

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **038340**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.08.11

(21) Номер заявки
201790412

(22) Дата подачи заявки
2015.08.17

(51) Int. Cl. *E21B 33/03* (2006.01)
E21B 43/01 (2006.01)
E21B 43/013 (2006.01)

(54) **УЗЕЛ ДЛЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ**

(31) **1414733.4**

(32) **2014.08.19**

(33) **GB**

(43) **2017.06.30**

(86) **PCT/NO2015/050135**

(87) **WO 2016/028158 2016.02.25**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ЭКВИНОР ЭНЕРДЖИ АС (NO)

(72) Изобретатель:
Бьоркхауг Магне (NO)

(74) Представитель:
Медведев В.Н. (RU)

(56) US-A1-20130336721
US-B1-6397948
GB-A-2191841
US-A-4211281

(57) Предложено оборудование (1) устья скважины, содержащее эксплуатационную скважину (2); первый клапан (14); технологическое оборудование; транспортировочную трубу (4) для транспортирования текучей среды от оборудования устья скважины и трубопровод (3), связывающий по текучей среде эксплуатационную скважину с первым клапаном, технологическим оборудованием и транспортировочной трубой. Первый клапан (14) расположен между эксплуатационной скважиной (2) и технологическим оборудованием, и существует перепад в трубопроводе (3) между первым клапаном и транспортировочной трубой, так что, когда первый клапан (14) закрыт, жидкость будет стекать от первого клапана в транспортировочную трубу (4) самотеком. Также предложен способ дренирования оборудования (1) устья скважины, устройство для сброса давления в оборудовании (1) устья скважины с использованием линии (46) обслуживания и способ сброса давления в оборудовании (1) устья скважины.

B1

038340

**038340
B1**

Изобретение относится к узлу для устья скважины, и более точно к дренированию узла для устья скважины и/или сбросу давления в узле для устья скважины.

Время от времени необходимо отключать буровое основание, например, в аварийной ситуации или для планового обслуживания. Когда основание отключают, необходимо сливать текучую среду, которая была извлечена из скважины и из технологического оборудования на буровом основании.

Текучую среду в технологическом оборудовании обычно сливают, используя дренажную систему на буровом основании. Типичная дренажная система содержит сливной резервуар, соединенный посредством дренажных труб со всеми нижними точками технологического оборудования, где скапливается жидкость. Когда систему отключают, дренажная система, содержащая дренажные трубы, может быть открыта с помощью открываемых вручную клапанов так, что после того как скважина была закрыта, текучая среда в технологическом оборудовании может сливаться или откачиваться из технологического оборудования в сливной резервуар.

Технологическое оборудование размещают по основанию таким образом, чтобы персонал мог получить доступ ко всему технологическому оборудованию. Это значит, что персонал может управлять дренажной системой во время отключения, чтобы удалять извлеченную текучую среду из технологического оборудования.

Существует возрастающая необходимость в минимизации количества оборудования на буровом основании и в уменьшении количества ручных вмешательств, которые необходимы. Это особенно важно в случае морских буровых оснований, работающих автоматически. Это связано с тем, что на самом основании нет персонала, и поэтому желательно уменьшить количество времени, необходимого для выполнения обслуживания.

В соответствии с первым аспектом в настоящем изобретении предложен узел для устья скважины, содержащий

эксплуатационную скважину;

первый клапан;

технологическое оборудование;

транспортировочную трубу для транспортирования текучей среды от узла для устья скважины и

трубопровод, связывающий по текучей среде эксплуатационную скважину с первым клапаном, технологическим оборудованием и транспортировочной трубой,

при этом первый клапан расположен между эксплуатационной скважиной и технологическим оборудованием и при этом существует перепад в трубопроводе между первым клапаном и транспортировочной трубой, так что, когда первый клапан закрыт, жидкость будет стекать от первого клапана в транспортировочную трубу самотеком.

При таком расположении, поскольку жидкость будет стекать от первого клапана в транспортировочную трубу, когда первый клапан закрыт, нет необходимости в создании отдельной дренажной системы со сливным резервуаром, как описано выше. Таким образом, узел для устья скважины может быть устроен таким образом, чтобы не было отдельной дренажной системы и/или сливного резервуара.

Это также значит, что нет необходимости создавать приспособления для опорожнения сливного резервуара после отключения системы. Это приводит к возможности уменьшения количества компонентов на узле для устья скважины. Это, в свою очередь, может уменьшить количество времени на эксплуатацию и обслуживание, которое необходимо, а также может уменьшить капитальные и эксплуатационные затраты на узел для устья скважины.

Обычно в известном узле для устьев скважин пространство вокруг устья скважины довольно ограничено. Это происходит потому, что оно является общим для нескольких эксплуатационных скважин на относительно небольшой площади. В результате трубопровод обычно проложен по извилистому пути, который включает в себя вертикальные участки, в которых текучая среда проходит снизу вверх по трубе против направления силы тяжести. В режиме нормальной работы это допустимо, поскольку давление извлекаемой текучей среды приводит жидкость в движение по трубопроводу к транспортировочной трубе, откуда она может транспортироваться к месту назначения.

Кроме того, обычно поток текучей среды от устья скважины должен измеряться с помощью датчиков, например, расходомеров, которые откалиброваны для выполнения измерений на вертикальных участках трубопровода. Таким образом, ранее было желательно иметь вертикальные участки трубопровода в технологическом оборудовании в узле для устья скважины.

При таком вертикальном расположении трубопровод образует карманы, в которых скапливается жидкость, после того как поток текучей среды из устья скважины остановлен. Как описано выше, текучая среда стекает из этих карманов по дренажным трубам в сливной резервуар, который соединен с каждым из таких карманов.

В настоящем изобретении трубопровод может обеспечивать путь текучей среды от эксплуатационной скважины до транспортировочной трубы, так чтобы текучая среда, извлеченная из скважины (которая может содержать газ, нефть и/или воду) могла быть направлена в транспортировочную трубу, откуда она может быть подана в другое место для обработки. Таким образом, извлеченная текучая среда течет от эксплуатационной скважины через трубопровод, в свою очередь, через первый клапан, через техноло-

гическое оборудование, а затем в транспортировочную трубу. Такой трубопровод выполнен таким образом, чтобы в случае отключения он мог обеспечивать дренирование под действием силы тяжести (самотеком).

Используемый в настоящем описании термин "труба" или "трубопровод" значит канал или каналы, по которым может транспортироваться текучая среда. Трубопровод не имеет какой-либо конкретной формы или поперечного сечения, и предназначен для того, чтобы охватывать каналы или проходы любой формы для направления потока текучей среды.

Требование к жидкости стекать от первого клапана в транспортировочную трубу значит, что по существу или практически вся жидкость, которая находится в трубопроводе между первым клапаном и транспортировочной трубой, немедленно после того как первый клапан закрыт, будет через определенный промежуток времени транспортироваться самотеком в транспортировочную трубу. Это только по существу или практически вся жидкость, а не абсолютно вся жидкость, так как будет понятно, что некоторая часть жидкости будет оставаться в трубе вследствие таких факторов, как поверхностное смачивание внутренней поверхности трубопровода. Однако желательно, чтобы в системе (по существу) не оставалось карманов жидкости, после того как узел для устья скважины закрыт.

Желательно, чтобы жидкость стекала в достаточной степени, так чтобы узел мог быть безопасным в случае возникновения аварийной ситуации, или чтобы достаточно малое количество жидкости оставалось в трубопроводе, для выполнения обслуживания в безопасном режиме.

Узел для устья скважины может содержать второй клапан.

Второй клапан может быть расположен между технологическим оборудованием и транспортировочной трубой (относительно пути потока текучей среды). Трубопровод может связывать по текучей среде технологическое оборудование со вторым клапаном и транспортировочной трубой. В результате извлеченная текучая среда может течь от технологического оборудования, через второй клапан в транспортировочную трубу.

Второй клапан может находиться в начале транспортировочной трубы. Перепад в трубопроводе может быть от первого клапана ко второму клапану и/или началу транспортировочной трубы.

Может существовать перепад в трубопроводе между первым клапаном и вторым клапаном, так что, когда первый клапан закрыт, жидкость будет стекать от первого клапана через второй клапан в транспортировочную трубу исключительно самотеком.

Вследствие того, что стекание жидкости от первого клапана через второй клапан в транспортировочную трубу будет занимать какое-то время, узел может быть выполнен таким образом, что первый клапан закрывается и второй клапан закрывается спустя некоторое время после закрывания первого клапана.

Это определенное количество времени может находиться между 5 и 20 мин или 10-15 мин.

Протяженность времени между закрыванием первого клапана перед закрыванием второго клапана, т.е. продолжительность времени для стекания жидкости от первого клапана до второго клапана или через него, будет зависеть от ряда факторов. Эти факторы могут включать в себя величину перепада (т.е. градиент) трубопровода между первым клапаном и вторым клапаном и/или транспортировочной трубой (т.е. величину наклона трубопровода и технологического оборудования), вязкость извлекаемой текучей среды/жидкости, протяженность трубопровода между первым клапаном и транспортировочной трубой и т.д.

Протяженность времени, необходимая для стекания по существу всей жидкости из первого клапана во второй клапан и/или транспортировочную трубу, после того как первый клапан закрывается, может быть вычислена на основе имитации системы. В качестве альтернативы она может быть вычислена на основе испытаний, выполняемых на установленном узле, перед тем как система будет полностью введена в эксплуатацию.

Длина трубопровода между первым клапаном и транспортировочной трубой или вторым клапаном может быть примерно 10-30 м, например около 20 м.

Когда узел содержит дополнительные клапаны между первым клапаном и вторым клапаном, система может быть выполнена с возможностью закрывания клапанов последовательно, от первого клапана вдоль трубопровода до второго клапана, т.е. возможно поочередное выключение клапанов от первого клапана до второго клапана. Клапаны могут быть выполнены так, что последовательное выключение происходит с такой скоростью, что по существу вся жидкость сливается из трубопровода между первым клапаном и закрываемым клапаном до того, как клапан закрыт.

Узел для устья скважины может быть расположен на суше или на море. Если узел для устья скважины находится на море, он может быть подводным или размещенным на палубе. Узел для устья скважины может быть, например, буровым основанием, таким как буровое основание, работающее автоматически. Буровое основание может быть морским основанием с неподвижным фундаментом или плавучим морским основанием.

Настоящее изобретение является особенно выгодным в случае морского бурового основания, работающего автоматически (либо с неподвижным фундаментом, либо плавучим), поскольку в данном случае особенно необходимо свести к минимуму оборудование на буровом основании, чтобы помочь мини-

мизировать количество необходимого обслуживания.

Наличие перепада в трубопроводе означает, что на определенном расстоянии по горизонтали труба опускается на отрезок по вертикали, т.е. труба может быть наклонена относительно горизонтали. Перепад в трубе может быть определен как величина по вертикали, на которую труба опускается, проходя определенное расстояние по горизонтали. В настоящем изобретении перепад трубопровода может быть таким, что жидкость из клапана может проходить весь промежуток от первого клапана через второй клапан (при его наличии) и в транспортировочную трубу. Иначе говоря, когда первый клапан закрыт, жидкость, находящаяся в клапане в момент его закрытия, может течь исключительно самотеком в транспортировочную трубу.

Перепад трубопровода может составлять примерно 1:100, т.е. на каждые 100 м трубопровода в горизонтальном направлении по вертикали труба опускается на расстояние 1 м. Перепад между первым клапаном и транспортировочной трубой может быть примерно от 1:40 до 1:200.

Когда узел для устья скважины находится на суше, т.е. базируется на земле, перепад может составлять всего 1:200, поскольку конструкция будет закреплена и относительно неподвижна. Однако когда узел находится в море, перепад в трубопроводе может быть между 1:40 и 1:110.

Эти цифровые данные могут быть полным или средним перепадом, т.е. суммарным расстоянием по горизонтали трубопровода по сравнению с суммарным опусканием по вертикали. Эти значения обеспечивают соответствующий поток жидкости в трубопроводе, такой, который принуждает жидкость стекать из труб в узел для устья скважины самотеком. Перепад трубопровода по всей длине может составлять примерно от 1:40 до 1:200 (или от 1:40 до 1:110, если, например, узел размещен в море) или быть вертикальным. Иначе говоря, перепад в трубопроводе никогда не может быть больше чем 1:40 (если только он не вертикальный), или меньше чем 1:200 (или 1:110), от первого клапана до транспортировочной трубы и/или второго клапана.

В тех случаях, когда трубопровод имеет вертикальные участки, текучая среда, проходящая из первого клапана до транспортировочной трубы, будет течь от верха до низа вертикальных участков самотеком.

Трубопровод может быть только наклоненным вниз или вертикальным, т.е. не может быть горизонтальных участков трубопровода. Предпочтительно отсутствуют участки трубопровода, в которых жидкость может накапливаться после закрывания клапанов. Например, предпочтительно отсутствуют U-образные изгибы или наклоненные вверх, или вертикальные участки, могущие создавать карманы в трубопроводе, которые могут захватывать жидкость и, таким образом, препятствовать стеканию жидкости от первого клапана в транспортировочную трубу самотеком.

В том случае, когда узел для устья скважины находится на плавучем основании, перепад (средний и/или непрерывный перепад) в трубопроводе от первого клапана до транспортировочной трубы и/или второго клапана может составлять примерно от 1:40 до 1:60, например примерно 1:50, или быть вертикальным. Это связано с тем, что в случае плавучего основания необходимо, чтобы путь потока имел крутой уклон для учета перемещения узла для устья скважины вследствие его плавучести.

Перепад также можно назвать наклонном трубы.

Перепад трубопровода может колебаться, т.е. могут существовать более крутые участки и более пологие участки, при условии, что общий или средний перепад является достаточным, чтобы принуждать жидкость стекать от первого клапана в транспортировочную трубу самотеком.

Трубопровод может быть наклонным по всей длине от первого клапана до транспортировочной трубы. В качестве альтернативы, трубопровод может также содержать некоторые горизонтальные участки, при условии, что общий или средний перепад является достаточным для того, чтобы по существу вся жидкость стекала из трубопровода в транспортировочную трубу исключительно самотеком после закрывания первого клапана.

Трубопровод между эксплуатационной скважиной и первым клапаном может иметь такой перепад, что, когда первый клапан закрывается, жидкость будет стекать от первого клапана обратно в эксплуатационную скважину самотеком.

Это значит, что система выполнена таким образом, что, когда первый клапан закрывают, жидкость, находящаяся в первом клапане в момент его закрывания, будет стекать либо в транспортировочную трубу, либо обратно в эксплуатационную скважину (в зависимости от того, на какой стороне клапана она находится после закрывания клапана), и, следовательно, трубопровод узла может быть по существу освобожден от жидкости за заданный промежуток времени после закрывания клапана.

Первый клапан может быть двустворчатым клапаном, например, эксплуатационным двустворчатым клапаном, и может быть использован для управления потоком текучей среды или прекращением добычи из эксплуатационной скважины. Первый клапан может быть частью стандартной фонтанной арматуры, которая находится на эксплуатационной скважине.

Что касается пути текучей среды от эксплуатационной скважины до транспортировочной трубы, первый клапан может находиться в самой высокой точке пути текучей среды. Текучая среда, извлекаемая из эксплуатационной скважины, может течь вверх (т.е. в направлении от земли или морского дна) и вдоль, до первого клапана, а затем может течь вниз (т.е. по направлению к земле или морскому дну) и

вдоль, до второго клапана (при его наличии) и транспортировочной трубы.

Узел может содержать множество эксплуатационных скважин и множество первых клапанов. Текучая среда, извлекаемая из множества скважин, может быть направлена через каждый из соответствующих первых клапанов, а затем объединяется перед попаданием через единственный второй клапан (при его наличии) и в единственную транспортировочную трубу.

Технологическое оборудование может содержать коллектор, например эксплуатационный коллектор. Коллектор может быть выполнен с возможностью приема и объединения текущей среды, извлеченной из множества эксплуатационных скважин, перед тем как направляться по трубопроводу в транспортировочную трубу. При таком устройстве коллектор также может иметь перепад, так что жидкость может стекать из коллектора исключительно самотеком.

Путь текущей среды через технологическое оборудование, по которому течет извлеченная текущая среда, также может иметь перепад, т.е. быть наклонным, так что жидкость будет стекать из технологического оборудования в транспортировочную трубу самотеком.

Технологическое оборудование может содержать один или больше клапанов для управления потоком текущей среды через трубопровод. Например, технологическое оборудование может содержать дроссельную заслонку.

Когда узел содержит дроссельную заслонку, дроссельная заслонка может находиться вблизи первого клапана, например, в пределах 1 м от первого клапана, в пределах 0,5 м или в пределах 0,1 м от первого клапана, (т.е. текущая среда, текущая от первого клапана в дроссельную заслонку, может течь лишь через менее чем 1 м, менее чем 0,5 м или менее чем 0,1 м трубопровода).

Технологическое оборудование может содержать один или более датчиков, которые могут быть использованы для мониторинга текущей среды, текущей через технологическое оборудование. Например, узел может содержать датчик давления и/или датчик температуры.

Узел может содержать клапаны между эксплуатационной скважиной и первым клапаном. Например, эти клапаны могут включать в себя скважинный предохранительный клапан и главный предохранительный клапан. Эти клапаны могут быть частью фонтанной арматуры, которая находится на эксплуатационной скважине.

Узел для устья скважины может содержать контроллер скважины, который может управлять первым клапаном. Если в узле имеются другие клапаны, контроллер может также управлять одним или больше из этих других клапанов.

Узел может содержать оперативный клапан для обеспечения установки в эксплуатационную скважину оборудования для проведения операций. Узел может содержать клапан кислоты, который позволяет вводить химикаты, такие как кислоты, в скважину, чтобы обеспечить регулирование химического состава внутри скважины. Узел может также содержать клапан ингибитора отложения парафинов/накипи для обеспечения введения ингибиторов отложения парафинов/накипи в скважину.

При наличии оперативный клапан, клапан кислоты и/или клапан ингибитора отложения парафинов/накипи может быть частью фонтанной арматуры на эксплуатационной скважине.

Когда узел содержит второй клапан, второй клапан может быть клапаном аварийного отключения. Второй клапан может быть последним клапаном в узле (относительно пути потока текущей среды) перед транспортировочной трубой.

Транспортировочная труба может быть подводным или надводным трубопроводом, который направляет извлеченную текущую среду от узла для устья скважины на дальнейшую обработку, например, может переносить текущую среду назад к центральному основанию.

Узел может содержать линию обслуживания. Линия обслуживания может быть использована для подачи химикатов, таких как ингибиторы, в узел. Например, линия обслуживания может быть использована для подачи ингибиторов гидратообразования, таких как метанол и/или моноэтиленгликоль (monoethylene glycol, MEG), в узел, чтобы предотвратить образование гидратов в узле.

Линия обслуживания может быть выполнена таким образом, что химикаты могут быть поданы во множество мест в узле, т.е. может существовать множество линий, соединенных с различными позициями в трубопроводе или технологическом оборудовании в узле для устья скважины.

Например, линия обслуживания может быть выполнена для подачи химикатов непосредственно в трубопровод вблизи первого клапана, а также для подачи химикатов непосредственно в трубопровод вблизи второго клапана и/или после технологического оборудования. Иначе говоря, линия обслуживания может быть выполнена с возможностью подавать химикаты, такие как ингибиторы гидратообразования, в место, относительно близкое к эксплуатационной скважине, и в место, относительно близкое к транспортировочной трубе, т.е. вблизи начала трубопровода и вблизи конца трубопровода.

Линия обслуживания может содержать один или больше клапанов для управления потоком химикатов в трубопровод и/или для предотвращения поступления извлеченной текущей среды в линию обслуживания, вместо того чтобы течь в транспортировочную трубу при нормальной добыче.

Когда узел для устья скважины отключают в аварийной ситуации, или как часть планового отключения при обслуживании, также необходимо сбрасывать давление из системы путем удаления из трубопровода и технологического оборудования газа, который был извлечен из эксплуатационной скважины.

В системах предшествующего уровня это обычно выполняли, используя факельную систему, которая может создавать маршрут для газа, чтобы избежать попадания в трубопровод и/или технологическое оборудование. Факельная система может быть встроена в дренажную систему.

Учитывая, что дренажная система была устранена и что необходимо свести к минимуму количество оборудования в узле для устья скважины, необходимо создать способ сброса давления в узле после отключения без отдельной факельной системы.

Должно быть понятно, что то, что возможно для линии обслуживания, также может быть использовано как устройство сброса давления в узле. Должно быть понятно, что это может быть использовано в сочетании с изобретением согласно первому аспекту, когда линия обслуживания выполнена в узле для устья скважины, однако этот признак также имеет независимую патентоспособную значимость.

В соответствии со вторым аспектом в настоящем изобретении предложен узел для устья скважины, содержащий эксплуатационную скважину; технологическое оборудование; транспортировочную трубу для транспортирования текучей среды от узла для устья скважины; трубопровод и линию обслуживания, при этом трубопровод связывает по текучей среде эксплуатационную скважину с технологическим оборудованием и транспортировочной трубой и при этом линия обслуживания выполнена таким образом, чтобы она могла быть использована для подачи химикатов в трубопровод и технологическое оборудование и выполнена так, чтобы она могла быть использована для сброса давления в трубопроводе и технологическом оборудовании после отключения.

"Путем сброса давления" может значить, что газ в трубопроводе выпускается таким образом, что остаточный газ в узле находится при атмосферном давлении или вблизи него.

Химикаты, которые могут подаваться по линии обслуживания, могут быть ингибиторами гидратообразования, такими как метанол и/или МEG.

Изобретение согласно второму аспекту, т.е., когда линия обслуживания может в ходе нормальной работы использоваться для подачи химикатов в трубопровод и технологическое оборудование узла для устья скважины, а во время отключения она может использоваться как устройство для сброса давления в системе, может сочетаться с одним или больше признаков изобретения согласно первому аспекту.

Нормальная работа существует во время добычи, когда извлеченная текучая среда течет из эксплуатационной скважины в транспортировочную трубу. Выключение существует, когда один или больше клапанов, таких как первый клапан, закрыт, чтобы предотвратить перемещение текучей среды от эксплуатационной скважины в транспортировочную трубу.

После сброса давления в узле узел может быть продут или промыт газом, например инертным газом, таким как азот.

Такая продувка выполняется, чтобы удалить или снизить количество углеводородов, оставшихся в узле, перед выполнением обслуживания. Это особенно желательно, когда обслуживание включает в себя удаление компонентов, таких как детали технологического оборудования.

Продувочный газ может быть подан из линии в шлангокабеле или из контейнеров на основании.

Газ, которым выполнена продувка или промывка, может быть выпущен из узла в любое подходящее безопасное место на основании. Например, газ может быть выпущен из места вблизи первого клапана и/или второго клапана.

Любой из этих признаков или дополнительных признаков, описанных выше в связи с первым аспектом, может присутствовать в изобретении в соответствии со вторым аспектом, и любой из этих признаков или дополнительных признаков согласно второму аспекту изобретения может быть применен к изобретению согласно первому аспекту.

Линия обслуживания может быть соединена с трубопроводом на участке, который по существу свободен от жидкости после выключения узла. "Путем выключения" может означать, что предотвращается перемещение текучей среды от эксплуатационной скважины до транспортировочной трубы.

Линия обслуживания может быть соединена с самым верхним участком (или вблизи него) (относительно пути извлекаемой текучей среды от эксплуатационной скважины до транспортировочной трубы) трубопровода.

Это связано с тем, что только газу будет позволено течь из трубопровода узла для устья скважины в линию обслуживания. Это выполняется, чтобы не допустить поступления воды в линию обслуживания, что может приводить к образованию гидратов, которые могут ограничивать или блокировать линию обслуживания.

Линия обслуживания может быть соединена с шлангокабелем. Шлангокабель может подавать химикаты, такие как ингибиторы гидратообразования, которые подаются в узел для устья скважины в процессе обычной работы. Эти химикаты могут поступать, например, из центрального основания и транспортироваться в узел через шлангокабель и линию обслуживания. Во время выключения, когда линия обслуживания действует как выпускное отверстие для сброса давления в оборудовании, шлангокабель может быть использован для транспортирования газа от узла, например, обратно к центральному основанию.

Когда узел содержит первый клапан, линия обслуживания может быть соединена с трубопроводом вблизи первого клапана, например, в пределах 1 м от первого клапана, в пределах 0,5 м или в пределах

0,1 м от первого клапана.

Соединение между линией обслуживания и трубопроводом может быть расположено между первым клапаном и другим клапаном (который может быть, например, дроссельной заслонкой).

Как описано выше, линия обслуживания может быть выполнена таким образом, что химикаты могут быть поданы во множество мест в узле. Однако когда линия обслуживания соединена с узлом во множестве мест, линия обслуживания может быть выполнена только для сброса давления из места, которое является самым высоким (относительно пути потока текучей среды) в узле. Это означает, что вероятность поступления жидкости в линию обслуживания может быть сведена к минимуму.

Трубопровод, с которым соединена линия обслуживания, может быть наклонным, так что после выключения точка, в которой линия обслуживания соединена с трубопроводом, по существу не содержит жидкости.

В третьем аспекте настоящего изобретения создан способ дренирования узла для устья скважины, включающий в себя извлечение текучей среды из эксплуатационной скважины и направление ее через трубопровод в узле для устья скважины от первого клапана до транспортировочной трубы; выключение узла для устья скважины путем закрывания первого клапана; стекание жидкости от первого клапана в транспортировочную трубу самотеком.

Настоящее изобретение может создать способ дренирования узла для устья скважины согласно первому аспекту.

Изобретение согласно третьему аспекту может включать в себя один или больше признаков (включая один или больше дополнительных признаков) первого или второго аспектов изобретения.

Жидкость может стекать от первого клапана в транспортировочную трубу исключительно самотеком. Этого можно достичь, как подробно описано выше, при наличии перепада в трубопроводе от первого клапана к транспортировочной трубе.

Этапы способа могут быть выполнены последовательно, т.е. он начинается с извлечения текучей среды из эксплуатационной скважины, т.е. нормальной работы, затем узел отключают, а затем жидкость стекает из трубопровода в транспортировочную трубу.

Узел для устья скважины может содержать множество клапанов вдоль трубопровода от первого клапана до транспортировочной трубы. В данном случае способ может включать в себя последовательное закрывание клапанов вдоль пути текучей среды, т.е. может выполняться поочередное закрывание клапанов от первого клапана до второго клапана. Последовательное выключение может происходить с такой скоростью, чтобы по существу вся жидкость сливалась из трубопровода между первым клапаном и закрываемым клапаном, до того, как отдельный клапан закрыт.

Протяженность времени, необходимая для стекания по существу всей жидкости от первого клапана до транспортировочной трубы, после того как первый клапан закрывается, может быть вычислена на основе имитации системы. В качестве альтернативы она может быть вычислена на основе испытаний, выполняемых сразу после установки узла, но перед тем как система будет полностью введена в эксплуатацию.

Способ может включать в себя сброс давления в узле, после того как жидкость стекла от первого клапана до транспортировочной трубы.

Сброс давления в узле для устья скважины может быть выполнен с использованием линии обслуживания в узле для устья скважины. Таким образом, способ может включать в себя, после того как жидкость стекла из узла, открывание линии обслуживания, чтобы сбросить давление в системе.

Линия обслуживания может иметь один или больше необязательных признаков, описанных выше.

В четвертом аспекте настоящего изобретения создан способ сброса давления узла для устья скважины, включающий в себя извлечение текучей среды из эксплуатационной скважины и направление ее через трубопровод в узле для устья скважины от первого клапана до транспортировочной трубы; выключение узла для устья скважины путем закрывания первого клапана и сброс давления в узле с использованием линии обслуживания, которая сообщается с трубопроводом.

Способ может включать в себя стекание жидкости из узла перед выполнением этапа сброса давления.

Что касается других аспектов, изобретение согласно четвертому аспекту может включать в себя один или больше признаков, включая необязательные признаки одного или более других аспектов.

Некоторые предпочтительные варианты реализации настоящего изобретения далее описываются лишь в качестве примера, со ссылками на прилагаемый чертеж, на котором показана схема узла для устья скважины, связанного транспортировочной трубой с центральным основанием.

На чертеже узел 1 для устья скважины может быть морским автоматическим основанием устья скважины и здесь может называться просто "узел". Буровое основание 1 может быть либо основанием с неподвижным фундаментом или плавучим основанием.

Узел 1 для устья скважины содержит эксплуатационную скважину 2, из которой извлекают текучую среду, содержащую нефть, воду и газ.

Извлеченную текучую среду направляют через трубопровод 3 и технологическое оборудование в транспортировочную трубу 4, ведущую к центральному основанию 6, что будет более подробно описано

ниже.

На эксплуатационной скважине 2 находится стандартная фонтанная арматура 8. Фонтанная арматура 8 содержит ряд клапанов для управления потоком текучей среды (т.е. остановки потока или управления количеством проходящей текучей среды) от эксплуатационной скважины 2 и управления притоком химикатов в эксплуатационную скважину, и позволяет вводить в скважину оборудование для проведения операций.

Конкретно, фонтанная арматура 8 содержит скважинный предохранительный клапан 10, главный предохранительный клапан 12 и двустворчатый клапан 14. Эти клапаны могут быть использованы совместно, чтобы управлять потоком текучей среды от эксплуатационной скважины 2 и чтобы вызывать отключение скважины 2 во время аварийной ситуации или процедуры планового обслуживания.

Фонтанная арматура 8 также содержит оперативный клапан 16, который позволяет вводить в скважину оборудование для проведения операций 2, при необходимости (например, во время процедур обслуживания).

Ряд клапанов фонтанной арматуры 8 (таких как скважинный предохранительный клапан 10, главный предохранительный клапан 12 и двустворчатый клапан 14) могут быть управляемыми с панели 15 управления скважиной. Панель 15 управления скважиной может также управлять другими частями узла 1 для устья скважины. Панель 15 управления скважиной может быть управляемой дистанционно. Это означает, что поток текучей среды от скважины 2 может быть управляемым, даже если на самом основании 1 нет персонала.

Фонтанная арматура 8 может содержать боковой клапан 18, обеспечивающий возможность закачивания в скважину химикатов, например, кислот. Это означает, что химический состав скважины может быть регулируемым.

Фонтанная арматура 8 может содержать дополнительные клапаны 20, которые могут либо дополнительно управлять потоком текучей среды от эксплуатационной скважины, либо позволяют закачивать в скважину 2 дополнительные химикаты.

Узел 1 для устья скважины может содержать источник ингибиторов 22 отложения парафинов/накипи. Они могут быть закачаны прямо в скважину 2, как схематически показано на чертеже. Поток ингибиторов отложения парафинов/накипи может регулироваться клапанами 24.

Вдоль пути потока от фонтанной арматуры 8 узел содержит ряд клапанов 26. Эти клапаны 26, которые включают в себя дроссельную заслонку 28, могут быть использованы для управления потоком текучей среды от фонтанной арматуры 8 до эксплуатационного коллектора 30.

Эксплуатационный коллектор 30 выполнен с возможностью поступления текучей среды от ряда эксплуатационных скважин 2. На схематическом устройстве, показанном на чертеже, узел содержит три источника извлекаемой текучей среды, объединяемой в эксплуатационном коллекторе 30. Для ясности скважина 2 и фонтанная арматура 8 и связанные с ними компоненты не показаны для второго 32 и третьего 34 источников извлекаемой текучей среды.

Ряд эксплуатационных скважин 2 может быть расположен в относительной близости друг к другу в нефтяном месторождении. Таким образом, экономичным является объединение этих источников извлекаемой текучей среды в эксплуатационном коллекторе 30 перед транспортированием обратно в главное центральное основание 6 через одну транспортировочную трубу 4.

Текучая среда в эксплуатационном коллекторе 30 может мониториться с помощью ряда датчиков, таких как датчик 36 давления и/или датчик 38 температуры.

Объединенная текучая среда может быть дополнительно регулируемой посредством ряда клапанов 40, 42 перед прохождением через клапан 44 аварийного отключения (emergency shutdown valve, ESD) в транспортировочную трубу 4.

Как схематически показано на чертеже, ряд клапанов может быть связан с двигателями, которые обеспечивают открывание и закрывание клапанов. Возможно дистанционное управление ими, так что не требуется размещение персонала на основании во время работы или отключения узла.

Транспортировочная труба 4 может быть подводным трубопроводом, который проходит на расстоянии (D) до 20 км (например, 15 км) по морскому дну до центрального основания 6. Транспортировочная труба может, например, проходить вниз до 150 м или больше до морского дна от клапана 44, в зависимости от расстояния основания от морского дна.

Узел 1 для устья скважины может также включать в себя линию 46 обслуживания, которая соединена с источником химикатов 48. Химикаты могут быть, например, ингибиторами гидратообразования, такими как метанол и/или моноэтиленгликоль (monoethylene glycol, MEG), которые подаются в трубопровод 3.

Как показано на фиг. 1, линия обслуживания соединена с трубопроводом 3 в двух местах. Однако линия обслуживания может быть соединена только в одном месте или во множестве мест.

В настоящем изобретении линия обслуживания соединена с трубопроводом 3 между двустворчатым клапаном 14 и дроссельной заслонкой 28 и за эксплуатационным коллектором 30.

Приток химикатов из линии 46 обслуживания в трубопровод 3 регулируется клапанами 50 и 52.

Линия 46 обслуживания расположена таким образом, что во время отключения, после того как из

трубопровода 3 стекла жидкость, линия 46 обслуживания может быть использована для сброса давления системы благодаря обеспечению выхода для газа.

Это можно выполнить после того как из системы стекла жидкость, с помощью открывания клапана 50 на линии 46 обслуживания, так что самая верхняя точка, в которой линия 46 обслуживания соединена с трубопроводом 3 (т. е. место вблизи двустворчатого клапана 14), может действовать как выпускное отверстие для газа под давлением в узле 1 для устья скважины.

Когда извлеченная текучая среда достигает центрального основания 6, она входит в измерительное устройство 54, перед тем как направляться в приемное устройство 56. Из приемного устройства 56 текучая среда может быть направлена в технологическое оборудование, при необходимости. Поток текучей среды из транспортировочной трубы 4 в центральное основание 6 может регулироваться клапаном 58.

Шлангокабель 60 также проходит между узлом 1 для устья скважины и центральным основанием 6. Шлангокабель 60 используют для подачи энергии, сигналов управления и химикатов в узел 1 для устья скважины для помощи в эксплуатации узла для устья скважины.

Шлангокабель 60 заканчивается на каждом из узла 1 для устья скважины и центральном основании 6 с помощью оконечного блока надводной части шлангокабеля (topside umbilical termination unit, TUTU) 62. TUTU 62 на центральном основании 6 соединен с рядом модулей, которые могут содержать источник химикатов 64, в число которых входит ингибитор отложения парафинов, ингибитор отложения накипи и/или ингибитор гидратообразования. Модули могут также содержать гидравлическую насосную станцию (hydraulic power unit, HPU) 66 и главный блок управления (master control unit, MCU) 68, связанный с объединенной системой управления и обеспечения безопасности (integrated control and safety system, ICSS) 70 и электрическим блоком питания (electrical power unit, EPU) 72.

Во время нормальной добывающей операции, текучая среда извлекается через эксплуатационную скважину 2 и течет через фонтанную арматуру 8, содержащую двустворчатый клапан 14, в трубопровод 3. Трубопровод 3 направляет извлеченную текучую среду через технологическое оборудование, которое содержит ряд клапанов и эксплуатационный коллектор 30, и клапан 44 ESD, в транспортировочную трубу 4, откуда она может быть направлена в центральное основание 6.

Иногда, например, в аварийных ситуациях или во время планового обслуживания узла 1, необходимо отключать узел 1 для устья скважины. Это выполняют путем закрывания одного или больше клапанов, таких как двустворчатый клапан 14, для предотвращения попадания текучей среды из эксплуатационной скважины 2 в транспортировочную трубу 4.

Во время отключения узла 1 необходимо дренировать трубопровод 3 и технологическое оборудование для обеспечения безопасности узла.

Чтобы свести к минимуму количество компонентов, узел 1 для устья скважины не содержит дренажную систему. В настоящем случае дренаж трубопровода 3 и технологического оборудования выполняется за счет всех трубопроводов, имеющих перепад, так что, когда двустворчатый клапан 14 закрыт, текучая среда, находящаяся в двустворчатом клапане 14, в точке, в которой она отсечена, будет течь в транспортировочную трубу 4. Иначе говоря, трубопровод и технологическое оборудование являются наклонными и/или вертикальными, чтобы обеспечить отсутствие "карманов", которые могут захватывать жидкость.

Средний перепад от двустворчатого клапана до транспортировочной трубы может составлять примерно от 1:40 до 1:110, т.е. для каждых 40-110 м в горизонтальном направлении вдоль трубопровода трубопровод опускается на 1 м. Перепад может изменяться вдоль длины при условии, что в среднем он равен примерно от 1:40 до 1:110, и так, что по существу вся жидкость будет стекать из узла исключительно самотеком.

Чертеж является только схемой и в целом изображает трубы либо как наклонные, либо как вертикальные. Трубопровод 3 и путь текучей среды в пределах технологического оборудования, включая эксплуатационный коллектор 30, могут быть наклонными, как описано в настоящем документе, и могут иметь больший или меньший наклон, чем показано на чертеже.

Трубопровод может быть наклонен относительно двустворчатого клапана 14 по обе стороны двустворчатого клапана 14, так что относительно пути потока текучей среды двустворчатый клапан является самой верхней точкой. Это значит, что жидкость в двустворчатом клапане 14, когда двустворчатый клапан закрывают, будет течь либо обратно в эксплуатационную скважину 2, либо через трубопровод 3 и технологическое оборудование в транспортировочную трубу 4 исключительно самотеком.

Это значит, что по существу вся жидкость, имеющаяся в трубопроводе 3 между двустворчатым клапаном 14 и транспортировочной трубой 4, может стекать из трубопровода и технологического оборудования исключительно самотеком.

Трубопровод от эксплуатационной скважины 2 до двустворчатого клапана 14 также может иметь перепад, так что, когда двустворчатый клапан закрыт, по существу вся жидкость в трубопроводе на стороне добычи двустворчатого клапана 14 будет течь обратно в эксплуатационную скважину 1 исключительно самотеком.

Во время отключения первый двустворчатый клапан 14 может быть закрыт. Затем может идти время ожидания, пока жидкость в трубопроводе стекает самотеком либо в транспортировочную трубу 4,

либо в эксплуатационную скважину 2. После того как истекло время ожидания с момента закрывания двухстворчатого клапана 14, конечный клапан перед транспортировочной трубой 4, т.е. клапан 44 ESD, может быть закрыт.

Клапаны вдоль пути потока от двухстворчатого клапана 14 до транспортировочной трубы 4 могут быть закрыты поочередно. Согласование по времени между закрыванием каждого клапана вдоль пути потока таково, что по существу вся жидкость от трубопровода 3 потока или технологического оборудования перед клапаном стекает, перед тем как клапан закрывается. Согласование по времени будет зависеть от ряда факторов, таких как протяженность пути потока, градиент трубопровода или технологического оборудования и вязкость извлекаемой текучей среды и т.п.

Согласование по времени может быть вычислено на основании имитации узла 1 или экспериментов, проводимых на установленном узле 1 перед вводом скважины в эксплуатацию.

После того как жидкость стекла самотеком в транспортировочную трубу 4, давление на узле 1 может быть сброшено путем открывания клапана 50 на линии 46 обслуживания. Это создает выпускное отверстие в самом верхнем участке трубопровода вблизи двухстворчатого клапана 14.

Газ под давлением в трубопроводе 3 может таким образом выпускаться через линию 46 обслуживания, откуда он может быть направлен к центральному основанию 6 через шлангокабель 60.

Узел 1 затем может быть продут или промыт, используя газообразный азот. Это выполняется, чтобы удалить или снизить количество углеводородов, оставшихся в узле, перед выполнением обслуживания.

Газообразный азот может подаваться через шлангокабель 60 от центрального основания 6. Газ, которым выполнена продувка или промывка, может быть выпущен из узла 1 в любое подходящее безопасное место на основании 1. Например, газ может быть выпущен из места вблизи двухстворчатого клапана 14 и/или клапана 44 ESD.

Как описано ранее, устройство, показанное на фигуре, является лишь схематическим. В результате оно изображает компоненты, которые находятся в узле, не обязательно представляя их относительные размеры. Кроме того, чертеж не иллюстрирует относительные расстояния между компонентами. Например, точки соединения между линией 46 обслуживания и трубопроводом 3 могут быть очень близко к двухстворчатому клапану 14. Точка соединения показана, как находящаяся на некотором расстоянии от двухстворчатого клапана 14, для ясности. На практике расстояние между двухстворчатым клапаном 14 и дроссельной заслонкой 28 может быть меньше чем 60 см, например около 30 см. Кроме того, как указано выше, трубопровод 3 и технологическое оборудование на практике являются наклонными для гарантии того, что жидкость сможет стекать из них исключительно самотеком.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Скважинная система, содержащая эксплуатационную скважину; первый клапан; технологическое оборудование; транспортировочную трубу для транспортирования текучей среды от скважинной системы и трубопровод, соединяющий по потоку эксплуатационную скважину с первым клапаном, технологическим оборудованием и транспортировочной трубой, так что текучая среда течет от эксплуатационной скважины через трубопровод, затем через первый клапан, через технологическое оборудование и затем в транспортировочную трубу, при этом первый клапан расположен между эксплуатационной скважиной и технологическим оборудованием и причем трубопровод является наклоненным вниз или вертикальным, так что существует перепад в трубопроводе между первым клапаном и транспортировочной трубой, так что, когда первый клапан закрыт, жидкость стекает от первого клапана и технологического оборудования в транспортировочную трубу самотеком.
2. Система по п.1, в которой перепад между первым клапаном и транспортировочной трубой составляет примерно от 1:40 до 1:110.
3. Система по п.1 или 2, в которой трубопровод наклонен по всей длине от первого клапана до транспортировочной трубы.
4. Система по пп.1, 2 или 3, в которой трубопровод между эксплуатационной скважиной и первым клапаном имеет такой перепад, что когда первый клапан закрывается, жидкость будет стекать от первого клапана обратно в эксплуатационную скважину самотеком.
5. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой первый клапан представляет собой двухстворчатый клапан.
6. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой технологическое оборудование содержит коллектор, выполненный с возможностью приема текучей среды из множества эксплуатационных скважин.

7. Система по любому из предшествующих пунктов, в которой скважинная система содержит линию обслуживания, выполненную с возможностью подачи химикатов в скважинную систему во время нормальной работы.

8. Система по п.7, в которой линия обслуживания также выполнена с возможностью использования для сброса давления в трубопроводе и технологическом оборудовании после закрывания первого клапана.

9. Система по п.7 или 8, в которой трубопровод, с которым соединена линия обслуживания, является наклонным.

10. Система по любому из предшествующих пунктов, которая содержит второй клапан, расположенный между технологическим оборудованием и транспортировочной трубой.

11. Способ дренирования скважинной системы по п.1, включающий в себя извлечение текучей среды из эксплуатационной скважины и направление ее через трубопровод в скважинную систему от первого клапана до транспортировочной трубы, так что текучая среда течет от эксплуатационной скважины через трубопровод, затем через первый клапан, через технологическое оборудование и затем в транспортировочную трубу;

отключение скважинной системы путем закрывания первого клапана и стекание жидкости от первого клапана и технологического оборудования в транспортировочную трубу самотеком.

12. Способ по п.11, в котором скважинная система содержит множество клапанов вдоль трубопровода от первого клапана до транспортировочной трубы и в котором этап отключения скважинной системы включает в себя последовательное закрывание клапанов вдоль пути текучей среды.

13. Способ по п.12, в котором последовательное выключение может происходить с такой скоростью, чтобы по существу вся жидкость сливалась из трубопровода между первым клапаном и закрываемым клапаном до того, как отдельный клапан закрыт.

14. Способ по пп.11, 12 или 13, включающий в себя сброс давления в скважинной системе после того, как жидкость стекла из первого клапана в транспортировочную трубу.

15. Способ по п.14, в котором скважинная система содержит линию обслуживания и в котором способ включает в себя, после того как жидкость слита из скважинной системы, открывание линии обслуживания, чтобы сбросить давление из трубопровода скважинной системы.

