09.15; 2017.10.06**
(33) **AU**
(43) **2020.07.15**
(86) **PCT/AU2018/051012**
(87) **WO 2019/051561 2019.03.21**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ИНТЕЛЛИГАС СиЭсЭм СЕРВИСИЗ ЛИМИТЕД (AU)

(72) Изобретатель:
Уайтмэн Пол Энтони, Фекете Дерек Шейн (AU)

(74) Представитель:
Харин А.В., Буре Н.Н., Стойко Г.В., Галухина Д.В., Алексеев В.В. (RU)

(56) US-B1-6595294
US-A1-20120318523
US-A1-20080271893
WO-A1-2015070913
US-A-5172717

(57) Система с использованием газлифта при механизированной эксплуатации скважины низкого давления содержит центральную колонну насосно-компрессорных труб в стволе скважины, имеющую конец устья скважины и конец отстойника скважины; кольцевое затрубное пространство, проходящее вокруг центральной колонны насосно-компрессорных труб между концом устья скважины и концом отстойника скважины; источник сжатого газа; газопровод для газлифтного газа, соединяющий источник сжатого газа со стволом скважины; газовый компрессор, имеющий вход и выход, причем выход соединяется с кольцевым пространством; выкидной трубопровод, соединенный с концом устья скважины центральной колонны насосно-компрессорных труб; и автоматически управляемый дроссель эксплуатационной скважины в выкидном трубопроводе. Такая система позволяет повысить эффективность добычи газа и нефти в скважинах.

043017 B1

043017 B1

Область техники, к которой относится изобретение

Изобретение в общем относится к системам и способам извлечения метана или нефти угольных пластов из подземных скважин.

Уровень техники

Метан угольного пласта (CSM), также известный как метан угольного слоя (CBM) или газ угольного пласта (CSG), является формой природного газа, который содержится в угольных пластах и стал популярным топливом в Австралии, США, Канаде и других странах. CSM обычно добывается через скважины, которые проходят в угольный пласт, обычно находящийся на глубине от 100 до 1500 м ниже уровня земли.

Газ адсорбируется в угле и высвобождается при понижении давления в угле, первоначально посредством удаления грунтовых вод, которые поддерживают гидростатическое давление на угольный слой. Понижение давления перемещает уголь ниже точки насыщения на изотерме адсорбции, и в результате генерируется газ. Если вода удаляется слишком быстро, а давление не поддерживается иным разумным образом вблизи давления природного состава и, следовательно, в пределах ограниченного диапазона давления насыщения изотермы десорбции во время добычи, тогда может произойти повреждение в каменноугольной формации, особенно вероятно в углях с низкой проницаемостью. Это повреждение может ограничить производительность и предельную извлекаемость газа из газовых запасов.

Традиционные скважины CSM обычно используют глубинные скважинные насосы для обезвоживания. Эти насосы обычно представляют собой эксцентриковые винтовые насосы (PCP), позиционируемые на дне скважины, и используются для перекачки воды в устье скважины на поверхности. Тем не менее, использование таких винтовых насосов часто является проблематичным, так как сбой питания или выход из строя винтового насоса может привести заполнению скважины водой и, таким образом, к прекращению добычи газа из скважины. Кроме того, скважинные насосы создают постоянный водяной столб на выходе из насоса и в этот водный столб часто попадают частицы и песок, которые при потере мощности для винтового насоса могут оседать в течение нескольких минут или часов, образуя цемент, подобный закупориванию трубопровода скважины, после чего решением проблемы часто является дорогостоящий капитальный ремонт, требующий полного извлечения насоса и приводного штока. Такая стоимость капитального ремонта иногда настолько непомерно высока, что скважину дешевле забросить. Кроме того, в случае использования эксцентриковых винтовых насосов (PCP) пути потока разделяются на потоки воды и газа, причем поток газа, протекающий вверх по кольцевому пространству, часто переносит эрозионные частицы из пласта с высокой скоростью, вызывая эрозию компонентов устья скважины, что может затем потребовать полного капитального ремонта, включая ремонт/замену устья скважины для ее очистки.

В более широком смысле большинство нефтяных, газовых скважин и скважин для добычи метана угольного пласта (CSM) в какой-то момент либо будут: а) испытывать недостаток в требуемом пластовом давлении для естественного извлечения пластовых текучих сред на поверхность, либо б) только естественным образом добывать эти текучие среды со скоростями, которые рассматриваются как субэкономические. Чтобы преодолеть эту проблему, скважины могут быть оборудованы системами механизированной эксплуатации скважины (AL). Эти системы AL увеличивают объем добычи пластовых текучих сред (газ, нефть, вода, конденсат) и выход их на поверхность.

Существует два основных типа AL. Первый - это перекачивающие AL, как описывалось выше в отношении скважин CSM, которые могут включать в себя безбалансовые станки-качалки, электрические погружные насосы, гидравлические насосы, струйные насосы, поршневые подъемники и эксцентриковые винтовые насосы. Другим типом является газлифтная система механизированной эксплуатации скважины (AL).

Газлифтная система AL является технологией, которая обычно используется для содействия добыче в нефтяных скважинах и для удаления конденсата в скважинах природного газа. В своей простейшей форме она включает в себя закачку газа на поверхности в кольцевое пространство ствола нефтяной скважины, после чего газ перемещается на дно нефтяной скважины, где он протекает в эксплуатационную насосно-компрессорную колонну. Затем газ смешивается с нефтью в насосно-компрессорной колонне и снижает общую плотность газожидкостной смеси, что помогает смеси протекать вверх через насосно-компрессорную колонну к устью скважины. В типичных глубоких скважинах множество газовых клапанов могут быть установлены на различных глубинах для подачи газа в эксплуатационную насосно-компрессорную колонну для разгрузки скважины.

Газлифтная AL может помочь нефтяным скважинам достичь более предсказуемой добычи в условиях изменяющихся состояний нефтяных скважин, таких как пониженное пластовое давление, увеличение обводненности и снижение соотношения газ-жидкость.

Однако существует много недостатков, связанных с традиционной газлифтной AL. Например, традиционные газлифтные системы механизированной эксплуатации скважины (AL) требуют наличия источника природного газа высокого давления, доступного в месте расположения устья скважины, что может быть достигнуто с помощью газового компрессора высокого давления или с помощью некоторых других источников газа высокого давления, таких как трубопровод из центрального расположения. Та-

ким образом, для широко разнесенных скважин обеспечение источников газа высокого давления может быть нецелесообразным и/или неэкономичным вследствие высокой стоимости эксплуатации распределенной сети впрыскиваемого газа или необходимого количества дорогих газовых компрессоров высокого давления.

Кроме того, вследствие дополнительной сложности планирование проекта и установка традиционной системы газлифтной AL обычно требуют более длительного времени выполнения по сравнению с системой с одной механизированной скважиной.

Кроме того, коррозионные газы, такие как диоксид углерода и сероводород, могут значительно увеличивать стоимость газлифтных операций, поскольку перед использованием газа может потребоваться его очистка на центральном технологическом оборудовании.

Кроме того, для преобразования старых скважин в традиционную газлифтную систему AL обычно требуется высокий уровень защиты целостности обсадной трубы скважины. В тех случаях, когда целостность обсадной трубы скважины представляет собой серьезную проблему, можно использовать газлифтную систему для гибких труб (где газ под высоким давлением впрыскивается в гибкую капиллярную насосно-компрессорную трубку малого диаметра, расположенную внутри эксплуатационной колонны насосно-компрессорных труб). Однако характер впрыскивания газа в небольшую капиллярную трубу требует использования дорогостоящего непрерывного источника газа высокого давления для работы вследствие повышенного поверхностного давления газа, необходимого для преодоления внутренних потерь потока внутри капиллярной трубы.

Кроме того, в рассматриваемом примере в производстве метана угольного пласта (CSM), потери потока в колонне насосно-компрессорных труб, использующих газлифтную систему AL, значительно увеличиваются вместе со скоростью добычи воды, требуя более высоких давлений в забое скважины для подъема столба смешанной текучей среды в наземное оборудование. Это приводит к более высоким забойным давлениям и меньшей производительности, чем в случае с насосом при механизированной эксплуатации скважины (AL).

Кроме того, при проектировании локального компрессора в устье скважины для системы газлифтной AL, соотношения давления, требуемого для минимизации забойного давления скважины и оптимизации добычи, не будут способны разгрузить жидкость, находящуюся в скважине. Обеспечение вторым непрерывным источником высокого давления, которое потребовалось бы в противном случае, является дорогостоящим и часто нецелесообразным для промышленности.

Большинство современных газлифтных систем используют разновидность приустьевого контроллера для оптимизации скорости нагнетаемого газа. Статья JC Adjunta, A Majek "Wellhead monitors automate Lake Maracaibo gas-lift", на с. 64-67 Oil and Gas Journal от 28 ноября 1994 года содержит пример приустьевого контроллера, в котором для изменения потока газлифтного газа может использоваться автоматический дроссель, при этом поток является таким, что он остается близким к расчетному оптимальному значению.

В заявке PCT/EP1995/00623 описано, что регулируемые в скважине дроссели для управления нагнетаемым газом, поступающим в эксплуатационные насосно-компрессорные трубы колонны, имеют ограничения с точки зрения сложности установки, эксплуатации и технического обслуживания, а также вследствие того, что во многих применениях они ограничиваются стоимостью.

В патентном документе EP 0756065 A1 также раскрыта система, содержащая поверхностный регулируемый дроссель эксплуатационной скважины для регулирования потока сырой нефти через эксплуатационные колонны насосно-компрессорные труб и поверхностный модуль управления для динамического управления отверстием дросселя, предпочтительно установленный для динамического управления отверстием дросселя в ответ на изменение давления текучей среды внутри газлифтного трубопровода.

Кроме того, в этой системе используется поверхностный дроссель для вдувания газа, который действует вместе с дросселем эксплуатационной скважины и модулем управления. Принцип действия модуля управления заключается в том, что он регулирует открытие дросселя эксплуатационной скважины таким образом, чтобы газлифтный поток через забойный клапан оставался приблизительно постоянным. Это достигается посредством поддержания постоянного перепада давления на забойном клапане/отверстии. На давление ниже по потоку от отверстия может влиять изменение противодавления в устье скважины, т.е. давления в головке насосно-компрессорных труб. Таким образом, противодавление, оказываемое давлением в головке насосно-компрессорных труб на произведенную смесь текучих сред, изменяется таким образом, что противодавление увеличивается в ответ на уменьшение измеренного давления в головке обсадной колонны, и наоборот. Это изменение давления в головке насосно-компрессорных труб является достаточной мерой для достижения практически постоянной скорости нагнетания газлифтного газа в скважинное отверстие.

Кроме того, система, описанная в EP 0756065 A1, направлена на минимизацию давления в головке обсадной колонны посредством изменения открытия дросселя эксплуатационной скважины.

У этой системы есть недостатки, заключающиеся в том, что она, основанная на точном измерении давления в головке обсадной колонны, требует, чтобы модуль управления рассчитывал ожидаемое давление в скважине и расход потока на отверстии или клапане. Вычисление давления в стволе скважины

требует точного вычисления перепада давления по всему кольцевому затрубному пространству. В частности, в тех случаях, когда кольцевое затрубное пространство может иметь длину в тысячи метров и где в скважине могут быть нерегулярные размеры насосно-компрессорных труб, точное определение давления в стволе скважины на клапане/отверстии может быть затруднено.

Кроме того, природа газлифта в нефтяной скважине вызывает двухфазный поток в колонне насосно-компрессорных труб, который содержит отдельные пузырьки, проходящие между нижней и верхней частью насосно-компрессорных труб. Это приводит к тому, что возможность вычисления напора столба текучей среды в любой заданный момент времени является чрезвычайно проблематичной задачей вследствие нерегулярного и непредсказуемого поведения фазы.

Таким образом, существует потребность в улучшении системы и способе газлифтной механизированной эксплуатации скважины (AL).

Задачей изобретения является преодоление и/или устранение одного или нескольких недостатков известных систем, или предоставление промышленности полезного или коммерческого выбора.

Раскрытие изобретения

Первым объектом изобретения является система с использованием газлифта при механизированной эксплуатации скважины, содержащая центральную колонну насосно-компрессорных труб, расположенную в стволе скважины и имеющую конец устья скважины и конец отстойника скважины; кольцевое затрубное пространство, которое проходит вокруг центральной колонны насосно-компрессорных труб между концом устья скважины и концом отстойника скважины; источник сжатого газа; газлифтный газопровод, соединяющий источник сжатого газа со стволом скважины; газовый компрессор, имеющий вход и выход, причем выход соединен с кольцевым затрубным пространством; выкидной трубопровод, соединенный с концом устья скважины центральной колонны насосно-компрессорных труб; и автоматически управляемый дроссель эксплуатационной скважины в выкидном трубопроводе.

Предпочтительно источник сжатого газа представляет собой резервуар для хранения сжатого газа.

Предпочтительно резервуар для хранения упакован в контейнер для хранения газа.

Предпочтительно дроссель эксплуатационной скважины и клапан головки обсадной колонны автоматически регулируются в тандеме контроллером, выполненным с возможностью регулирования потока в колонне насосно-компрессорных труб таким образом, чтобы поддерживать критическую скорость газа через колонну насосно-компрессорных труб и желаемое рабочее давление добычи.

Предпочтительно система дополнительно содержит пакер, прилегающий к центральной колонне насосно-компрессорных труб в стволе скважины.

Предпочтительно система дополнительно содержит пакер, прилегающий к центральной колонне насосно-компрессорных труб в стволе скважины, причем через пакер проходят каналы для газа выбранного размера.

Предпочтительно резервуар для хранения сжатого газа содержит сжатый природный газ (СПГ).

Предпочтительно центральная колонна насосно-компрессорных труб включает в себя всасывающий клапан или обратный клапан.

Предпочтительно центральная колонна насосно-компрессорных труб проходит в отстойник ниже пересечения вертикальной скважины и горизонтальной скважины.

Предпочтительно дополнительная колонна насосно-компрессорных труб, вставлена вниз по центральной колонне насосно-компрессорных труб или кольцевому затрубному пространству в отстойник, обеспечивая вымывание твердых частиц в отстойнике.

Предпочтительно дополнительная колонна насосно-компрессорных труб вставлена с направлением вниз по центральной колонне насосно-компрессорных труб для подачи газа для начальной разгрузки скважины.

Предпочтительно дополнительная колонна насосно-компрессорных труб для начальной разгрузки скважины и промывки представляет собой одну и ту же трубу.

Предпочтительно в центральной колонне насосно-компрессорных труб установлена дополнительная колонна насосно-компрессорных труб, образующая отдельную газлифтную трубу.

Предпочтительно дополнительная колонна насосно-компрессорных труб представляет собой капиллярную колонну насосно-компрессорных труб.

Предпочтительно поток в дополнительной колонне насосно-компрессорных труб контролируется посредством управления давлением приемника на поверхности относительно давления в забое скважины.

Предпочтительно скорость потока при подаче газлифта в дополнительной трубе измеряется расходомером.

Предпочтительно скорость потока при подаче газлифта в дополнительной трубе оценивается с использованием разности давлений между давлением приемника на поверхности и давлением в забое скважины.

Предпочтительно дополнительная колонна насосно-компрессорных труб может входить в скважину через сальниковое устройство или уплотнительную прокладку, в результате чего она может перемещаться или регулироваться по высоте.

Предпочтительно отстойник представляет собой объем, созданный ниже пересечения вертикальной скважины с горизонтальной скважиной.

Предпочтительно отстойник содержит увеличенный участок скважины и располагается в нижней точке скважины.

Газовый компрессор может быть поршневым, ротационным пластинчатым, винтовым или поршневым газодожимным компрессором.

Скважина может представлять собой скважину для добычи метана угольных пластов, скважину для добычи природного газа, скважину для добычи сланцевого газа или нефтяную скважину.

Предпочтительно автоматически управляемый дроссель эксплуатационной скважины представляет собой первичный дроссель эксплуатационной скважины или вторичный дроссель эксплуатационной скважины.

Предпочтительно капиллярная колонна насосно-компрессорных труб содержит разгрузочное отверстие и промывочный клапан, приводимый в действие давлением, на конце отстойника капиллярной колонны насосно-компрессорных труб.

Вторым объектом изобретения является система с использованием газлифта при механизированной эксплуатации скважины, имеющей конец устья скважины и конец отстойника скважины, содержащая центральную колонну насосно-компрессорных труб, расположенную в стволе скважины и проходящую от конца устья скважины до конца отстойника скважины; кольцевое затрубное пространство, проходящее вокруг центральной колонны насосно-компрессорных труб от конца устья скважины до конца отстойника скважины; газовый компрессор, имеющий вход и выход, причем выход соединен с кольцевым затрубным пространством; выкидной трубопровод, соединенный с концом устья скважины центральной колонны насосно-компрессорных труб; автоматически управляемый дроссель эксплуатационной скважины в выкидном трубопроводе; источник сжатого газа; и капиллярную колонну насосно-компрессорных труб, расположенную в стволе скважины, соединенную с источником сжатого газа и проходящую от конца устья скважины до конца отстойника скважины.

Предпочтительно система дополнительно содержит устройство измерения расхода потока газа, расположенное между источником сжатого газа и концом устья скважины для измерения расхода потока газа в кольцевом пространстве.

Предпочтительно система дополнительно содержит автоматически управляемый клапан регулирования расхода газлифта в газовом трубопроводе газлифта, расположенном между компрессором и концом устья скважины.

Предпочтительно система дополнительно содержит устройство измерения давления, расположенное для измерения давления в соединительной трубе.

Предпочтительно система дополнительно содержит устройство измерения давления, расположенное на или рядом с концом устья скважины для измерения давления в капиллярной колонне насосно-компрессорных труб.

Предпочтительно система дополнительно содержит устройство измерения давления, расположенное на или рядом с концом устья скважины для измерения давления в кольцевом пространстве.

Предпочтительно система дополнительно содержит клапан регулирования расхода потока газа для газлифта.

Предпочтительно система дополнительно содержит систему управления, которая регулирует автоматически управляемый дроссель эксплуатационной скважины, клапан регулирования потоком газа системы газлифта и выходное отверстие компрессора газа на основе входных сигналов от устройства измерения расхода потока газа и устройства измерения давления.

Предпочтительные варианты осуществления изобретения описаны ниже только в качестве примера со ссылками на чертежи.

Краткое описание чертежей

На фиг. 1 схематично показана система с использованием газлифта при механизированной эксплуатации скважины для добычи метана угольного пласта в состоянии холостого хода в соответствии с некоторыми вариантами осуществления изобретения;

на фиг. 2 - система по фиг. 1 в начальном рабочем состоянии;

на фиг. 3 - система по фиг. 1 в дополнительном начальном рабочем состоянии;

на фиг. 4 - система по фиг. 1 после завершения обезвоживания ствола скважины и непосредственно перед установившимся режимом работы;

на фиг. 5 - система по фиг. 1 в установившемся режиме работы;

на фиг. 6 схематично показан ствол скважины системы по фиг. 1 с пакером на конце отстойника скважины;

на фиг. 7 - блок-схема операций управляющей подсистемы, используемой для управления положением клапана головки обсадной колонны системы по фиг. 1;

на фиг. 8 - блок-схема операций управляющей подсистемы, используемой для управления положением дросселя эксплуатационной скважины системы по фиг. 1;

на фиг. 9 - блок-схема операций управляющей подсистемы, используемой для управления скоро-

стью газодожимного компрессора системы по фиг. 1;

на фиг. 10 схематично показана система с использованием газлифта при механизированной эксплуатации скважины, в которой для подъема воды и газа из ствола скважины используется капиллярная колонна насосно-компрессорных труб;

на фиг. 11-13 схематично показаны системы с использованием газлифта при механизированной эксплуатации скважины для использования в качестве общего применения в различных областях, включая нефтяные скважины, скважины для добычи природного газа, скважины для добычи сланцевого газа и скважины для добычи метана угольных пластов в соответствии с альтернативными вариантами осуществления изобретения;

на фиг. 14 - конец отстойника капиллярной колонны насосно-компрессорных труб, используемой в системах по фиг. 11-13, увеличенный вид сбоку.

Предпочтительный вариант осуществления изобретения

Изобретение относится к улучшенной системе и способу применения газлифтной системы с использованием газлифта при механизированной эксплуатации скважины низкого давления и в соответствии с некоторыми вариантами осуществления изобретения включает в себя капиллярную разгрузку высокого давления при добыче и управлении скважинами, в том числе метановыми скважинами в угольных пластах и нефтяными скважинами. Система и способ могут быть в равной степени применимы к добыче природного газа, сланцевого газа или других нетрадиционных запасов газа. Элементы изобретения проиллюстрированы в краткой схематичной форме на чертежах, показывающих только те конкретные детали, которые необходимы для понимания осуществления настоящего изобретения, не загромождая при этом раскрытие изобретения излишними подробностями, которые будут очевидны среднему специалисту в данной области техники.

В настоящем описании такие термины, как первый и второй, левый и правый, выше или ниже, верхний и нижний, задний, передний и боковой и т.д., используются исключительно для определения одного элемента или этапа способа в отличие от другого элемента или этапа способа, не обязательно требуя определенной относительной позиции или последовательности, которая описывается этими терминами. Такие слова, как "содержит" или "включает в себя", не используются для определения исчерпывающего набора элементов или этапов способа, а просто определяют минимальный набор элементов или этапов способа, включенных в конкретный вариант осуществления изобретения.

В соответствии с одним аспектом изобретение определяется как система с использованием газлифта при механизированной эксплуатации скважины, содержащая центральную колонну насосно-компрессорных труб в стволе скважины, имеющую конец устья скважины и конец отстойника скважины; кольцевое затрубное пространство, проходящее вокруг центральной колонны насосно-компрессорных труб между концом устья скважины и концом отстойника скважины; источник сжатого газа; газлифтный трубопровод для газа, соединяющий источник сжатого газа со стволом скважины; газовый компрессор, имеющий вход и выход, причем выход соединен с кольцевым пространством; выкидной трубопровод, соединенный с концом устья скважины центральной колонны насосно-компрессорных труб; и автоматически управляемый дроссель эксплуатационной скважины, расположенный в выкидном трубопроводе.

Преимущества некоторых вариантов осуществления изобретения включают в себя возможность использования газлифтной системы при механизированной эксплуатации скважины для управления дебитом скважины из скважин для добычи метана угольного пласта и разгрузки скважин с загруженной жидкостью, а также для повышения эффективности и экономичности газлифтной системы механизированной эксплуатации скважины, в том числе на нефтяных скважинах. Резервный газ в резервуаре для хранения газа обеспечивает резерв для добываемого газа для операций разгрузки скважин. Кроме того, такая система позволяет устранять стоящие столбы жидкости из воды/текучей среды/взвешенных частиц в скважинной трубе, которые могут образовываться при использовании обычного насоса механизированной эксплуатации скважины (AL). Это означает, что скважина может быть легко выключена с уменьшенным или минимальным риском вытекания при повторных запусках, которые обычно возникают в скважинных насосах.

Таким образом, в соответствии с некоторыми вариантами осуществления изобретения расходы потока при добыче газа из скважины CSM могут быть согласованы с потребностью в газе без риска блокирования эксплуатационных насосно-компрессорных труб твердыми частицами, поступающими из скважины. Это, в свою очередь, может значительно сократить общее количество скважин, необходимых для удовлетворения спроса в течение срока службы проекта.

Кроме того, в соответствии с некоторыми вариантами осуществления изобретения для приборов, датчиков и контроллеров в месте расположения устья скважины требуется только небольшое количество электроэнергии, которая может вырабатываться солнечными панелями с аккумуляторными батареями.

Кроме того, в соответствии с некоторыми вариантами осуществления изобретения пластовой газ и нагнетаемый газ могут рециркулировать в месте расположения устья скважины. Таким образом, вместо того, чтобы потреблять электричество от дизельных электрогенераторов или кабельную электроэнергию, переработанный газ можно использовать в качестве источника топлива для работающих на газу двигателей. Кроме того, и это является важным, рециркулирующий газ может устранять необходимость в слож-

ной сети впрыскиваемого газа, где газопровод высокого давления обычно возвращается от центральной компрессорной станции к каждой скважине для подачи газлифтного газа, когда это необходимо. Это позволяет эффективно создать "автономную" газлифтную систему механизированной эксплуатации скважины, в которой единственными другими "автономными" системами являются насосные формы механизированной эксплуатации скважины.

Таким образом, "автономная" способность систем согласно изобретению означает, что разнесение между скважинами не ограничивается близостью к центральному источнику газа.

Кроме того, по мере удаления воды давление в забое скважины можно регулировать посредством регулирования добычи газа для метана угольного пласта (CSM) с использованием клапана регулирования потока. Это регулирует добычу газа, устанавливая положение/давление на изотерме адсорбции угольного пласта, а также обеспечивает механизм для устранения любого чрезмерного перепада давления на каменноугольной формации, который может повредить скважину и уменьшить общее извлечение газа в течение срока службы скважины. Таким образом, системы, соответствующие вариантам осуществления изобретения, позволяют производить воду и одновременно регулировать давление в забое скважины, чтобы достичь желаемой скорости добычи газа, ограниченной заданным максимальным перепадом давления на каменноугольной формации.

Кроме того, системы по некоторым вариантам осуществления изобретения включают в себя регулируемый капиллярный трубопровод, который проходит вниз по скважине. Капиллярный трубопровод обычно вставляется через сальник или противовыбросовое оборудование. Капиллярный трубопровод обеспечивает разгрузку воды в скважине, для чего газ вводится в скважину через капиллярный трубопровод, облегчая колонну стоячей воды в насосно-компрессорной колонне. Без капиллярного трубопровода введение газа в кольцевое пространство системы будет увеличивать давление в кольцевом пространстве, поднимая воду на поверхность через насосно-компрессорную колонну. Путем введения газа по капиллярному трубопроводу нагруженной водой скважины, скважина может быть разгружена при более низком давлении, оказываемом на угольный пласт или пластовый резервуар. Кроме того, капиллярный трубопровод может подниматься и опускаться через устье скважины, чтобы способствовать удалению твердых частиц и жидкостей во время технического обслуживания скважины.

Кроме того, для систем по настоящему изобретению требуется газ под высоким давлением только во время разгрузки скважины. Во время работы на установившемся режиме в затрубное кольцевое пространство головки обсадной колонны может подаваться газ низкого давления, что приводит к более низкому давлению в забое скважины, понижению уровня воды в скважине и увеличению дебитов скважины и по сравнению с газлифтными системами с гибкой насосно-компрессорной трубкой малого диаметра.

Например, для скважины по добыче метана угольного пласта (CSM), которая имеет глубину 500 м, с трубой 2-7/8" и давлением 25 фунтов/кв.дюйм в устье фонтанирующей скважины, нагнетаемый газ может поднимать 85 баррелей в день воды, закачиваемой при давлении 100 фунтов/кв.дюйм, со скоростью 0,3 миллионов стандартных кубических футов в сутки (mmscf/d).

Специалистам в данной области техники должно быть понятно, что не все варианты осуществления настоящего изобретения обязательно будут обеспечивать все перечисленные выше преимущества.

В настоящем описании термины "ствол скважины" и "скважина" используются взаимозаменяемо и определяют либо обсаженные, либо необсаженные стволы скважин.

Газлифт по существу поддерживает скорость газового потока на конце отстойника ствола скважины выше определенной критической скорости, которая предотвращает образование застойного столба жидкости на дне ствола скважины.

Существует четыре процесса, которые работают совместно, чтобы позволить текучим средам пластового резервуара добываться на поверхности.

Первым процессом является снижение плотности текучей среды и веса колонны в эксплуатационной насосно-компрессорной колонне, в результате чего перепад давления между пластовым резервуаром и стволом скважины увеличивается.

Второй процесс - это расширение нагнетаемого газа, в результате чего он выталкивает жидкость перед собой, что дополнительно уменьшает вес колонны, одновременно увеличивая перепад давления между газом или нефтяным пластом-коллектором и концом устья скважины в стволе скважины.

Третий процесс - это вытеснение жидких пробок большими пузырьками газа, действующими в качестве поршней. Первый, второй и третий процессы представляют собой способ, с помощью которого скважина разгружается с использованием капиллярного трубопровода, также называемого капиллярной колонной насосно-компрессорных труб.

Четвертый процесс представляет собой поток выше критической скорости, когда скважина входит в поток захваченного тумана, в котором жидкость и твердые частицы увлекаются вместе с газом в виде тумана, капель или частиц. Некоторая часть жидкости образует слой на поверхности периметра эксплуатационной колонный насосно-компрессорных труб, и по мере увеличения скорости этот слой истончается, и большее количество жидкости полностью увлекается с потоком. Кроме того, по мере увеличения скорости количество тумана в потоке уменьшается для данной скорости производства жидкости, и колонна еще больше облегчается.

Например, в четвертом состоянии - состоянии потока тумана, газлифтная система механизированной эксплуатации скважины в скважинах для добычи метана угольного пласта по существу требует минимальной скорости для увлечения капель воды и твердых частиц посредством газа в скважине. Чем глубже скважина, тем выше давление, и тем больше газа требуется для увлечения воды и твердых частиц (т.е. для достижения критической скорости переноса). При использовании глубоких скважин высокого давления только высокопроизводительные газовые скважины могут естественным образом поднимать газ в потоке тумана, и требуется непрерывный газлифт для достижения критического рабочего состояния за пределами потока шлама. Кроме того, в традиционных скважинах CSM с насосами в стволе скважины газ добывается по кольцевому пространству скважины, которое обязательно должно быть большим, что снижает скорость газа. Альтернативой повышению скорости газа при увеличении потока является уменьшение размера кольцевого пространства в скважине, но это может привести к более высоким потерям давления при бурении в глубокой колонне и имеет тенденцию к закупорке. Большие количества газа, измеряемые в стандартных кубических метрах в час, требуются для достижения критической скорости газа, необходимой для подъема жидкости, в более глубоких скважинах, в основном вследствие повышенного давления и, следовательно, плотности газа в скважине, что приводит к снижению скорости при заданном количестве газа.

Принцип работы газлифта в скважине для добычи метана угольного пласта (CSM) заключается в следующем. Если поток скважины ниже критической скорости, дополнительный газ повторно закачивается в колонну скважины, чтобы поддерживать скорость газа в колонне скважины, достаточную для увлечения и добычи воды в колонне насосно-компрессорных труб. Как правило, существует также короткий пусковой этап, необходимый для очистки обсадной колонны скважины и насосно-компрессорных труб от стоячей воды в начале этапа закачки газа, причем этот этап тщательно контролируется для ограничения потока шлама до установления потоков газа выше критической скорости, которая увлекает водяные капельки. Использование небольшой отдельной капиллярной колонны насосно-компрессорных труб для разгрузки скважины дополнительно улучшает систему посредством минимизации начального объема требуемого газа, а также не создает дополнительных нагрузок на пласт в эксплуатационных колоннах насосно-компрессорных труб, поскольку газ вводится в точке, где он действует, чтобы немедленно облегчить колонну. Кроме того, небольшая капиллярная колонна насосно-компрессорных труб не создает заметных препятствий для работы эксплуатационной колонны насосно-компрессорных труб, так как, например, типичный диаметр капиллярной колонны насосно-компрессорных труб может быть меньше 1/2". Известные альтернативы, включая введение газа с поверхности, должны повышать давления в скважине до уровня, достаточного для выброса/подъема жидкости, до тех пор, пока газ не поступит в эксплуатационную колонну насосно-компрессорных труб для облегчения колонны.

На фиг. 1 схематично показана газлифтная система 100 механизированной эксплуатации скважины для добычи метана угольного пласта в соответствии с некоторыми вариантами осуществления настоящего изобретения. При этом система 100 показана в нерабочем состоянии. Система 100 включает в себя центральную колонну 105 насосно-компрессорных труб в стволе 110 скважины, причем колонна 105 имеет конец 115 устья скважины, заканчивающийся на устье 117 скважины, и конец 120 отстойника. Вокруг центральной колонны 105 насосно-компрессорных труб между концом 115 устья скважины и концом 120 отстойника проходит кольцевое затрубное пространство 125. Резервуары для хранения сжатого газа включены в состав контейнера 130 для хранения сжатого природного газа (СПГ) и соединены с кольцевым затрубным пространством 125 скважины через трубопровод 135 для газлифтного газа. Роторно-лопастной газовый компрессор 140 также соединяется с газлифтным трубопроводом.

Выкидной трубопровод 145 соединяет устье 117 скважины с входом компрессора 140. В выкидном трубопроводе 145 установлен автоматически управляемый дроссель 150 эксплуатационной скважины.

В выкидном трубопроводе 145 также установлен двухфазный сепаратор 155, который разделяет протекающие в выкидном трубопроводе 145 воду и газ.

Специалистам в данной области техники должно быть понятно, что компоненты системы 100, как правило, входят в станцию 160 сбора газа газового месторождения, которая обслуживает множество стволов скважин, включая ствол 110 скважины. Например, параллельно к выкидному трубопроводу 145 могут быть подключены дополнительные выкидные трубопроводы 165, проходящие от других стволов скважин (не показаны). Аналогичным образом, к другим стволам скважины могут проходить дополнительные газлифтные трубопроводы 170, соединенные параллельно с газлифтным трубопроводом 135.

Кроме того, между компрессором 140 и сепаратором 155 может быть установлен клапан 175 регулирования давления. Кроме того, на газлифтном трубопроводе 135 между компрессором 140 и концом 115 устья скважины может быть установлен газодожимной компрессор 180. В трубопроводе для газлифтного газа рядом с концом 115 устья скважины может быть установлен клапан 185 головки обсадной колонны.

Как показано на фиг. 1, в нерабочем состоянии ствол 110 скважины, насосно-компрессорная труба 105 и кольцевое затрубное пространство 125 заполнены стоячей водой. Вода проходит к концу 120 отстойника скважины, примыкающему к угольному пласту 190. Поэтому, чтобы начать извлечение метана угольного пласта из угольного пласта 190, сначала необходимо извлечь воду из ствола 110 скважины.

На фиг. 1 в различных местах системы 100 показаны значения давления в единицах манометрического давления в барах. Показания 0 бар избыточного давления в большинстве точек на полевой станции 160 сбора и на конце 115 устья скважины в стволе 110 скважины отражают тот факт, что показанная на фиг. 1 система 100 находится в нерабочем состоянии и еще не начала работать для извлечения воды из ствола 110 скважины. В угольном пласте 190 показано давление 15 бар, а в резервуарах для хранения контейнера 130 для хранения сжатого природного газа поддерживается избыточное давление в 350 бар.

На фиг. 2 система 100 показана в начальном рабочем состоянии.

Как показано на фиг. 2 с помощью проиллюстрированных уровней давления, резервуар контейнера 130 для хранения сжатого природного газа частично создает избыточного давление газа в газлифтном трубопроводе 135 до примерно 15 бар, при этом клапан 185 головки обсадной колонны частично открыт. Таким образом, газ из газлифтного трубопровода 135 нагнетает воду в кольцевое затрубное пространство 125 в направлении вниз, что, в свою очередь, по насосно-компрессорной колонне 105 направляет воду вверх. Граница 200 раздела сред газ/вода постепенно перемещается вниз к концу 120 отстойника ствола 110 скважины и в качестве дополнительного газа нагнетается в конец 115 устья скважины кольцевого затрубного пространства 125.

Давление в обсадной колонне в верхней части кольцевого затрубного пространства 125 продолжает расти, например, до 10 бар избыточного давления, поскольку вода в кольцевом затрубном пространстве 125 вытесняется газом. Однако в двухфазном сепараторе 155 поддерживается только номинальное противодавление, поскольку из угольного пласта 190 еще не добывается газ или вода.

Вода, вытесненная из ствола 110 скважины, протекает через выкидной трубопровод 145 в двухфазный сепаратор 155. Следует отметить, что для типичной скважины количество газа, необходимое для протекания воды из кольцевого затрубного пространства 125 и колонны 105 насосно-компрессорных труб, может составлять порядка 2000 литров или 30 кг газа, что, как правило, составляет лишь очень небольшую долю газа, хранящегося в контейнере 130, обеспечивая практическую реализацию хранилища в полевых условиях.

На фиг. 3 система 100 показана в дополнительном начальном рабочем состоянии.

Теперь поверхность 300 раздела газ/вода перешла от конца 120 отстойника ствола 110 скважины ближе к верху колонны 105 насосно-компрессорных труб. Когда вода в колонне 105 вытесняется в сепаратор 155, противодавление в устье 117 скважины увеличивается из-за давления в головке обсадной колонны. Когда кольцевое затрубное пространство 125 полностью заполнено газом, давление в головке обсадной колонны является действительным показателем давления забойного отверстия на конце 120 отстойника кольцевого затрубного пространства 125.

Затем в автоматическом дросселе 150 эксплуатационной скважины используется контур управления с пропорционально-интегрально-дифференциальным регулированием (ПИД) для поддержания постоянного забойного давления, которое гарантирует, что из угольного пласта 190 еще не добывается газ или вода. Кроме того, сепаратор 155 показан предварительно заряженным, например, до 5 бар избыточного давления.

На фиг. 4 система 100 показана после завершения обезвоживания ствола 110 скважины и непосредственно перед работой в установившемся рабочем режиме.

Газ из контейнера 130 больше не используется и, скорее, циркулирует через выкидной трубопровод 145 и газлифтный трубопровод 135 с использованием газодожимного компрессора 180. Противодавление на устье 117 скважины установлено для поддержания желаемого давления в забое скважины, например, около 14 бар избыточного давления, которое позволяет воде и газу протекать из угольного пласта 190 в кольцевое затрубное пространство 125 и колонну 105 насосно-компрессорных труб на конце 120 отстойника ствола 110 скважины.

Дроссель 150 эксплуатационной скважины поддерживает постоянное давление в головке обсадной колонны, которое по существу равно давлению в напорном трубопроводе забоя скважины. Давление в двухфазном сепараторе 155 возросло до 10 бар избыточного давления, и для удаления избыточного газа из системы 100 используется газовая факельная установка (не показана).

Дроссель 150 выкидного трубопровода и клапан 185 головки обсадной колонны работают в тандеме для достижения вышеописанного установившегося режима работы. Дроссель 150 эксплуатационной скважины изменяет поток через выкидной трубопровод 145 для управления давлением в обсадной колонне скважины (т.е. давлением в колонне 105 насосно-компрессорных труб и кольцевом затрубном пространстве 125, причем это давление обычно является постоянным от конца 115 устья скважины до конца 120 отстойника в устойчивом состоянии режима работы системы 100). Забойное давление на конце 120 отстойника определяет скорость десорбции/добычи газа из угольного пласта 190. Это основывается на положении на изотермах десорбции, в результате чего, если давление сбалансировано на точке насыщения изотермы, добыча от угольного пласта 190 равна нулю.

Если давление в забое скважины установлено таким образом, чтобы создавать низкие или нулевые условия добычи, поток газа в колонне 105 насосно-компрессорных труб упадет ниже критических скоростей потока для газлифта воды. В таких обстоятельствах в газлифтный трубопровод 135 вводится дополнительный газ. Дополнительный газ может первоначально подаваться из контейнера 130 для хранения

сжатого природного газа, но при непрерывном использовании газ циркулирует через выкидной трубопровод 145 и газлифтный трубопровод 135, используя газодожимной компрессор 180, при этом не требуется подача газа из контейнера 130. Дополнительный газ проходит через клапан 185 головки обсадной колонны, чтобы поддерживать минимальную критическую скорость.

Минимальная критическая скорость для потока увлечения рассчитывается с использованием известных в этой отрасли промышленности формул, которые являются функцией поверхностного натяжения жидкости, плотности жидкости и плотности газа. Поверхностное натяжение жидкости и плотность воды по существу остаются постоянными, и, таким образом, могут быть сделаны соответствующие вычисления с использованием забойного давления скважины и температуры для определения оставшейся переменной плотности газа. Температура остается по существу постоянной, и, следовательно, давление в забое скважины может использоваться вместе с внутренним диаметром колонны 105 насосно-компрессорных труб для вычисления требуемой скорости потока для достижения критической скорости в колонне 105 насосно-компрессорных труб. Дроссель 150 эксплуатационной скважины автоматически закрывается в ответ на дополнительный поток газа, чтобы поддерживать как давление в обсадной колонне скважины, так и требуемую производительность добычи. Для регулирования критической скорости можно использовать эмпирический коэффициент производительности добычи воды.

Например, на глубине 200 м при внутреннем диаметре 1 1/4" в колонне 105 насосно-компрессорных труб требуется приблизительно 200 SCMH (стандартных кубических метров в час) для эффективного увлечения потока воды с давлением в забое скважины, равным 1500 кПа и, таким образом, создания критической скорости переноса для увлечения потока воды. Эта низкая критическая скорость/расход потока означает, что после протекания в течение большей части срока службы ствола 110 скважины не требуется циркуляция газлифта (и, следовательно, не требуется электрическая энергия для сжатия). Кроме того, когда давление в забое скважины на конце 120 отстойника уменьшается вместе с уменьшением срока эксплуатации скважин CSM, скорости увлечения потока достигаются при более низких скоростях потока SCMH. Этот эффект может быть полезен, потому что для большей части срока службы скважины, если выбрана колонна 105 насосно-компрессорных труб соответствующего диаметра, то критические скорости потока достигаются с использованием только добычи газа и не требуется энергия рециркуляции газа, т.е. не требуется энергия накачки, а угольный пласт обеспечивает энергию для подъема воды. Таким образом, система 100 может быть более энергоэффективной, чем традиционные забойные насосы скважины, которые потребляют энергию и работают в течение всего срока службы скважины.

Кроме того, в соответствии с некоторыми вариантами осуществления изобретения, при модернизации газлифтной системы 100 механизированной эксплуатации существующей скважины традиционно используемый насос извлекается и внутри может быть установлена эксплуатационная колонна 105 насосно-компрессорных труб такого размера, который обеспечивает газлифт в ожидаемых условиях потока внутри существующей колонны насосно-компрессорных труб.

В соответствии с некоторыми вариантами осуществления изобретения, на конце 120 отстойника колонны 105 насосно-компрессорных труб устанавливается всасывающий клапан /обратный клапан 400. Клапан 400 может использоваться для того, чтобы колонна 105 насосно-компрессорных труб могла оставаться свободной от воды/ила, когда ствол 110 скважины запирается посредством поддержания давления в колонне 105 насосно-компрессорных труб, которое превышает давление в кольцевом затрубном пространстве 125.

На фиг. 5 система 100 показана во время работы в установившемся рабочем режиме.

Во время работы в установившемся режиме скорость газа, протекающего по колонне 105 насосно-компрессорных труб, выше критической скорости, что позволяет потоку газа эффективно увлекать воду. Компрессор 140 сжимает газ, который выходит из сепаратора 155, примерно до 8 бар избыточного давления, прежде чем газ будет впрыскиваться распределительный узел компрессии газа (не показан) с выходного отверстия 500 станции 160 сбора газовых месторождений.

Во время работы в установившемся режиме уровень газлифтной системы механизированной эксплуатации скважины, обеспечиваемый в стволе 110 скважины, может варьироваться посредством регулирования клапана 185 головки обсадной колонны и скорости компрессора 140, чтобы поддерживать критическую скорость потока в колонне 105 насосно-компрессорных труб. Внутренний диаметр колонны 105 насосно-компрессорных труб может быть подобран по размеру в зависимости от производительности добычи скважины, гарантируя, что минимальная или никакая дополнительная рециркуляция газа не потребуется до тех пор, пока добыча скважины не будет преднамеренно уменьшена. Возможность снижения добычи газа из скважины CSM путем изменения забойного давления при одновременном поддержании газлифта воды с повышенной рециркуляцией обеспечивает эффективный контроль добычи газа из скважины. Скважина не будет загружаться водой, и газ может добываться в соответствии с потребностями и сохраняться на месторождении для последующей добычи.

В качестве альтернативы, газлифтная система механизированной эксплуатации скважины может использоваться для увеличения давления в забое скважины на конце 120 отстойника ствола 110 скважины до точки выше запорного давления забоя скважины перед закрытием в стволе 110 скважины для ограничения проникновения воды.

В том случае, если требуется обследование на стволе 110 скважины, для повторного входа в ствол 110 скважины и проведения работ в забое скважины, включая ремонт и техническое обслуживание, может быть использован катушечный насосно-компрессорный агрегат буровой установки (CTU) (не показан). В некоторых вариантах осуществления изобретения, как показано на фиг. 5, регулируемый капиллярный трубопровод 510, который может использоваться при работе, может постоянно оставаться в скважине, в которой он проходит вниз по колонне 105 насосно-компрессорных труб или кольцевому пространству 125 до отстойника. Регулируемый капиллярный трубопровод 510 периодически выдает импульсы жидкостью и/или газом, например, через капиллярный клапан 515, соединенный с газлифтным трубопроводом 135 и с капиллярным трубопроводом 510, для вымывания отстойника. Такое вымывание газлифтной системы 100 механизированной эксплуатации скважины может быть эффективным для периодического удаления твердых частиц из отстойника с увлекаемым газлифтным потоком.

Кроме того, поскольку твердые частицы обычно легче захватываются и поднимаются с водой, в сухой скважине чистая вода может рециркулировать вниз по кольцевому пространству 125 системы 100, чтобы обеспечивать воду для подъема твердых частиц во время процесса газлифта механизированной эксплуатации скважины. Вода также может подаваться через капиллярный трубопровод 510 либо в виде чистой воды, либо в сочетании с газом. Добавление воды для извлечения твердых частиц также может снижать эрозионный характер образующихся в скважине твердых частиц.

На фиг. 6 показан крупным планом ствол 110 скважины, конец 120 отстойника которого снабжен пакером 600.

Пакер 600 отделяет кольцевое затрубное пространство 125 от ствола скважины (т.е. от сторон ствола 110 скважины) с помощью одного или нескольких отверстий 610 для нагнетания газа, позволяя закачивать газ в различных точках в колонне 105 насосно-компрессорных труб. Каждое из показанных на фиг. 6 отверстий 610 - верхнее и нижнее - для впрыска газа может состоять из множества отверстий и может иметь разные размеры для обеспечения повышенной производительности по добыче газа и обезвоживанию.

Последовательность операций управляющей подсистемы 700, используемой для управления положением клапана 185 головки обсадной колонны газлифтной системы 100 механизированной эксплуатации скважины показана на фиг. 7.

На этапе 705 вычисляется критический газлифтный поток заданного значения на основании следующих входных данных: рабочего давления, измеренного в кольцевом затрубном пространстве 125; диаметра колонны 105 насосно-компрессорных труб; и эмпирического коэффициента добычи воды. Заданное значение расхода потока затем вводится в алгоритм 710 управления с пропорционально-интегрально-дифференциальным регулированием (ПИД), который использует измеренную скорость потока в выкидном трубопроводе 145 для вывода переменной управления клапаном. На этапе 715 управляющая переменная затем преобразуется в положение клапана 185 головки обсадной колонны.

Последовательность операций подсистемы 800 управления, используемой для управления положением дросселя 150 выкидного трубопровода системы 100 газлифта механизированной эксплуатации скважины, показана на фиг. 8.

На этапе 805 желаемое заданное значение давления в забое скважины вычисляется с использованием следующих входных данных: запрошенная скорость потока при добыче газа; текущая позиция насыщения на соответствующей изотерме; изотерма добычи; и максимально допустимый перепад давления пласта от насыщения на изотерме добычи. Заданное значение давления затем вводится в алгоритм управления с пропорционально-интегрально-дифференциальным регулированием (ПИД) на этапе 810, который использует измеренное рабочее давление добычи в кольцевом затрубном пространстве 125 для вывода переменной управления дросселем. На этапе 815 переменная управления дросселем затем преобразуется в положение дросселя 150 выкидного трубопровода.

Последовательность операций подсистемы 900 управления, используемой для управления скоростью газодожимного компрессора 180 системы 100 газлифта механизированной эксплуатации скважины показана на фиг. 9.

На этапе 905 желаемое давление нагнетания газодожимного компрессора, которое обычно является желаемым давлением в кольцевом затрубном пространстве 125 плюс корректирующее значение, используется для определения заданного значения давления. Заданное значение давления затем вводится в алгоритм управления с пропорционально-интегрально-дифференциальным регулированием (ПИД) на этапе 910, который использует измеренное давление трубопровода 135 для газлифтного газа для вывода переменной управления скоростью. На этапе 915 переменная управления скоростью затем преобразуется в скорость газодожимного компрессора 180.

На фиг. 10 показана система 1000 механизированной эксплуатации скважины, в которой внутри колонны 105 насосно-компрессорных труб установлена дополнительная колонна насосно-компрессорных труб в виде капиллярной колонны 1010 насосно-компрессорных труб, используемая для подъема воды и газа из ствола 110 скважины согласно альтернативному варианту осуществления изобретения. В отличие от системы 100, показанной на фиг. 5, в системе 1000 капиллярная колонна 1010 насосно-компрессорных труб напрямую присоединена к двухфазному сепаратору 1020. Это позволяет капиллярной колонне 1010

насосно-компрессорных труб также вытягивать газ и воду из концевой части 120 отстойника ствола 110 скважины.

В настоящем описании капиллярная колонна 1010 насосно-компрессорных труб представлена как колонна, которая относительно меньше, чем колонна 105, так что она образует кольцевое затрубное пространство между наружным диаметром капиллярной колонны 1010 насосно-компрессорных труб и внутренним диаметром колонны 105 насосно-компрессорных труб. Например, в типичном применении капиллярная колонна 1010 насосно-компрессорных труб может иметь внутренний диаметр от 10 до 30 мм, а колонна 105 насосно-компрессорных труб может иметь внутренний диаметр от 50 до 70 мм, однако специалисты в данной области должны понимать, что также могут быть использованы и различные другие относительные размеры.

Управление скоростью потока газа в капиллярной колонне 1010 насосно-компрессорных труб, измеряемой двухфазным расходомером 1025, поддерживается путем регулирования клапана 1030 противодавления сепаратора. В условиях, когда производительность добычи в стволе 110 скважины является достаточной для достижения критического потока в капиллярной колонне 1010 насосно-компрессорных труб, капиллярная колонна 1010 насосно-компрессорных труб будет увлекать воду и частицы и транспортировать их из ствола 110 скважины в сепаратор 1020.

Кроме того, в условиях, когда производительность добычи в стволе 110 скважины является недостаточной для достижения критического расхода потока в капиллярной колонне 1010 насосно-компрессорных труб, в колонну 105 насосно-компрессорных труб (т.е. в кольцевое затрубное пространство вокруг капиллярной колонны 1010 насосно-компрессорных труб) может нагнетаться дополнительный газ, используя установленный на поверхности газлифтный клапан 1035, для достижения критической скорости в капиллярной колонне 1010 насосно-компрессорных труб, которая увлекает воду и частицы и транспортирует их в сепаратор 1020.

Например, в системе по фиг. 10 при нормальном режиме работы давление в забое скважины и, следовательно, производительность добычи газа устанавливаются и регулируются дроссельным клапаном 1040 скважины. Желаемая скорость потока для поддержания критического газлифтного потока в капиллярной колонне 1010 насосно-компрессорных труб одновременно поддерживается путем изменения давления в сепараторе 1020 с использованием клапана 1030 обратного давления, при этом газлифтный клапан 1035 закрывается, поскольку дополнительный газлифтный газ не требуется. Если желаемая производительность добычи газа из скважины будет ниже, чем та, которая требуется для поддержания газлифта в капиллярной колонне 1010 насосно-компрессорных труб, то дроссельный клапан 1040 скважины закрывается или переводится в положение минимальной подачи. Затем через газлифтный клапан 1035 подается дополнительный газ для поддержания желаемой критической скорости газлифтного потока в капиллярной колонне 1010 насосно-компрессорных труб, при этом давление в забое скважины на конце 120 отстойника регулируется путем изменения давления в сепараторе 1020 с использованием обратного клапана 1030. Расход газлифтного потока может быть измерен двухфазным расходомером 1025 или может быть оценен альтернативным способом, таким как дифференциальный расчет между давлением в забое скважины и давлением в сепараторе 1020.

На фиг. 11-13 упрощенно показаны системы газлифта механизированной эксплуатации скважины для использования в различных областях, включая нефтяные скважины, скважины для добычи природного газа, скважины для добычи сланцевого газа и скважины для добычи метана угольных пластов, в соответствии с альтернативными вариантами осуществления изобретения.

На фиг. 11 показана система 1100, включающая в себя ствол 1110 скважины, центральную колонну 1115 насосно-компрессорных труб и капиллярную колонну 1120 насосно-компрессорных труб, проходящую к нефтяному месторождению 1125. Например, капиллярная колонна 1120 насосно-компрессорных труб может быть колонной насосно-компрессорных труб из нержавеющей стали размером 1/2".

Во время процесса разгрузки, например, когда в стволе 1110 скважины присутствует значительное количество песка или других твердых частиц, газ высокого давления, который представляет собой газ под давлением выше высокого давления в забое загруженной скважины плюс некоторое дополнительное давление, которое необходимо принимать с учетом потери потока капиллярной колонны 1120 насосно-компрессорных труб, выпускаемого из хранилища 1130 сжатого газа (например, аналогичного описанному выше контейнеру 130 для хранения сжатого природного газа) через клапан 1135 в капиллярную колонну 1120 насосно-компрессорных труб. Давление в капиллярной колонне 1120 насосно-компрессорных труб открывает клапан 1140, активируемый давлением в конце 1145 отстойника ствола 1110 скважины. Газ высокого давления вымывает песок/твердые частицы и поднимает их по стволу 1110 скважины, тем самым достигая разгрузки этого ствола 1110. Использование отдельной капиллярной колонны 1120 насосно-компрессорных труб высокого давления для разгрузки позволяет спроектировать газлифтный компрессор механизированной эксплуатации скважины (AL) для достижения очень низких давлений в устье скважины, потенциально ниже атмосферного, обеспечивая тем самым способность достигать низкого давления в забое скважины при максимальном увеличении добычи и устранении проблем, обычно связанных с дополнительным напором, требуемым при газоподъемных операциях для

жидкостей. Кроме того, низкая скорость потока газа, требуемая для разгрузки скважины с использованием капиллярной колонны 1120 насосно-компрессорных труб, приводит только к минимальному падению давления в капиллярной колонне 1120 насосно-компрессорных труб во время разгрузки.

Расход потока (например, кг/час) для достижения подъема газа из ствола 1110 скважины может быть установлен таким образом, чтобы минимизировать давление потока в забое скважины (FBHP).

Во время установившегося рабочего режима системы 1100 газовый компрессор 1147 направляет газ низкого давления, который должен находиться только при давлении выше пониженного давления в забое скважины разгруженной скважины плюс некоторое дополнительное давление, чтобы учесть низкие потери потока кольцевого пространства 1155 через расходомер 1150 и клапан 1152 головки обсадной колонны в кольцевое пространство 1155 на конце 1157 устья скважины ствола 1110 скважины. Использование кольцевого пространства 1155 в отличие от капиллярной колонны 1120 насосно-компрессорных труб в установившемся рабочем режиме сводит к минимуму потребность в сжатии.

Производимый поток (включая твердые частицы, жидкость и газ) из ствола 1110 скважины протекает через выкидной трубопровод 1160 к вторичному дросселю 1163 эксплуатационной скважины, а затем к трехфазному сепаратору 1165. Вторичный дроссель 1163 эксплуатационной скважины позволяет выравнивать давление газа от скважины, а также способствует запуску при разгрузке скважины под высоким давлением путем регулирования потока шлама. Твердые частицы, которые отделяются в трехфазном сепараторе 1165, направляются в блок 1167 обработки твердых частиц. Жидкости, которые отделяются в трехфазном сепараторе 1165, направляются в насос 1170, а затем в трубопровод 1173 для добычи жидкости. Газ, который отделяется в трехфазном сепараторе 1165, направляется обратно к газовому компрессору 1147.

Избыточный газ из компрессора 1147, который представляет собой газ, который не протекает через клапан 1152 головки обсадной колонны, поступает в расходомер 1175 и в первичный дроссель 1177 эксплуатационной скважины перед входом в выкидной трубопровод 1180 добычи газа. Первичный дроссель 1177 эксплуатационной скважины регулирует давление в трехфазном сепараторе 1165.

Кроме того, во время установившегося рабочего режима системы 1100, или когда скважина загружается только водой, клапан 1135 разгрузки скважины может быть слегка открыт, чтобы позволить подачу газа среднего давления, который представляет собой газ под давлением выше сниженного забойного давления в скважине плюс некоторое дополнительное давление вследствие напора стоячей жидкости и потерь при протекании капиллярной колонны 1120 насосно-компрессорных труб вследствие утечки в центральную колонну 1115 насосно-компрессорных труб через разгрузочное отверстие 1183 в капиллярной колонне 1120 насосно-компрессорных труб. Скорость потока газа может быть установлена для минимизации потери потока в капиллярной колонне 1120 насосно-компрессорных труб, что позволяет использовать давление капиллярного впрыска для измерения уровня жидкости дифференциальным способом по сравнению с давлением в головке обсадной колонны, которое также учитывает низкие потери потока.

Некоторое количество избыточного газа из компрессора 1147 также может быть отведено в газовый усилитель 1185, где он используется для перезарядки хранилища 1130 газа.

На фиг. 12 показана система 1200, которая является вариантом описанной выше системы 1100. В этом варианте осуществления изобретения вместо рециркуляции газа из газового компрессора 1147 через клапан 1152 обсадной колонны в кольцевое затрубное пространство 1155 весь газ из компрессора 1147 протекает либо в выкидной трубопровод 1180 добычи газа, либо в газовый усилитель 1185.

На фиг. 13 показана система 1300, которая является другим вариантом описанных выше систем 1100 и 1200. В системе 1300, когда давление газа в выкидном трубопроводе 1160 является достаточным, и вследствие значительной добычи газа в стволе 1110 скважины, газовый компрессор 1147 может быть удален из системы 1200 или перемещен в оборудование, расположенное ниже по потоку. Таким образом, в системе 1300 газ, который отделяется в трехфазном сепараторе 1165, протекает непосредственно либо к усилителю 1185 газа, либо к выкидному трубопроводу 1180 добычи газа.

На фиг. 14 показан конец отстойника капиллярной колонны 1120 насосно-компрессорных труб. Разгрузочное отверстие 1183 включает в себя выпускное отверстие 1405, которое осуществляет вентиляцию через центральную колонну 1115 насосно-компрессорных труб. Промывочный клапан 1140, активизируемый с помощью давления, может приводиться в действие, например, с использованием спиральной пружины 1410, которая смещается в закрытое положение, при этом клапан 1140 открывается при заданном давлении. Способ разгрузки при более высоком давлении и более высоком потоке в капиллярной колонне 1120 насосно-компрессорных труб обеспечивает промывку отстойника, позволяя извлекать твердые частицы. Это устраняет необходимость в традиционных ремонтах скважин для разгрузки твердых частиц из отстойника скважины, которые в противном случае могут достигать уровней, препятствующих работе эксплуатационной колонны насосно-компрессорных труб.

Приведенное выше описание различных вариантов осуществления изобретения рассчитано на специалистов в данной области техники и не является исчерпывающим или ограничивающим изобретение одним раскрытым вариантом его осуществления. Специалистам в данной области техники будут очевидны многочисленные альтернативы и варианты осуществления изобретения. Соответственно, хотя неко-

торые варианты осуществления изобретения были обсуждены конкретно, специалистам в данной области техники будут очевидны или относительно легко разработаны другие варианты.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система с использованием газлифта при механизированной эксплуатации скважины, содержащая

центральную колонну насосно-компрессорных труб, расположенную в стволе скважины и имеющую конец устья скважины и конец отстойника скважины;

кольцевое затрубное пространство, которое проходит вокруг центральной колонны насосно-компрессорных труб между концом устья скважины и концом отстойника скважины;

источник сжатого газа;

газлифтный газопровод, соединяющий источник сжатого газа со стволом скважины;

газовый компрессор, имеющий вход и выход, причем выход соединен с кольцевым затрубным пространством;

выкидной трубопровод, соединенный с концом устья скважины центральной колонны насосно-компрессорных труб;

автоматически управляемый дроссель эксплуатационной скважины в выкидном трубопроводе; и

дополнительную колонну насосно-компрессорных труб, вставленную вниз по центральной колонне насосно-компрессорных труб для подачи газа для начальной разгрузки скважины.

2. Система по п.1, в которой источник сжатого газа представляет собой резервуар для хранения сжатого газа.

3. Система по п.1, дополнительно содержащая двух- или трехфазный сепаратор, установленный в выкидном трубопроводе.

4. Система по п.3, дополнительно содержащая клапан обратного давления сепаратора в выкидном трубопроводе для управления давлением сепаратора.

5. Система по п.1, дополнительно содержащая газодожимной компрессор, установленный в газлифтном газопроводе.

6. Система по п.1, дополнительно содержащая множество стволов скважин, соединенных параллельно как с выкидным трубопроводом, так и с газлифтным газопроводом.

7. Система по п.1, в которой автоматически управляемый дроссель эксплуатационной скважины содержит регулирующий клапан.

8. Система по п.1, в которой автоматически управляемый дроссель эксплуатационной скважины содержит регулирующий клапан и расходомер.

9. Система по п.1, дополнительно содержащая клапан головки обсадной колонны, установленный в газлифтном газопроводе между резервуаром для хранения сжатого газа и кольцевым затрубным пространством.

10. Система по п.9, в которой клапан головки обсадной колонны выполнен с возможностью автоматического управления.

11. Система по п.10, в которой дроссель эксплуатационной скважины и клапан головки обсадной колонны автоматически регулируются в тандеме контроллером, выполненным с возможностью регулирования потока в колонне насосно-компрессорных труб таким образом, чтобы поддерживать критическую скорость газа через колонну насосно-компрессорных труб и желаемое рабочее давление добычи.

12. Система по п.1, дополнительно содержащая пакер, прилегающий к центральной колонне насосно-компрессорных труб в стволе скважины, причем через пакер проходят каналы для газа выбранного размера.

13. Система по п.1, в которой центральная колонна насосно-компрессорных труб проходит в отстойник ниже пересечения вертикальной скважины и горизонтальной скважины.

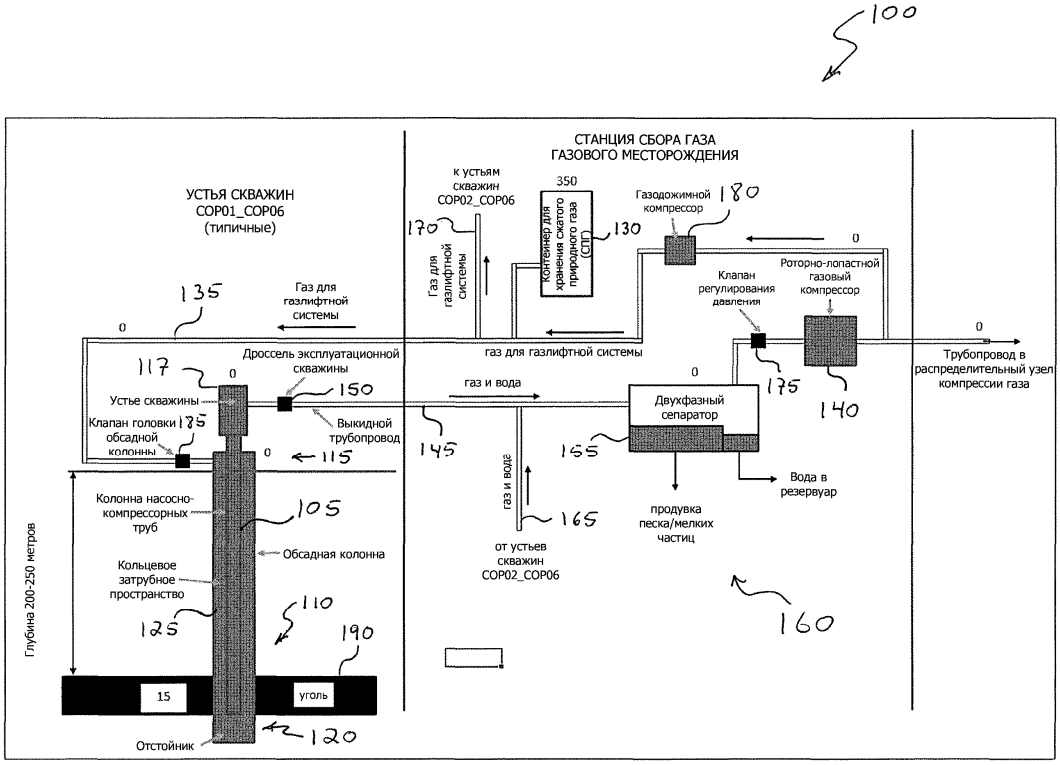
14. Система по п.1, в которой дополнительная колонна насосно-компрессорных труб вставлена вниз по центральной колонне насосно-компрессорных труб в отстойник, обеспечивая вымывание твердых частиц в отстойнике.

15. Система по п.1, в которой дополнительная колонна насосно-компрессорных труб представляет собой капиллярную колонну насосно-компрессорных труб.

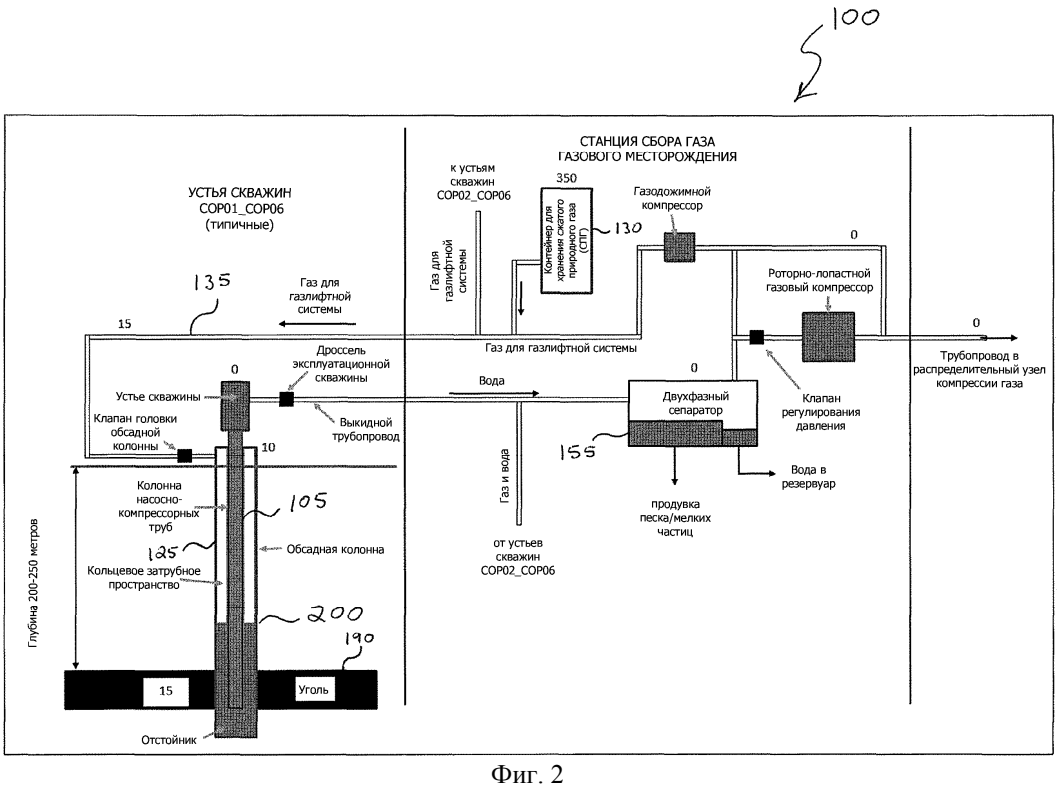
16. Система по п.1, в которой дополнительная колонна насосно-компрессорных труб установлена в центральной колонне насосно-компрессорных труб, образуя отдельную газлифтную трубу.

17. Система по п.1, в которой автоматически управляемый дроссель эксплуатационной скважины представляет собой первичный дроссель эксплуатационной скважины или вторичный дроссель эксплуатационной скважины.

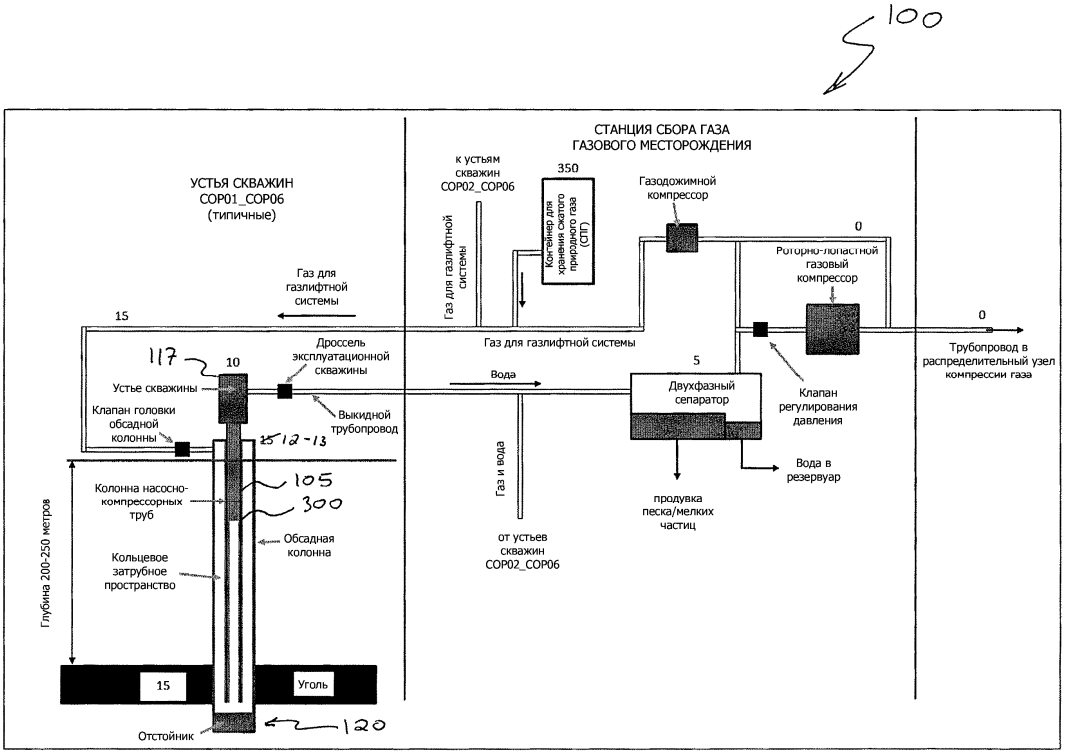
18. Система по п.1, в которой дополнительная колонна насосно-компрессорных труб содержит разгрузочное отверстие и промывочный клапан, выполненный с возможностью приведения в действие с помощью давления, на удаленном конце дополнительной колонны насосно-компрессорных труб.


100
СТАНЦИЯ СБОРА ГАЗА
ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
УСТЬЯ СКВАЖИН
COP01_COP06
(типичные)
к устьям скважин COP02_COP06
350
Газодожимной компрессор
180
170
Газ для газлифтной системы
Контейнер для хранения сжатого природного газа (СПГ)
130
Роторно-лопастной газовый компрессор
Клапан регулирования давления
135
Газ для газлифтной системы
Дроссель эксплуатационной скважины
117
150
Устье скважины
Клапан головки обсадной колонны
185
Выкидной трубопровод
115
газ для газлифтной системы
газ и вода
Двухфазный сепаратор
145
155
Вода в резервуар
175
140
Трубопровод в распределительный узел компрессии газа
Колонна насосно-компрессорных труб
105
Обсадная колонна
Кольцевое затрубное пространство
125
110
190
Глубина 200-250 метров
15
уголь
Отстойник
120
газ и вода
165
от устьев скважин COP02_COP06
продувка песка/мелких частиц
160

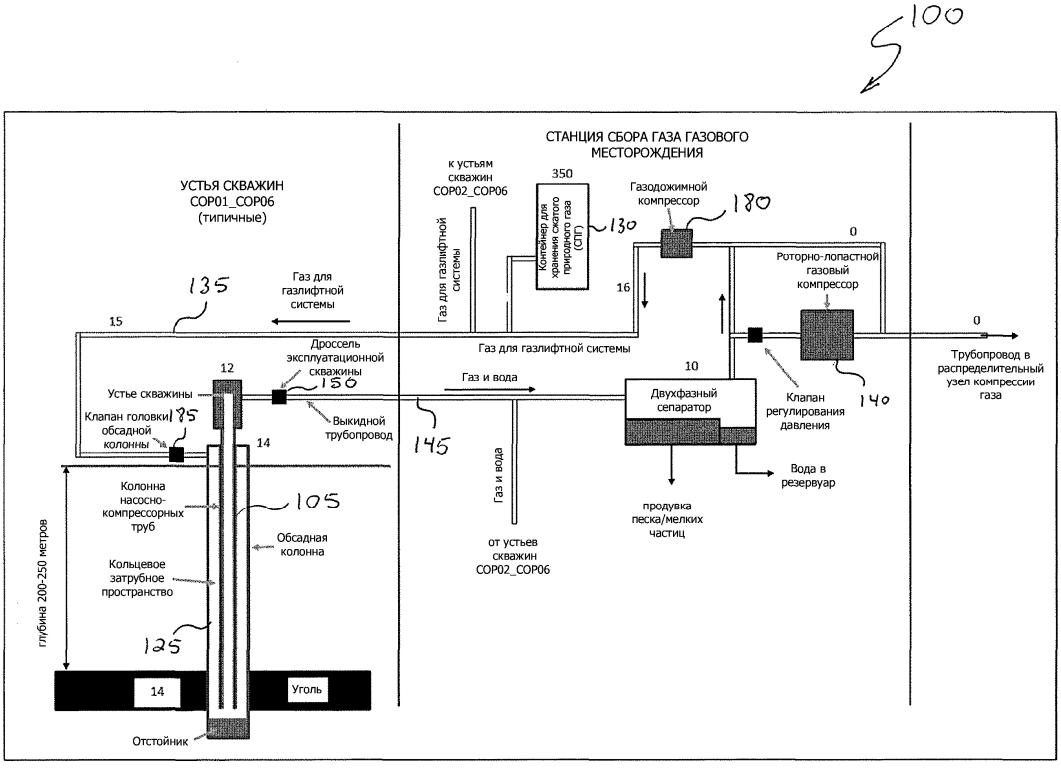
Фиг. 1


100
СТАНЦИЯ СБОРА ГАЗА
ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
УСТЬЯ СКВАЖИН
COP01_COP06
(типичные)
к устьям скважин COP02_COP06
350
Газодожимной компрессор
Газ для газлифтной системы
Контейнер для хранения сжатого природного газа (СПГ)
130
Роторно-лопастной газовый компрессор
135
Газ для газлифтной системы
15
Дроссель эксплуатационной скважины
Газ для газлифтной системы
Вода
Трубопровод в распределительный узел компрессии газа
Устье скважины
Двухфазный сепаратор
Клапан регулирования давления
Клапан головки обсадной колонны
Выкидной трубопровод
10
155
Вода в резервуар
Газ и вода
Колонна насосно-компрессорных труб
105
продувка песка/мелких частиц
Обсадная колонна
125
Кольцевое затрубное пространство
200
190
Глубина 200-250 метров
15
Уголь
Отстойник
от устьев скважин COP02_COP06

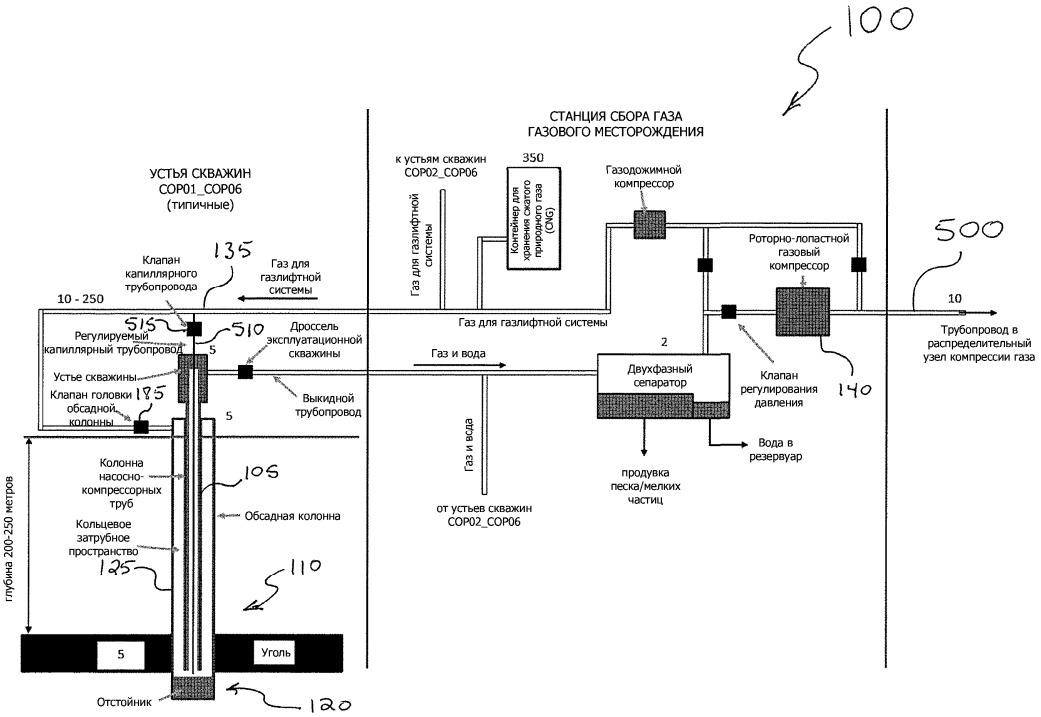
Фиг. 2


100
УСТЬЯ СКВАЖИН
COP01_COP06
(типичные)
СТАНЦИЯ СБОРА ГАЗА
ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
к устьям скважин COP02_COP06
350
Контейнер для хранения сжатого природного газа (СПГ)
Газодожимной компрессор
Роторно-лопастной газовый компрессор
Газ для газлифтной системы
Газ для газлифтной системы
Газ для газлифтной системы
Трубопровод в распределительный узел компрессии газа
117
10
Устье скважины
Дроссель эксплуатационной скважины
Вода
Двухфазный сепаратор
Клапан регулирования давления
Клапан головки обсадной колонны
Выкидной трубопровод
512-13
Газ и вода
Вода в резервуар
105
Колонна насосно-компрессорных труб
300
Обсадная колонна
продувка песка/мелких частиц
Кольцевое затрубное пространство
от устьев скважин COP02_COP06
Глубина 200-250 метров
15
Уголь
Отстойник
120

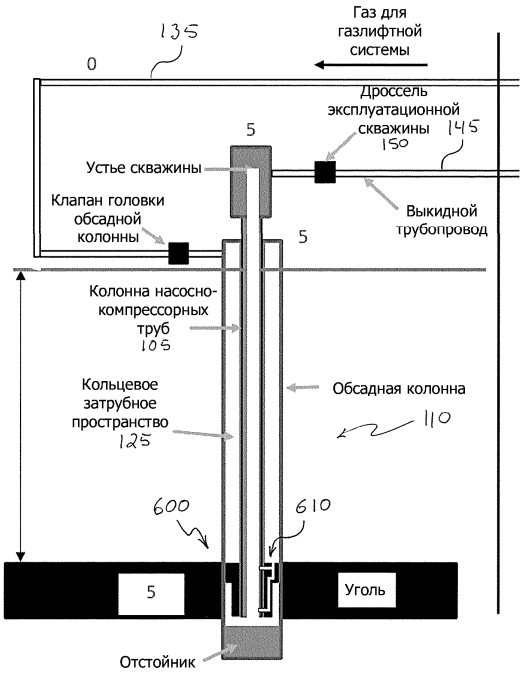
Фиг. 3


100
УСТЬЯ СКВАЖИН
COP01_COP06
(типичные)
СТАНЦИЯ СБОРА ГАЗА ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
к устьям скважин COP02_COP06
350
Контейнер для хранения сжатого природного газа (СПГ)
130
Газодожимной компрессор
180
Роторно-лопастной газовый компрессор
Газ для газлифтной системы
Газ для газлифтной системы
Газ для газлифтной системы
Трубопровод в распределительный узел компрессии газа
135
Дроссель эксплуатационной скважины
12
Устье скважины
150
Газ и вода
Двухфазный сепаратор
Клапан регулирования давления
140
Клапан головки обсадной колонны
185
Выкидной трубопровод
145
Газ и вода
Вода в резервуар
14
Колонна насосно-компрессорных труб
105
Обсадная колонна
продувка песка/мелких частиц
Кольцевое затрубное пространство
от устьев скважин COP02_COP06
125
Глубина 200-250 метров
14
Уголь
Отстойник

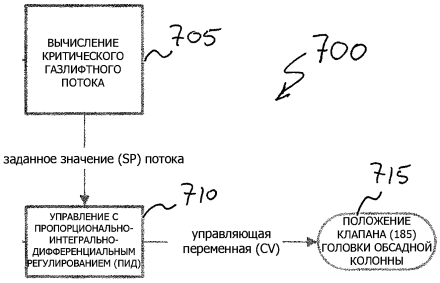
Фиг. 4



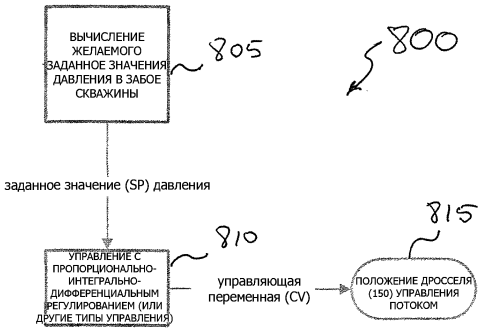
Фиг. 5



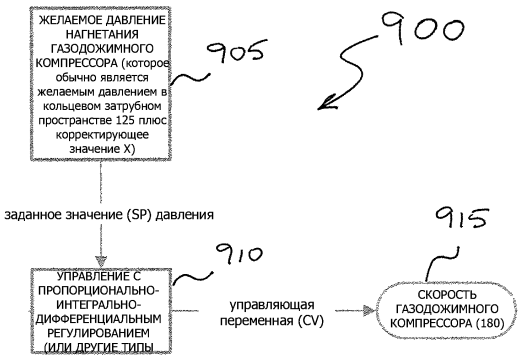
Фиг. 6



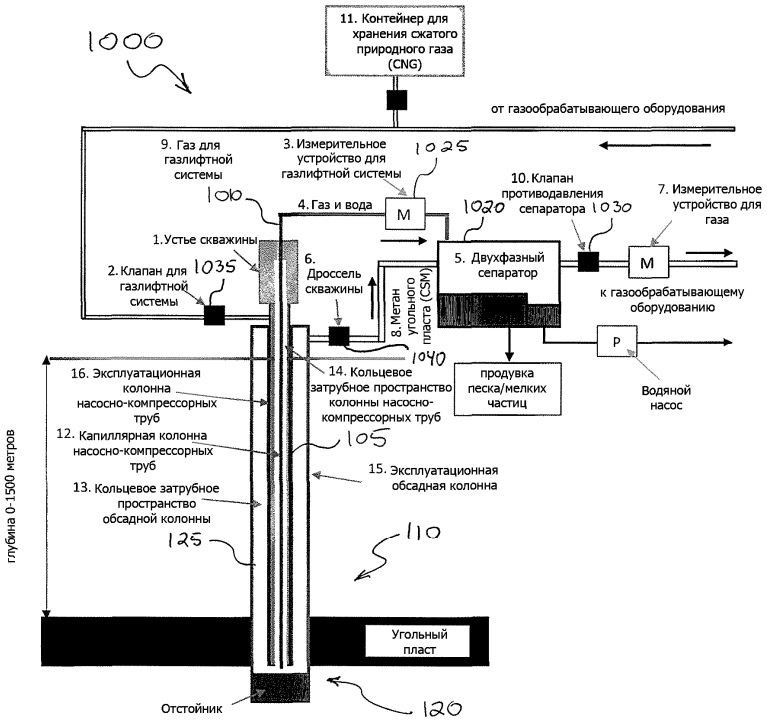
Фиг. 7



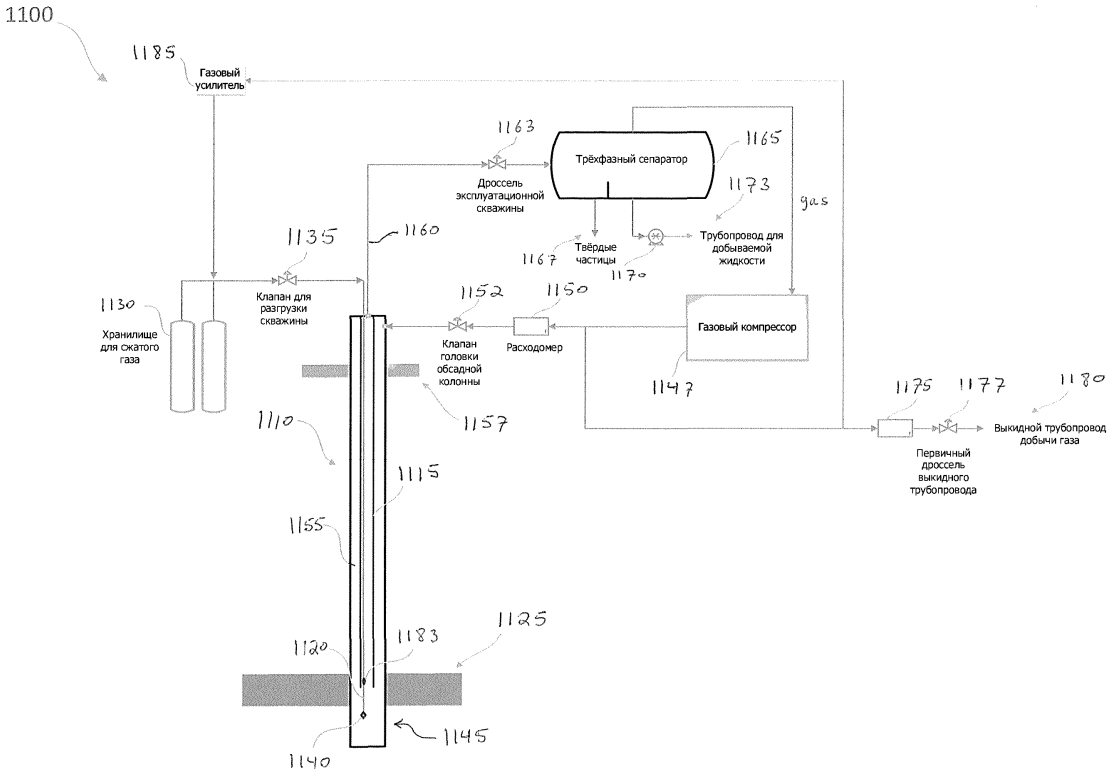
Фиг. 8



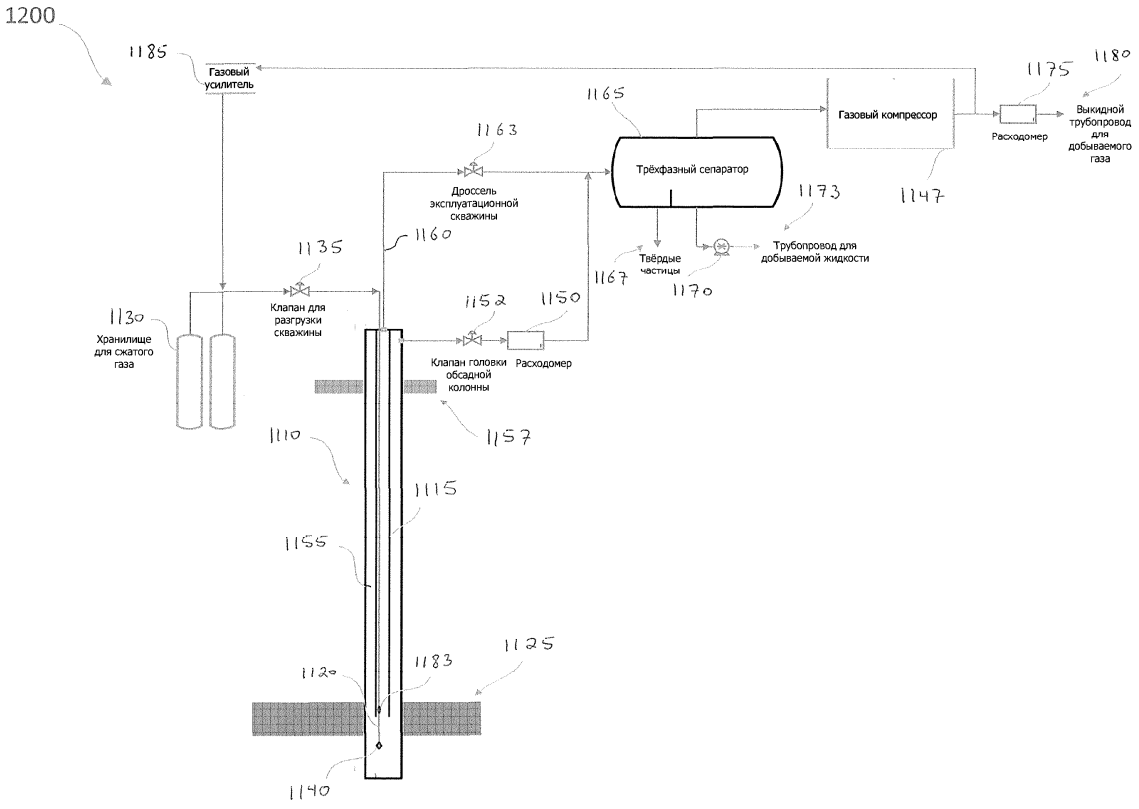
Фиг. 9



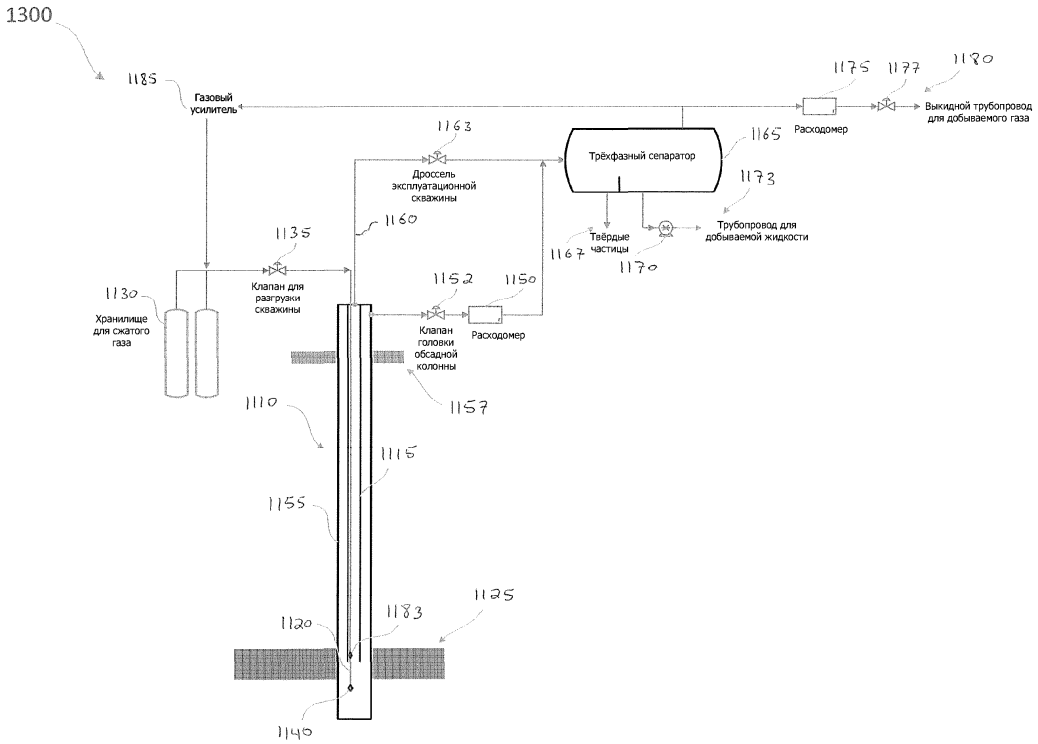
Фиг. 10


1100
1185
Газовый усилитель
1163
Дроссель эксплуатационной скважины
Трёхфазный сепаратор
1165
1173
gas
Твёрдые частицы
1167
1170
Трубопровод для добываемой жидкости
1135
1160
Клапан для разгрузки скважины
1130
Хранилище для сжатого газа
1152
1150
Клапан головки обсадной колонны
Расходомер
Газовый компрессор
1147
1157
1175
1177
1180
Выкидной трубопровод добычи газа
Первичный дроссель выкидного трубопровода
1110
1115
1155
1125
1120
1183
1145
1140

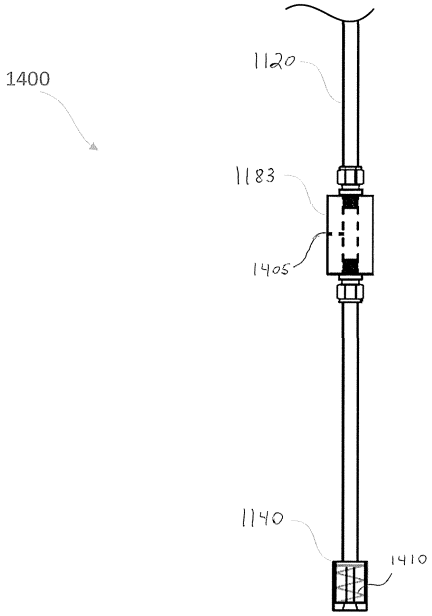
Фиг. 11


1200
1185
Газовый усилитель
1165
Газовый компрессор
1175
1180
Расходомер
Выкидной трубопровод для добываемого газа
1163
Дроссель эксплуатационной скважины
Трёхфазный сепаратор
1173
1147
1160
1135
Твёрдые частицы
1167
1170
Трубопровод для добываемой жидкости
Клапан для разгрузки скважины
1152
1150
1130
Хранилище для сжатого газа
Клапан головки обсадной колонны
Расходомер
1157
1110
1115
1155
1125
1120
1183
1140

Фиг. 12


1300
1185
Газовый усилитель
1175
1177
1180
Выкидной трубопровод для добываемого газа
Расходомер
1163
Дроссель эксплуатационной скважины
Трёхфазный сепаратор
1165
1173
1160
1135
Клапан для разгрузки скважины
1167
Твёрдые частицы
Трубопровод для добываемой жидкости
1170
1130
Хранилище для сжатого газа
1152
1150
Клапан головки обсадной колонны
Расходомер
1157
1110
1115
1155
1125
1120
1183
1145

Фиг. 13


1400
1120
1183
1405
1140
1410

Фиг. 14