

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202192821** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2022.04.07

(51) Int. Cl. *E21B 36/00* (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2020.04.22

**(54) УСТРОЙСТВО, СПОСОБ И ОБОРУДОВАНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ДЛЯ
ОСЛАБЛЕНИЯ ТЕПЛООВОГО ПОВРЕЖДЕНИЯ КОМПОНЕНТОВ СКВАЖИНЫ ВО
ВРЕМЯ ЗАКАЧКИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ТЕКУЧЕЙ СРЕДЫ**

(31) 3,041,700; 62/839,308

(72) Изобретатель:

(32) 2019.04.26

Томпсон Даниэль, Кэй Брайан, Сопко
Уэс, Вибе Кевин (СА)

(33) СА; US

(86) PCT/CA2020/050526

(74) Представитель:

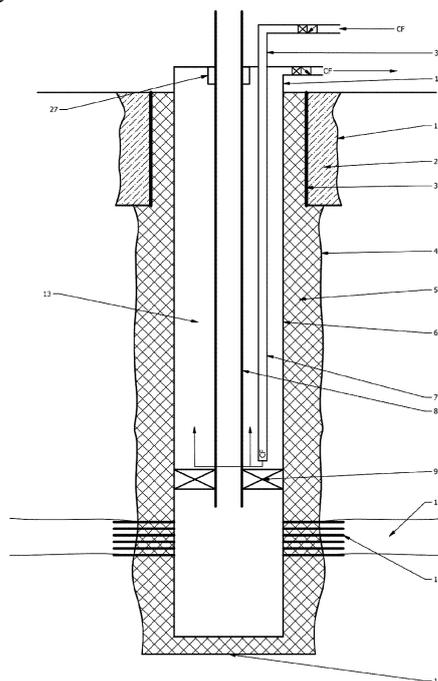
(87) WO 2020/215150 2020.10.29

Хмара М.В. (RU)

(71) Заявитель:

ДЖЕНЕРАЛ ЭНЕРДЖИ РИКАВЕРИ
ИНК. (СА)

(57) Раскрыты устройство, способ и оборудование ствола скважины для ослабления теплового повреждения компонентов скважины во время операций закачки высокотемпературной текучей среды, таких как закачка пара с поверхности через ствол скважины. Устройство содержит нагнетательную колонну для передачи высокотемпературной текучей среды в зону нагнетания и изолирующий пакер, через который проходит нижний конец нагнетательной колонны. Труба проходит рядом с нагнетательной колонной, при этом выпускной конец трубы находится вблизи пакера. Когда устройство установлено в ствол скважины, указанная труба образует контур охлаждающей среды, которая течет из области непосредственно над пакером, вверх по стволу скважины рядом с наружной поверхностью нагнетательной колонны к поверхности, и затем возвращается обратно в трубу.



202192821
A1

202192821
A1

УСТРОЙСТВО, СПОСОБ И ОБОРУДОВАНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ДЛЯ ОСЛАБЛЕНИЯ ТЕПЛООВОГО ПОВРЕЖДЕНИЯ КОМПОНЕНТОВ СКВАЖИНЫ ВО ВРЕМЯ ЗАКАЧКИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ТЕКУЧЕЙ СРЕДЫ

Область техники, к которой относится изобретение

Варианты осуществления изобретения относятся к техническим решениям, предполагающим любое нагнетание высокотемпературной текучей среды, при котором существует необходимость предотвращения влияния высокой температуры на компоненты скважины, такие как обсадные трубы, уплотнительный цемент или продуктивный пласт, включая неглубоко залегающий пласт вверху ствола скважины, через который проходит ствол скважины. В частности, задачей применения изобретения является ослабление негативного влияния закачиваемого пара.

Уровень техники

В мире существуют огромные запасы высоковязких углеводородов. Вязкие углеводороды часто имеют название «битум», «гудрон», «тяжелая нефть» и «сверхтяжелая нефть» (собирательное название «тяжелая нефть»), и типично обладают вязкостью в диапазоне от 3000 сП до более чем 1000000 сП. Высокая вязкость делает задачу извлечения углеводородов трудной и дорогостоящей.

Каждый природный нефтяной резервуар уникален и по-разному реагирует на разнообразные способы извлечения углеводородов. Как правило, для уменьшения вязкости применялось и применяется нагревание тяжелой нефти *in situ*. Обычно такие резервуары вязкой тяжелой нефти можно разрабатывать такими способами, как циклическое закачивание пара (CSS, англ. Cyclic Steam Stimulation), вытеснение паром (англ. Steam Drive) и парогравитационный дренаж (англ. Steam Assisted Gravity Drainage), при которых пар закачивают с поверхности в резервуар, чтобы разогреть нефть и уменьшить ее вязкость в достаточной степени для добычи. Вышеупомянутые способы принято называть методами повышения нефтеотдачи (EOR, англ. Enhanced Oil Recovery).

Большое число резервуаров с тяжелой нефтью разрабатывались с материалами обсадных труб и уплотнительного цемента, которые не в состоянии выдерживать температуры, которые обычно используются при операциях закачивания пара. Современные «нетермостойкие» системы обсадки скважины

трубами / цементирования ограничены температурами в диапазоне от 60°C до 120°C (в зависимости от качества обсадки ствола скважины) без нарушения обсадки ствола скважины и уплотнительного цемента. Типичные схемы повышения нефтеотдачи с закачкой пара высокой температуры работают при температурах более 200°C.

Кроме того, современные способы разработки резервуаров с тяжелой нефтью сталкиваются с другими ограничениями. В частности, одна проблема заключается в потере стволом скважины тепла, в то время как высокотемпературная текучая среда или пар движется от поверхности к резервуару. Данная проблема ухудшается с ростом глубины, и качество пара снижается, по мере того как теряется энергия в стволе скважины и пластах выше нефтяного резервуара.

Раскрытие изобретения

В соответствии с настоящим изобретением в широком аспекте, предложено оборудование ствола скважины для скважины, содержащее: устьевое устройство; нагнетательную колонну, проходящую по длине скважины, выполненную с возможностью передачи высокотемпературной текучей среды в зону нагнетания в скважине, и образующую в скважине кольцевое пространство между собой и стенкой скважины; пакер, установленный вокруг нагнетательной колонны, и выполненный с возможностью герметизации кольцевого пространства; трубу, проходящую через кольцевое пространство рядом с нагнетательной колонной, причем впускной конец трубы соединен с наземным трубопроводом в области устья скважины, а выпускной конец расположен вблизи пакера; выпускной канал в устье скважины; и насос для создания течения охлаждающей среды через контур от наземного трубопровода через указанную трубу в кольцевое пространство вблизи пакера, возврата вверх по кольцевому пространству рядом с нагнетательной колонной, и выхода наружу из выпускного канала в наземный трубопровод.

В соответствии с настоящим изобретением в другом широком аспекте, предложен способ защиты скважины от теплового повреждения во время закачки высокотемпературных сред, содержащий этапы, на которых: а) вводят охлаждающую среду в кольцевое пространство между трубопроводом закачки высокотемпературной текучей среды и стенкой ствола скважины; б) обеспечивают возможность охлаждающей среде оставаться в кольцевом

пространстве в течение времени пребывания, так чтобы охлаждающая среда стала нагретой охлаждающей средой; с) выводят нагретую охлаждающую среду из кольцевого пространства; и повторяют этапы а-с.

В соответствии с настоящим изобретением в еще одном широком аспекте, предложено устройство для закачки высокотемпературной среды к нефтяному резервуару в скважине, содержащее: нагнетательную колонну, выполненную с возможностью соединения со стволом скважины и передачи высокотемпературной текучей среды в зону нагнетания в скважине; пакер, через который проходит нижний конец нагнетательной колонны; трубу, проходящую рядом с нагнетательной колонной, причем впускной конец трубы выполнен с возможностью соединения с наземным трубопроводом в области устья скважины, а выпускной конец расположен вблизи пакера; и выпускной канал в устье скважины, при этом устройство выполнено с возможностью создания контура охлаждающей среды, который имеет возможность двигаться от поверхности через указанную трубу, а, выйдя из трубы вблизи пакера, подниматься рядом с наружной поверхностью нагнетательной колонны, возвращаться на поверхность и выходить через выпускной канал.

Следует понимать, что иные аспекты настоящего изобретения станут очевидными для специалистов в данной области из последующего подробного описания, в котором разные варианты осуществления изобретения представлены и описаны посредством примеров. Как будет показано, возможны другие, отличающиеся варианты осуществления изобретения, при этом возможна модификация некоторых деталей конструкции и их реализации в различных других отношениях, которые все охватываются прилагаемой формулой изобретения. Соответственно, подробное описание и примеры следует рассматривать как иллюстрации, а не как ограничения.

Краткое описание чертежей

Следует отметить, что прилагаемые чертежи иллюстрируют только типичные варианты осуществления настоящего изобретения, и следовательно, их не следует рассматривать как ограничения объема изобретения, так как изобретение может допускать и другие одинаково эффективные варианты осуществления.

Фиг. 1 представляет вид сбоку типичного ствола скважины, укрепленной «нетермостойкой» обсадной трубой и нетермостойким цементом.

Фиг. 2 представляет вид сбоку типичного ствола скважины, укрепленной «термостойкой» обсадной трубой и термостойким цементом.

Фиг. 3 представляет схему трубопроводов и контрольно-измерительных приборов наземной части устройства, включая резервуары, накопитель текучей среды, насос, теплообменник, трубопроводы, аппаратуру эксплуатации и обеспечения защиты для варианта осуществления изобретения с защитой по давлению охлаждающей среды.

Фиг. 4 представляет схему трубопроводов и контрольно-измерительных приборов наземной части устройства, включая накопитель текучей среды, насос, теплообменник, аппаратуру эксплуатации и обеспечения защиты для варианта осуществления изобретения с защитой по расходу охлаждающей среды.

Фиг. 5 представляет схему трубопроводов и контрольно-измерительных приборов наземной части устройства, включая накопитель текучей среды, насос, теплообменник, аппаратуру эксплуатации и обеспечения защиты для варианта осуществления изобретения с защитой по температуре охлаждающей среды.

Осуществление изобретения

Варианты осуществления настоящего изобретения в целом относятся к устройству, оборудованию ствола скважины и способу, касающемуся контура охлаждающей среды для противодействия любому термическому повреждению компонентов скважины во время высокотемпературной закачки. К примеру, варианты осуществления изобретения обеспечивают защиту компонентов скважины, таких как устьевого оборудования, пластов неглубокого залегания, обсадки ствола скважины и/или цемента ствола скважины от влияния высокотемпературной закачки.

Хотя высокотемпературная закачка часто используется для извлечения тяжелой нефти, следует отметить, что аспекты настоящего изобретения не ограничиваются его использованием при извлечении тяжелой нефти, но могут быть применимы при извлечении других продуктов, например, газовых гидратов.

Устройство содержит нагнетательную колонну, которая передает высокотемпературную текучую среду в зону нагнетания. Нагнетательная колонна может быть изолирована, чтобы уменьшить теплопередачу через стенки трубопровода. Устройство дополнительно содержит изолирующий пакер выше зоны нагнетания, причем тип пакера совместим с высокой температурой и нагнетанием коррозионно-активной среды. Пакер может быть любым: механическим, гидравлическим, разбухающим, надувным и несоскальзывающим в зависимости от типа скважины, глубины и задачи применения. Нагнетательная колонна проходит через пакер, однако пакер герметично уплотняет кольцевое пространство между нагнетательной колонной и обсадной трубой скважины, которая образует внутреннюю стенку ствола скважины. В оборудовании также используется вторая труба, диаметр которой выбран так, чтобы труба входила в кольцевое пространство между нагнетательной колонной и обсадкой ствола скважины. Вторая труба может иметь диаметр практически равный диаметру нагнетательной колонны или меньший диаметра нагнетательной колонны. Указанная вторая труба установлена так, что проходит от поверхности и в кольцевое пространство. Например, согласно одному варианту осуществления, у второй трубы имеется выпускное отверстие, которое расположено близко к пакеру, выше последнего. Вторая труба не проходит сквозь пакер подобно нагнетательной колонне, а открывается на стороне пакера противоположной стороне зоны нагнетания. Расположение выпускного отверстия непосредственно над пакером позволяет системе действовать наиболее эффективно, обеспечивая охлаждение на всей длине ствола скважины. Кроме того, внутренний диаметр может быть целиком использован для циркуляции охлаждающей среды, и его выпуска из ствола скважины.

Вторая труба может быть непрерывной или составной, такой как любая колтюбинговая труба (сплошная стальная и/или полимерная труба) или как составная стальная или полимерная труба. Полимерная труба может быть выполнена из любого материала из многообразия высокотемпературных пластмассовых материалов, например, из поливинилхлорида (ПВХ). В случае составной стальной трубы или высокотемпературной пластиковой трубы, такая труба может быть соединена с нагнетательной колонной, чтобы повысить устойчивость и облегчить монтаж второй трубы. Установку непрерывной стальной трубы, такой как колтюбинговая труба, можно производить без привязки к нагнетательной колонне. Оконцовка второй трубы на поверхности позволяет осуществлять монтаж и удаление непрерывной стальной трубы без удаления

нагнетательной колонны. В частности, вторая труба в форме непрерывной стальной трубы может быть установлена и удалена через устьевое оборудование, исключая удаление нагнетательной колонны. Вторую трубу других типов устанавливают и снимают одновременно с установкой или снятием нагнетательной колонны. Наземное соединение (в устье скважины) содержит выпускной канал из кольцевого пространства. Указанный выпускной канал, выходящий из устья скважины, расположен близко к предохранительному уплотнению, и, следовательно, конструкция устья скважины выполнена так, что насколько возможно снижается термическое повреждение на участке близком к поверхности и устью скважины.

Оборудование ствола скважины дает возможность передавать с поверхности высокотемпературную текучую среду через скважину и в ствол скважины, и в нефтяной резервуар, расположенный ниже пакера. В то же самое время термическое повреждение компонентов окружающей стенки ствола скважины (т.е. обсадной трубы и цемента), а также пластов неглубокого залегания ослабляется за счет возможности использования изолированной нагнетательной колонны и контура циркуляции охлаждающей среды через вторую трубу. В частности, охлаждающая среда может быть подана в кольцевое пространство, расположенное выше изолирующего пакера, через вторую трубу, и после определенного времени пребывания в кольцевом пространстве охлаждающая среда может быть удалена через устье скважины. Таким образом, в кольцевом пространстве ствола скважины может быть установлена циркуляция охлаждающей среды. Контур охлаждающей среды ослабляет термическое повреждение компонентов скважины и пластов неглубокого залегания во время операций закачки высокотемпературной текучей среды.

Оборудование ствола скважины работает совместно с наземным обрабатывающим оборудованием, включая оборудование для операций с охлаждающей средой. Оборудование может включать в себя, например, хранилище охлаждающей среды, насос, теплообменник для охлаждения охлаждающей среды, аппаратуру эксплуатации и обеспечения защиты, трубопроводы для непрерывной подачи охлаждающей среды в кольцевое пространство скважины между нагнетательным трубопроводом и обсадкой ствола скважины. Конструкция управляющей системы и уплотнения устья скважины выполнены так, чтобы обеспечить безопасное движение текучей среды, и предотвратить утечку на поверхность закачиваемой текучей среды.

Указанное непрерывное движение охлаждающей среды будет обеспечивать управление температурой обсадки ствола скважины и цемента. Наземные трубопроводы могут представлять собой замкнутый контур или разомкнутый контур в зависимости от величины регулировки температуры, которая требуется для защиты обсадной трубы ствола скважины. Если температура охлаждающей среды, поступающей на поверхность, может быть понижена в достаточной степени, то будет произведено охлаждение охлаждающей среды, и охлаждающая среда может быть возвращена в скважину. Однако, если температура охлаждающей среды будет слишком высока, то ее возврат может быть нерентабелен.

Варианты осуществления изобретения относятся к защите наземного устья скважины / ствола скважины / обсадки скважины / пласта при операциях закачки высокотемпературной среды. Один вариант осуществления изобретения относится к закачиванию пара в «нетермостойкие» стволы скважин, в которых обсадная труба и герметизирующий цемент не могут выдерживать высоких температур при закачке пара или других высоких температур при закачке для повышения нефтеотдачи. Согласно другому варианту осуществления, изобретение относится к закачке пара в «термостойкие» стволы скважин, в которых обсадные трубы и герметизирующий цемент выбраны с целью противостоять высоким температурам при закачке пара, но где есть потребность сократить или исключить тепловое расширение обсадных труб ствола скважины над зоной нагнетания. Устройство, согласно изобретению, включает в себя пакер на теплоизолированной нагнетательной колонне (НК), например, нагнетательной колонне с вакуумной изоляцией (ВИНК), установленный так, чтобы он находился непосредственно над нефтяным резервуаром, при этом вторая труба установлена между НК и обсадкой ствола скважины, и проходит от поверхности до верха пакера. На поверхности устройство включает в себя устьевые соединения, и оборудование для работы с охлаждающей средой, такое как трубопроводы, закрытые или открытые баки хранения охлаждающей среды, насос и аппаратуру эксплуатации и обеспечения защиты, т.е. оборудование, посредством которого охлаждающую среду закачивают, по возможности непрерывно в кольцевое пространство между обсадкой ствола скважины и нагнетательной колонной, чтобы выводить из скважины любое тепло, потерянное нагнетательной колонной. Если требуется, то теплообменник охлаждает охлаждающую среду, возвращающуюся из ствола скважины. Данную охлаждающую среду можно охлаждать посредством теплообменника, чтобы

передавать тепло охлаждающей среды технологической текучей среде, которая должна использоваться для формирования пара или высокотемпературной среды, или посредством других стандартных методов охлаждения, например, воздушными охладителями.

Согласно варианту осуществления изобретения, эксплуатационная система может содержать аспект контроля температуры. Согласно одному варианту, система обеспечения защиты может срабатывать по давлению в резервуаре. Согласно другому варианту, система обеспечения защиты может срабатывать по величине расхода охлаждающей среды. Хотя система охлаждения защищает скважину от теплового расширения, вызывающего повреждение, указанные эксплуатационная система и система обеспечения защиты могут дополнительно быть использованы для контроля скважинных операций в целом, контроля состояния пакера и для управления скважиной.

Охлаждающей средой может служить любая текучая среда, способная запасать и передавать тепло, например, любая из следующих сред или их сочетание: вода, углеводород, охлаждающая жидкость / охлаждающий агент, воздух или азот. Варианты осуществления изобретения могут относиться к процессам, при которых охлаждающая система используется для предотвращения потерь тепла от бурения или операций добычи в районах вечной мерзлоты. В данном варианте в системе использовалась бы экологически безопасная охлаждающая среда, например, углеводород, такой как гликоль, который может оставаться жидким при температурах ниже 0°C.

Фиг. 1 иллюстрирует типичную «нетермостойкую» скважину. Пробуренная выемка 1 содержит приустьевую обсадную трубу 3, которая зацементирована нетермостойким цементом 2. Пробуренная выемка 4 содержит нетермостойкую эксплуатационную обсадную трубу 6, которая зацементирована нетермостойким цементом 5. Нагнетательная колонна (НК) 8 соединена у поверхности с нагнетательным устьем 17. Нагнетательная колонна 8 проходит вниз через изолирующий пакер 9, расположенный непосредственно над резервуаром 10 тяжелой нефти. Пар или иную высокотемпературную текучую среду нагнетают с поверхности вниз, и выпускают из нижнего конца НК 8 через перфорационные отверстия 11 эксплуатационной обсадной трубы, и в резервуар 10 тяжелой нефти. Общая глубина скважины обозначена индексом 12. Охлаждающую среду CF (англ. Cooling Fluid) вводят из питающей линии 36 у поверхности через вторую

трубу 7. Охлаждающую среду CF вводят в кольцевое пространство 13 между НК 8 и обсадной трубой 6 у выпускного конца трубы 7, примыкающего к пакеру 9, и возвращают на поверхность через кольцевое пространство 13, где удаляют через выпускной канал 29 устья скважины. Выпускной канал 29 расположен близко к верхнему концу кольцевого пространства сразу под кольцевым предохранительным уплотнением 27 устья скважины. Охлаждающая среда в выпускном канале 29 была нагрета теплом, которое излучает нагнетательная колонна 8. Контур охлаждающей среды защищает устье 17 скважины, нетермостойкую обсадную трубу 5 скважины и нетермостойкий цемент 6 от теплового повреждения. Чтобы дополнительно уменьшить потери тепла в стволе скважины, НК 8 может быть выполнена с теплоизолирующей стенкой. В линиях 29 и 36 могут быть установлены обратные клапаны, чтобы обеспечить надлежащее направление движения охлаждающей среды.

Фиг. 2 иллюстрирует типичную «термостойкую» скважину. Элементы 1, 2 и 3 такие же, как и описанные выше; пробуренная выемка 4 содержит термостойкую эксплуатационную обсадную трубу 15, которая зацементирована термостойким цементом 14. Элементы 7, 8, 9, 10, 11 и 12 такие же, как и описанные выше. Охлаждающую среду CF для предотвращения теплового расширения эксплуатационной обсадной трубы 15 также вводят через вторую трубу 7 и возвращают на поверхность через кольцевое пространство 13 и выпускной канал 29 устья скважины.

Фиг. 3 иллюстрирует один вариант осуществления наземного оборудования. В любой системе, нагретая в скважине, возвращающаяся охлаждающая среда CF, выходит из выпускного канала 29, и может быть удалена (утилизирована), например, через трубопровод 22a. Однако, во многих вариантах осуществления тепловая энергия из охлаждающей среды может быть извлечена и/или охлаждающая среда может быть вновь пущена в оборот. Например, как показано, охлаждающая среда, возвращающаяся из скважины по линии 29, может быть перенаправлена в охладитель 32 для охлаждения. Охлаждающая среда затем может быть передана в другие процессы или на утилизацию 22b, закачана в накопительный бак 33 или возвращена в скважину через трубопровод 36 непосредственно или из бака 33. Насос 35 обеспечивает циркуляцию охлаждающей среды. К примеру, насос 35 включается, чтобы засасывать охлаждающую среду CF из бака 33, и передавать ее обратно в скважину вниз по второй трубе 7 (фиг. 1 и 2), прежде чем охлаждающая среда возвратится вверх

по кольцевому пространству 13 к выпускному каналу 29 возврата охлаждающей среды.

Охлаждающая среда, которая нагрет за счет циркуляции через скважину, может быть охлажден путем использования охладителя. В данном варианте осуществления охладитель 32 представляет собой теплообменник, который передает тепловую энергию либо холодной технологической текучей среде 37, либо воздуху. Согласно одному варианту осуществления, указанная технологическая текучая среда используется для получения пара, и, поэтому, тепловой обмен в теплообменнике 32 выгодным образом подогревает технологическую текучую среду.

В данном варианте осуществления изобретения наземные трубопроводы и измерительная аппаратура могут быть полезными для способа охлаждения с контролем давления и режимом аварийного отключения. Таким образом, наземное оборудование в данном варианте осуществления дополнительно содержит клапан 31 аварийного отключения (ВАО) и контроллер 34 давления. Наземное оборудование прокачивает вернувшуюся нагретую охлаждающую среду CF, приводя ее в контакт с контроллером 34 давления, а затем пропускает через клапан 31 аварийного отключения, прежде чем охлаждающая среда достигнет теплообменника 32.

Контроллер 34 давления расположен (по направлению потока) перед ВАО 31, и выполнен с возможностью запираания ВАО 31, если обнаружено состояние превышения давления на заданную величину. Например, давление закачки высокотемпературной среды через НК 8 и давление в области ниже пакера 9 выше гидростатического давления в кольцевом пространстве 13. Таким образом, если НК 8 или изолирующий пакер дают течь, т.е. выходят из строя, давление от закачиваемой среды может создать проблему в виде увеличения давления, которое через кольцевое пространство может проявиться на поверхности. Соответствующий изобретению контур охлаждения может осуществлять непрерывный контроль, определять неисправность НК 8 или пакера, и приводить в действие ВАО 31 с целью управления скважиной. Контроллер 34 давления может также передавать обнаруженное состояние превышения давления в устройство управления закачкой, чтобы при возможности также вызывать отключение системы закачки.

Трубопровод до вентиля 31 аварийного отключения является трубопроводом высокого давления. Однако, благодаря управлению скважиной, которое может осуществлять ВАО 31, трубопроводы и оборудование после ВАО 31 не обязательно должны быть рассчитаны на высокое давление, что, тем самым, позволяет снизить стоимость оборудования.

Наземное оборудование в данном и других вариантах осуществления может дополнительно содержать резервуар 30 высокого давления, расположенный близко к скважине, который является полезным в качестве буферного объема в ситуациях превышения давления. Резервуар 30 может быть расположен перед ВАО 31, чтобы обеспечить возможность размещения некоторого объема возвращаемой охлаждающей среды еще до вентиля аварийного отключения.

Фиг. 4 иллюстрирует другой вариант осуществления наземных трубопроводов и измерительной аппаратуры. Данный вариант полезен при осуществлении способа охлаждения с контролем расхода, при котором используются одно или более средств контроля объемного расхода. Неисправности, такие как выход из строя пакера, нагнетательной колонны или обсадной трубы, могут приводить к увеличению или уменьшению расхода охлаждающей среды. Например, если выходит из строя пакер 9, то может происходить потеря охлаждающей среды, или текучая среда может поступать из зоны нагнетания в зависимости от давления в зоне нагнетания. Любое изменение объема охлаждающей среды может быть определено измерителем объема текучей среды, таким как измеритель 28 уровня (объема) в баке 33 или посредством расходомера (TFC) 38 в трубопроводе.

Трубопровод замкнутого контура выполнен так, что поступающая в выпускной канал 29 нагретая в скважине возвращающаяся охлаждающая среда затем проходит через вентиль 31 аварийного отключения (ВАО), прежде чем поступить (как вариант) в теплообменник 32 и бак 33. Нагретая охлаждающая среда охлаждается в теплообменнике 32 посредством холодной технологической текучей среды 37, или за счет других средств, например, воздуха. Охлаждающая среда CF отсасывается из бака 33 посредством насоса 35, который посылает охлаждающую среду обратно вниз по второй трубе 7 (фиг. 1 и 2), после чего охлаждающая среда возвращается вверх по кольцевому пространству 13 в выпускной канал 29 возврата охлаждающей среды.

Измеритель объема 28 и/или измеритель 38 расхода выполнены с возможностью запираания ВАО 31, если объем выходит за пределы приемлемого диапазона. Измеритель 38 расхода, например, осуществляет контроль расхода в линии возврата охлаждающей среды, сравнивая его с расходом на выходе насоса 35, или с показаниями другого расходомера (TFC) в линии 36 подачи охлаждающей среды. В то время как, к ситуации, при которой возвращаемый объем меньше подаваемого, можно приспособиться, однако увеличение объема является причиной для немедленного отключения, как было отмечено выше согласно фиг. 3. Хотя измеритель 28 объема в баке хорош для системы с замкнутым контуром, расходомер 38 полезен как для замкнутой, так и разомкнутой системы.

Фиг. 5 иллюстрирует еще один вариант осуществления наземных трубопроводов и измерительной аппаратуры. Данный вариант полезен при осуществлении способа охлаждения с контролем температуры, при котором используются один или более датчиков 40 температуры (TRC). Система, которая контролирует рост температуры среды, возвращающейся из скважины, может быть полезна для контроля показателей эффективности системы. Если датчик температуры определяет, что температура возвращающейся среды превышает установленное предельное значение, это может указывать на неисправность нагнетательной колонны 8, например, потерю теплоизоляционных свойств. Система могла бы быть перенастроена на увеличение охлаждения или величины расхода охлаждающей среды, или можно было бы заменить НК 8. Значения температуры охлаждающей среды, поступающего в скважину по линии 36 и трубе 7, как правило меньше 20°C, в то время как температуры в линии возврата следует поддерживать на уровне ниже 70°C, а по возможности ниже 60°C.

Системы, изображенные на фиг. 3-5, могут быть использованы в различных комбинациях.

Вышеприведенное описание и примеры предназначены для того, чтобы специалист мог лучше понять настоящее изобретение. Изобретение не должно ограничиваться данным описанием и примерами, напротив, его следует интерпретировать шире в соответствии с прилагаемой формулой изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ защиты скважины от теплового повреждения во время закачки высокотемпературных сред, содержащий этапы, на которых:

а) вводят охлаждающую среду в кольцевое пространство между трубопроводом закачки высокотемпературной текучей среды и стенкой ствола скважины;

б) обеспечивают возможность охлаждающей среде оставаться в кольцевом пространстве в течение времени пребывания, так чтобы охлаждающая среда стала нагретой охлаждающей средой;

с) выводят нагретую охлаждающую среду из кольцевого пространства; и повторяют этапы а-с.

2. Способ по п. 1, дополнительно содержащий охлаждение охлаждающей среды после выведения нагретой охлаждающей среды из кольцевого пространства.

3. Способ по п. 1, в котором этап введения охлаждающей среды содержит закачивание охлаждающей среды через выпускное отверстие, расположенное на глубине в скважине.

4. Способ по п. 1, в котором скважина содержит изолирующий пакер, расположенный выше по стволу скважины от резервуара, принимающего закачиваемую высокотемпературную текучую среду, при этом указанное выпускное отверстие расположено непосредственно выше по стволу скважины относительно пакера.

5. Способ по п. 1, в котором повторение этапов а-с осуществляют путем непрерывной циркуляции охлаждающей среды от поверхности и обратно на поверхность вверх через кольцевое пространство, при этом способ дополнительно содержит охлаждение охлаждающей среды перед его введением в кольцевое пространство.

6. Способ по п. 1, в котором способ обеспечивает ослабление теплового расширения обсадной колонны скважины, вызываемого закачкой пара или высокотемпературной текучей среды.

7. Способ по п. 1, дополнительно содержащий контроль давления нагретой охлаждающей среды и изменение способа, если давление превышает предварительно выбранный уровень.

8. Способ по п. 7, в котором скважина содержит изолирующий пакер, расположенный выше по стволу скважины от резервуара, принимающего закачиваемую высокотемпературную текучую среду, при этом контроль давления включает в себя определение неисправности пакера.

9. Способ по п. 8, в котором изменение способа содержит прекращение выполнения по меньшей мере некоторых из этапов а-с.

10. Способ по п. 1, дополнительно содержащий контроль расхода, включающий контроль обратного потока нагретой охлаждающей среды в сравнении с притоком охлаждающей среды в скважину, а также изменение способа, если обратный поток существенно отличается от притока.

11. Способ по п. 10, в котором скважина содержит изолирующий пакер, расположенный выше по стволу скважины от резервуара, принимающего закачиваемую высокотемпературную текучую среду, при этом контроль расхода включает в себя определение неисправности пакера.

12. Способ по п. 11, в котором изменение способа содержит прекращение выполнения по меньшей мере некоторых из этапов а-с.

13. Способ по п. 2, в котором в процессе охлаждения охлаждающей среды происходит перенос тепловой энергии от нагретой охлаждающей среды к технологической текучей среде, используемой для закачки.

14. Устройство для закачки высокотемпературной среды в резервуар в скважине, содержащее:

- нагнетательную колонну, выполненную с возможностью соединения со стволом скважины и передачи высокотемпературной текучей среды в зону нагнетания в скважине;

- пакер, через который проходит нижний конец нагнетательной колонны;

- трубу, проходящую рядом с нагнетательной колонной, причем впускной конец трубы выполнен с возможностью соединения с наземным трубопроводом в области устья скважины, а выпускной конец расположен вблизи пакера; и

- выпускной канал в устье скважины,

при этом устройство выполнено с возможностью создания контура охлаждающей среды, которая течет от поверхности через указанную трубу, и из указанной трубы вблизи пакера рядом с наружной поверхностью нагнетательной колонны, а затем возвращается на поверхность рядом с нагнетательной колонной и выходит через выпускной канал.

15. Устройство по п. 14, в котором нагнетательная колонна является изолированной.

16. Оборудование ствола скважины для скважины, содержащее:

- устьевое устройство;

- нагнетательную колонну, проходящую по длине скважины, выполненную с возможностью передачи высокотемпературной текучей среды в зону нагнетания в скважине, и образующую в скважине кольцевое пространство между собой и стенкой скважины;

- пакер, установленный вокруг нагнетательной колонны, и выполненный с возможностью герметизации кольцевого пространства;

- трубу, проходящую через кольцевое пространство рядом с нагнетательной колонной, причем впускной конец трубы соединен с наземным трубопроводом в области устья скважины, а выпускной конец расположен вблизи пакера;

- выпускной канал в устье скважины; и

- насос для создания течения охлаждающей среды через контур от наземного трубопровода через указанную трубу, из указанной трубы в кольцевое пространство вблизи пакера, обратно вверх по кольцевому пространству рядом с нагнетательной колонной, и наружу из выпускного канала в наземный трубопровод.

17. Оборудование ствола скважины по п. 16, дополнительно содержащее в наземном трубопроводе теплообменник для передачи тепловой энергии от охлаждающей среды к технологической текучей среде для получения высокотемпературной текучей среды.

18. Оборудование ствола скважины по п. 16, дополнительно содержащее связанный с наземным трубопроводом: вентиль аварийного отключения и контроллер давления, выполненный с возможностью измерения давления охлаждающей среды и инициирования аварийного отключения на вентиле, если обнаружено состояние превышения давления.

19. Оборудование ствола скважины по п. 16, дополнительно содержащее: вентиль аварийного отключения и контроллер расхода, выполненный с возможностью измерения величины расхода охлаждающей среды на выходе насоса и величины расхода охлаждающей среды в выпускном канале, при этом контроллер расхода выполнен с возможностью инициирования аварийного отключения на вентиле, если расход на выходе насоса существенно отличается от расхода в выпускном канале.

20. Оборудование ствола скважины по п. 16, в котором скважина укреплена нетермостойкими обсадными трубами.

21. Оборудование ствола скважины по п. 16, в котором скважина укреплена термостойкими обсадными трубами.

22. Оборудование ствола скважины по п. 16, в котором нагнетательная колонна соединена с устьем скважины и выполнена с возможностью передачи высокотемпературной текучей среды с поверхности в резервуар, в область ниже пакера.

1/5

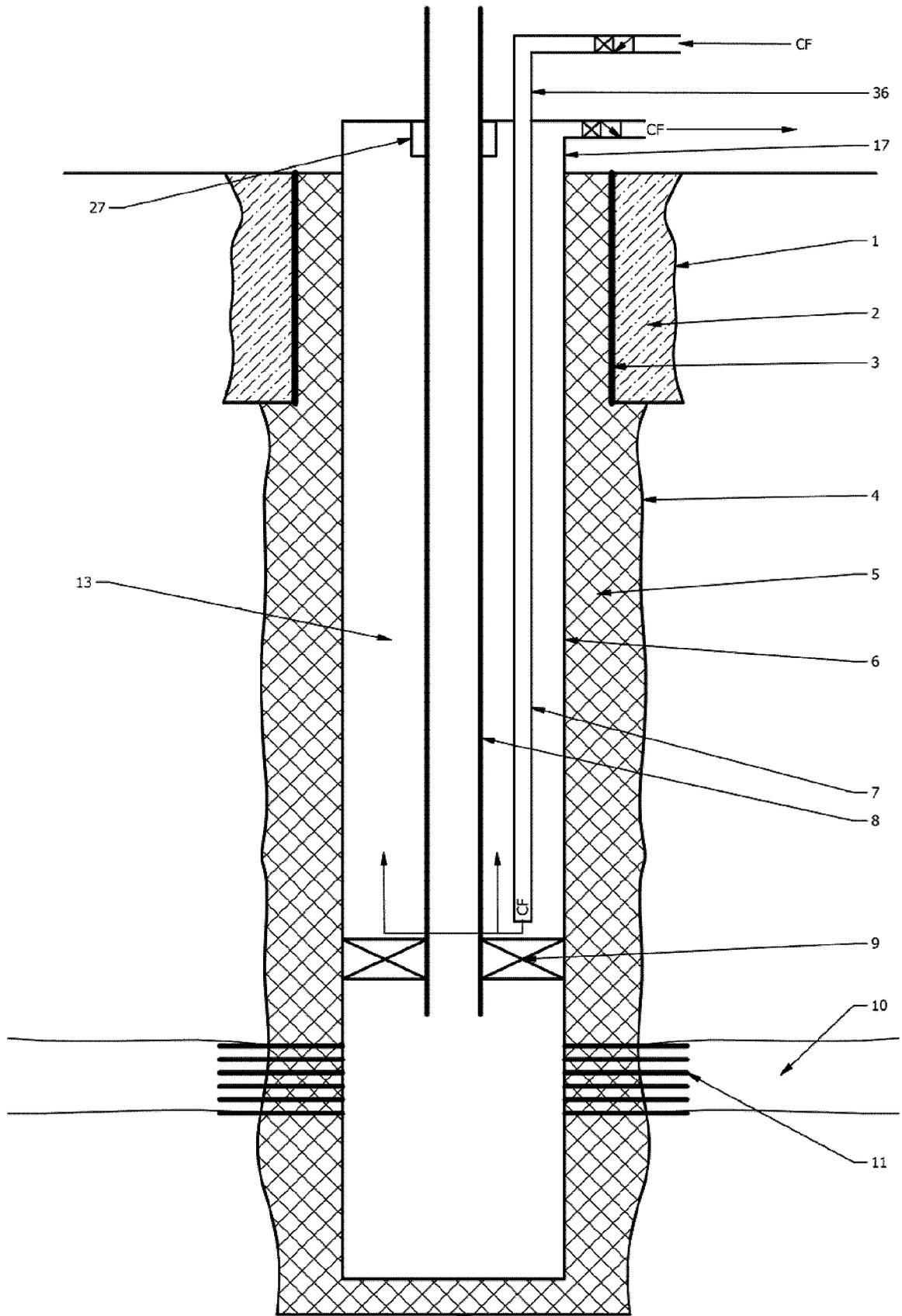


Figure 1.

12

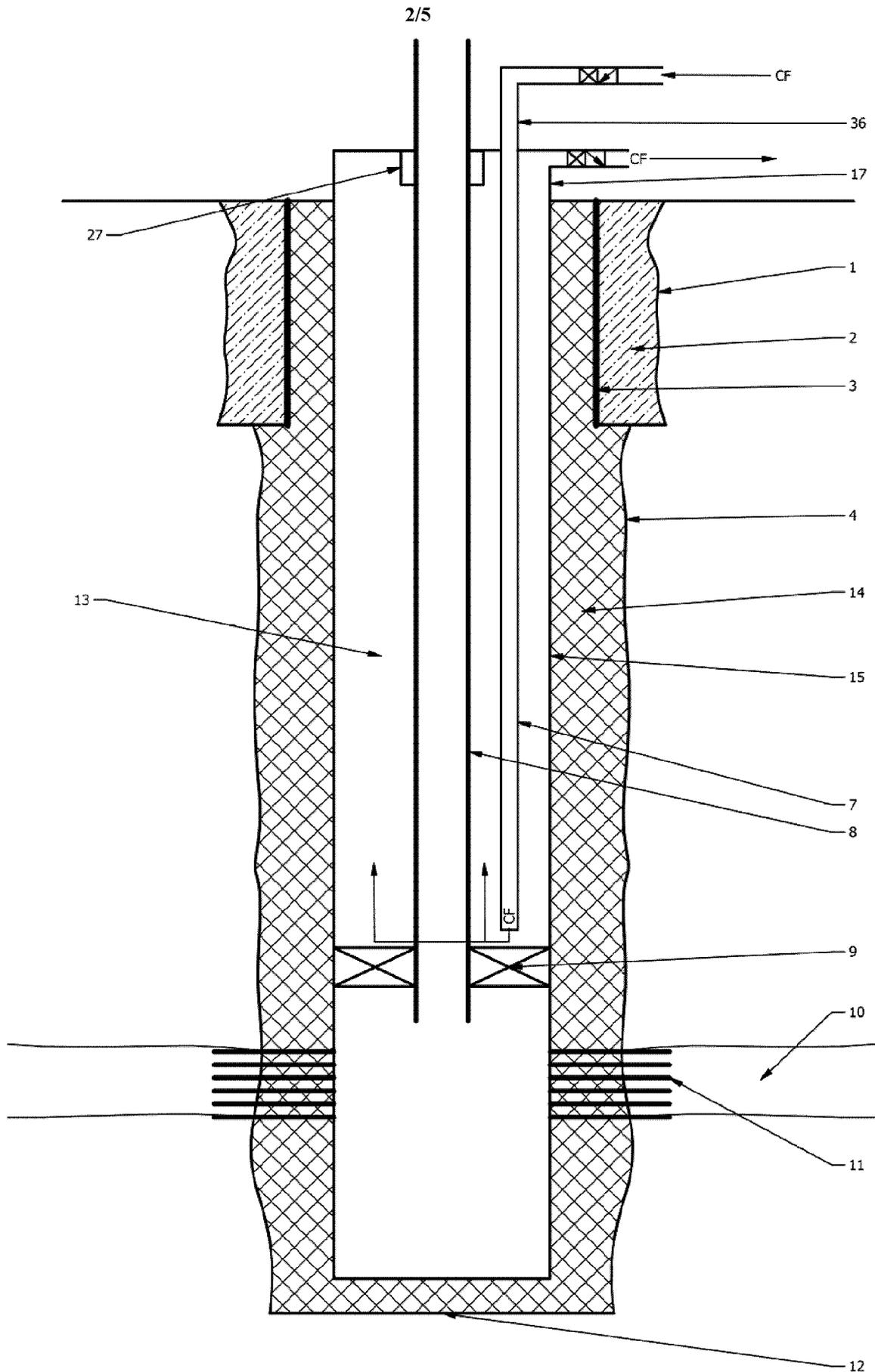


Figure 2.

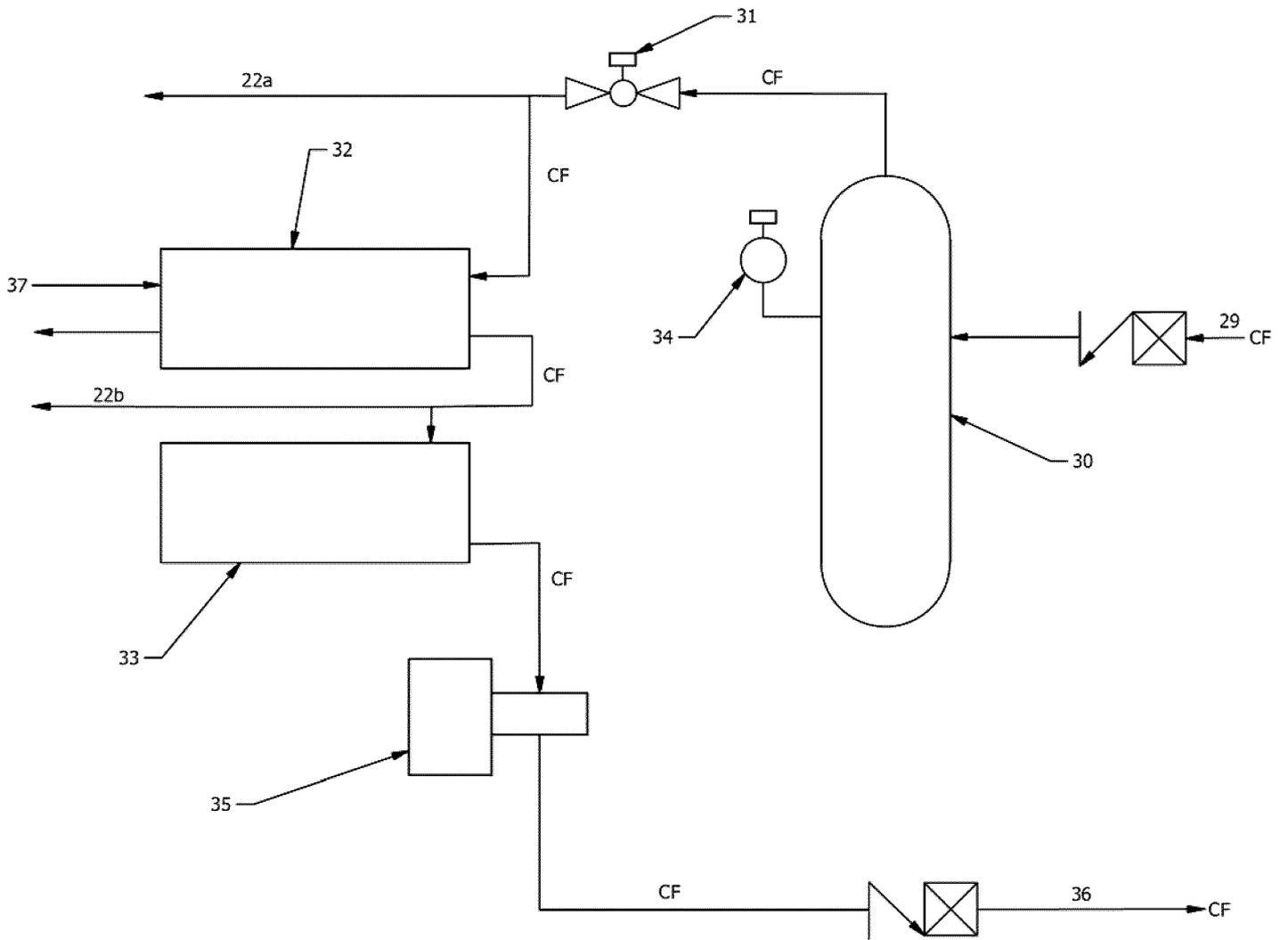


Figure 3:

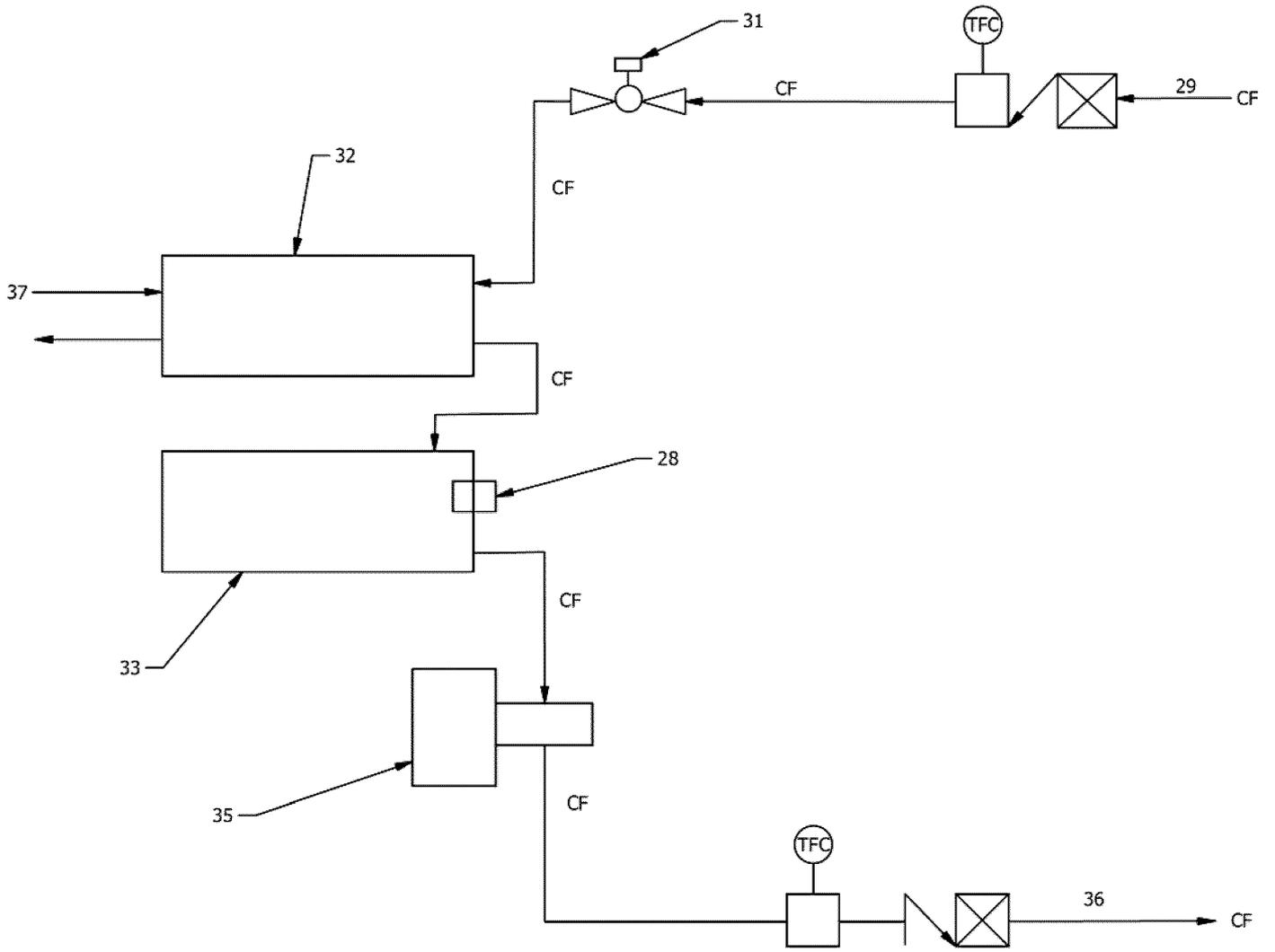


Figure 4:

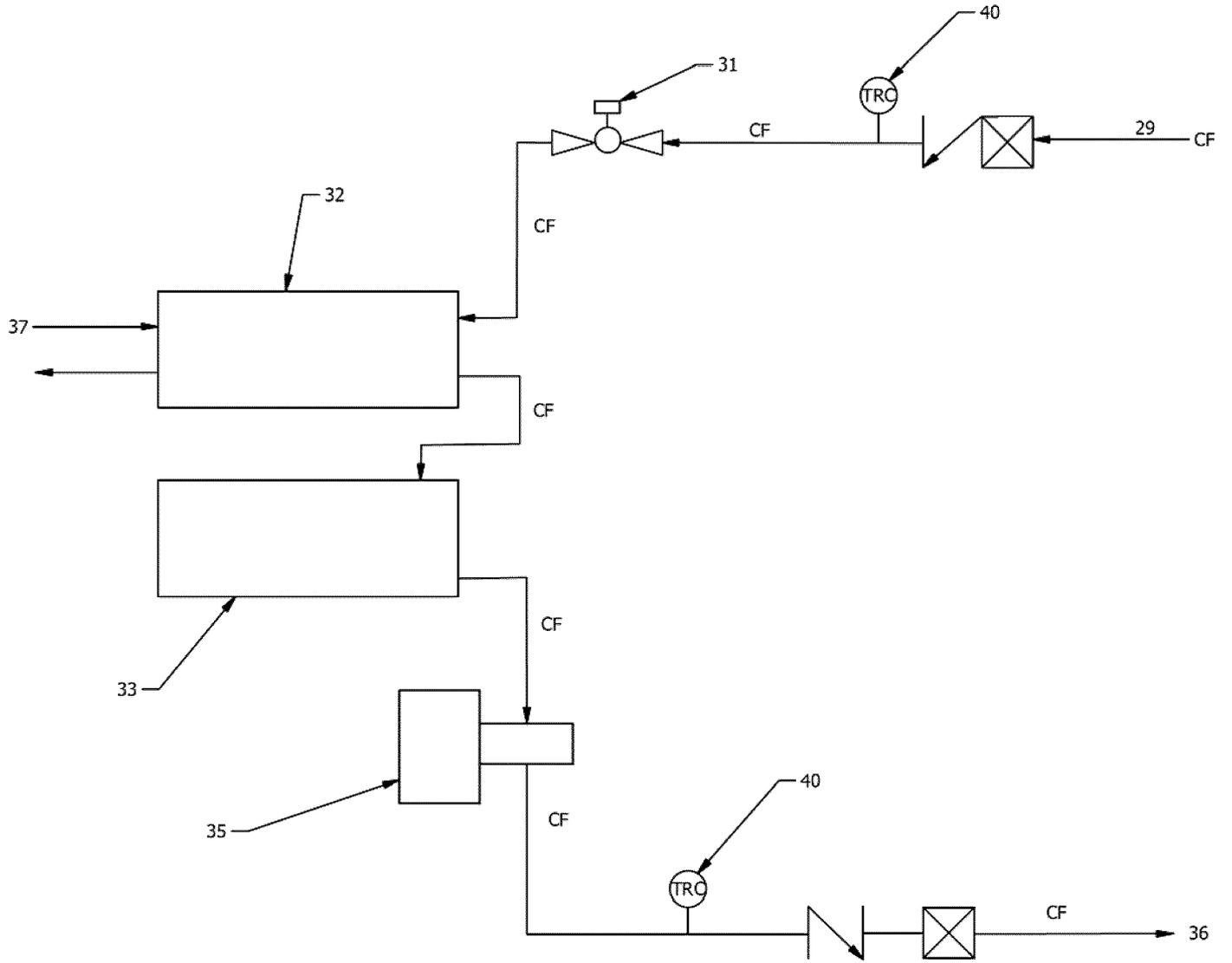


Figure 5: