

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2572135

СПОСОБ ДЕГАЗАЦИИ И ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

Патентообладатель(ли): *Открытое акционерное общество
"Тюменский проектный и научно-исследовательский
институт нефтяной и газовой промышленности им.
В.И. Муравленко" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2014116748

Приоритет изобретения 24 апреля 2014 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре
изобретений Российской Федерации 02 декабря 2015 г.

Срок действия патента истекает 24 апреля 2034 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивалиев



Автор(ы): **Щербинин Игорь Алексеевич (RU), Фахретдинов
Искандер Закарьевич (RU), Тарасов Михаил Юрьевич (RU),
Мякишев Евгений Александрович (RU)**

ПО

(

-

(:

(:

Г.

(2

(4

(4

(5

А.

—

(5.

Ос

не

не

те

на

ор

об

св

N=

об

во,

тел

мо

мо

пр

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21)(22) Заявка: 2014116748/05, 24.04.2014

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
24.04.2014

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 24.04.2014

(43) Дата публикации заявки: 27.10.2015 Бюл. № 30

(45) Опубликовано: 27.12.2015 Бюл. № 36

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: US 3708960, 09.06.1973. US 3708960,
09.06.1973. US 2832431, 29.05.1958. US 3389536,
25.06.1968.

Адрес для переписки:

625000, г.Тюмень, ул. Республики, 62, ОАО
"Гипротюменьнефтегаз"

(72) Автор(ы):

Щербинин Игорь Алексеевич (RU),
Фахретдинов Искандер Закарьевич (RU),
Тарасов Михаил Юрьевич (RU),
Мякишев Евгений Александрович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество
"Тюменский проектный и научно-
исследовательский институт нефтяной и
газовой промышленности им. В.И.
Муравленко" (RU)(54) СПОСОБ ДЕГАЗАЦИИ И ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО
ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

(57) Формула изобретения

Способ дегазации и обезвоживания нефти, заключающийся в подаче нефтегазоводяной смеси в двухсекционный нефтегазоводоразделитель, отделении в нем нефтяного газа и нагреве и отстаивании водонефтяной эмульсии, отличающийся тем, что нагрев водонефтяной эмульсии производят посредством размещенных друг над другом верхней и нижней U-образных жаровых труб с горизонтально ориентированными друг относительно друга ветвями, причем в процессе дегазации и обезвоживания нефти контролируют тепловую мощность, требуемую для нагрева свободной воды в поступающей нефтегазоводяной смеси, по следующей зависимости: $N = Q_n(W_1 - W_2) \cdot c \cdot \Delta t / (1 - W_1)(1 - W_2)$, где N - тепловая мощность, Q_n - расход нефти, W_1 - общее содержание воды в поступающей нефтегазоводяной смеси, W_2 - содержание воды в водонефтяной эмульсии, c - теплоемкость воды, Δt - требуемый перепад температур на выходе и входе нефтегазоводоразделителя, сравнивают тепловую мощность, требуемую для нагрева свободной воды, с контрольной величиной тепловой мощности нижней жаровой трубы и при ее превышении этой контрольной величины производят отключение нижней жаровой трубы.

Сведения об изменениях или дополнениях
отражаются в Приложении к патенту

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2014116748/05, 24.04.2014

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
24.04.2014

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 24.04.2014

(43) Дата публикации заявки: 27.10.2015 Бюл. № 30

(45) Опубликовано: 27.12.2015 Бюл. № 36

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: US 3708960, 09.06.1973. US 3708960,
09.06.1973. US 2832431, 29.05.1958. US 3389536,
25.06.1968.

Адрес для переписки:

625000, г.Тюмень, ул. Республики, 62, ОАО
"Гипротюменнефтегаз"

(72) Автор(ы):

Щербинин Игорь Алексеевич (RU),
Фахретдинов Искандер Закарьевич (RU),
Тарасов Михаил Юрьевич (RU),
Мякишев Евгений Александрович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество
"Тюменский проектный и научно-
исследовательский институт нефтяной и
газовой промышленности им. В.И.
Муравленко" (RU)(54) СПОСОБ ДЕГАЗАЦИИ И ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО
ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

(57) Реферат:

Изобретение относится к процессам промышленной подготовки нефти. Способ дегазации и обезвоживания нефти заключается в подаче нефтегазоводяной смеси в двухсекционный нефтегазоводоразделитель, отделении в нем нефтяного газа и нагреве водонефтяной эмульсии посредством размещенных друг над другом верхней и нижней U-образных жаровых труб с горизонтально ориентированными друг относительно друга ветвями, причем в процессе дегазации и обезвоживания нефти контролируют тепловую мощность, требуемую для нагрева свободной воды в поступающей нефтегазоводяной смеси, по следующей зависимости: $N=Q_H(W_1-W_2) \cdot c \cdot \Delta t / (1-W_1)(1-W_2)$, где

N - тепловая мощность, Q_H - расход нефти, W_1 - общее содержание воды в поступающей нефтегазоводяной смеси, W_2 - содержание воды в водонефтяной эмульсии, c - теплоемкость воды, Δt - требуемый перепад температур на выходе и входе нефтегазоводоразделителя, сравнивают тепловую мощность, требуемую для нагрева свободной воды, с контрольной величиной тепловой мощности нижней жаровой трубы и при ее превышении этой контрольной величины производят отключение нижней жаровой трубы. Технический результат - позволяет повысить эффективность процесса разделения газодонефтяных эмульсий. 1 ил.

Изобретение относится к процессам промышленной подготовки нефти, в частности к процессам дегазации и обезвоживания нефти методом гидродинамического отстаивания.

Известен способ дегазации и обезвоживания нефти, заключающийся в подаче нефтегазоводяной смеси в двухсекционный нефтегазоводоразделитель, отделении в нем нефтяного газа и нагреве и отстаивании водонефтяной эмульсии. Нагрев водогазонефтяной смеси осуществляется посредством U-образной жаровой трубы с вертикально ориентированными друг относительно друга ветвями. [Тарасов М.Ю., Зырянов А.Б., Зобнин А.А., Ташбулатов И.А. Промысловые исследования обезвоживания нефти в нефтегазоводоразделителях с подогревом продукции. Нефтяное хозяйство. - 2012 - №5. - С. 96-98].

Недостатком известного способа является то, что вертикально ориентированные относительно друг друга ветви жаровой трубы занимают значительный объем аппарата, в результате чего при увеличении обводненности входящей продукции нагреву подвергается не только нефтегазоводяная смесь, находящаяся выше уровня раздела фаз «нефть/вода», но и свободная вода, нагрев которой не желателен. Более того, при высокой обводненности возможна работа жаровой трубы в свободной воде. В этом случае значительно увеличивается скорость коррозии жаровой трубы, происходит ее прогорание, что существенно сокращает срок ее эксплуатации. Это приводит к снижению эффективности работы нефтегазоводоразделителя и сокращению сроков его межремонтного периода.

Наиболее близким способом дегазации и обезвоживания нефти является способ, заключающийся в подаче нефтегазоводяной смеси в двухсекционный нефтегазоводоразделитель, отделении в нем нефтяного газа, нагреве водогазонефтяной смеси посредством U-образной жаровой трубы с горизонтально ориентированными друг относительно друга ветвями и отстаивании водонефтяной эмульсии (патент США №US 8465572 B1, опубл. 18.06.2013).

Недостатком данного технического решения является наличие единственного нагревательного элемента, расположенного по центральной оси нефтегазоводоразделителя и занимающего по объему едва ли третью часть объема его секции нагрева, что снижает тепловую мощность аппарата и тем самым снижает эффективность процесса разделения водонефтяной эмульсии в условиях изменяющейся обводненности.

Задачей, на решение которой направлено изобретение, является повышение эффективности процесса разделения газодонефтяной эмульсии в условиях изменяющейся обводненности, повышение надежности работы и ресурса нефтегазоводоразделителя и сокращение его эксплуатационных затрат.

Технический результат достигается тем, что в способе дегазации и обезвоживания нефти, заключающемся в подаче нефтегазоводяной смеси в двухсекционный нефтегазоводоразделитель, отделении в нем нефтяного газа и нагреве и отстаивании водонефтяной эмульсии, нагрев водонефтяной эмульсии производят посредством размещенных друг над другом верхней и нижней U-образных жаровых труб с горизонтально ориентированными друг относительно друга ветвями, причем в процессе дегазации и обезвоживания нефти контролируют тепловую мощность, требуемую для нагрева свободной воды в поступающей нефтегазоводяной смеси, по следующей зависимости: $N = Q_H(W_1 - W_2) \cdot c \cdot \Delta t / (1 - W_1)(1 - W_2)$, где N - тепловая мощность, Q_H - расход нефти, W_1 - общее содержание воды в поступающей нефтегазоводяной смеси, W_2 - содержание воды в водонефтяной эмульсии, c - теплоемкость воды, Δt - требуемый перепад температур на выходе и входе нефтегазоводоразделителя, сравнивают тепловую

мощность, требуемую для нагрева свободной воды, с контрольной величиной тепловой мощности нижней жаровой трубы и при ее превышении контрольной величины производят отключение нижней жаровой трубы.

5 Осуществление подогрева нефтеводяной эмульсии посредством размещенных друг над другом верхней и нижней U-образных жаровых труб с горизонтально ориентированными друг относительно друга ветвями позволяет повысить тепловую мощность нефтегазоводоразделителя.

10 Осуществление в процессе эксплуатации нефтегазоводоразделителя контроля обводненности поступающей смеси позволяет повысить эффективность использования нагревательных элементов, исключив расход тепловой мощности на нагрев находящейся в смеси свободной воды, путем отключения нагрева нижней жаровой трубы, что существенно снижает эксплуатационные затраты нефтегазоводоразделителя. Исключение подогрева свободной воды позволяет повысить надежность работы по меньшей мере нижней жаровой трубы, тем самым увеличив ресурс

15 нефтегазоводоразделителя в целом.

Изобретение поясняется графически, где на фиг. 1 изображена принципиальная схема нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом.

Нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом содержит секцию 1 нагрева и секцию 2 отстоя, разделенные друг от друга поперечной перегородкой 3, конструкция

20 которой обеспечивает беспрепятственное передвижение свободной воды из секции 1 в секцию 2 вдоль нижней образующей нефтегазоводоразделителя, свободное передвижение газа вдоль верхней образующей нефтегазоводоразделителя и переливание нефти с эмульгированной водой через верхний край перегородки 3. В корпусе 4 секции 1 нагрева размещены нагревательные элементы в виде двух горизонтально ориентированных U-

25 образных нижней и верхней жаровых труб 5 и 6, расположенных друг над другом.

Секция 2 отстоя оснащена блоком 7 коалесцирующих элементов. В качестве коалесцирующего элемента используется материал с хорошо выраженными гидрофобными свойствами и низким гидравлическим сопротивлением - набор полипропиленовых пластин, установленных вертикально вдоль оси

30 нефтегазоводоразделителя с фиксированным расстоянием между собой.

Отделение свободного газа и свободной воды от нефтегазоводяной смеси и нагрев водонефтяной эмульсии выполняют в секции 1 нагрева, а процесс обезвоживания (отделение от нефти растворенного газа и эмульгированной воды) водонефтяной эмульсии происходит в секции 2 отстоя. В секции 2 при прохождении водонефтяной

35 эмульсии через блок 7 коалесценции происходит столкновение эмульсии с коалесцирующими пластинами и накопление отдельных капелек нефти на их поверхности. По мере укрупнения капель нефти под действием разности плотностей нефти и воды происходит их всплытие в поток нефти с последующим уносом в сборник 8 нефти. Отбор отсепарированного газа выполняют через расположенный в верхней

40 части аппарата патрубок 9 отвода газа, отбор воды выполняют через расположенный в его нижней части патрубок 10, а отбор нефти - через патрубок 11 отвода нефти в сборнике 8 нефти.

Способ дегазации и обезвоживания нефти заключается в следующем.

Нефтегазоводяную смесь подают в двухсекционный нефтегазоводоразделитель, в

45 секции 1 которого происходит отделение свободного нефтяного газа и свободной воды и нагрев водонефтяной эмульсии, посредством размещенных друг над другом верхней и нижней U-образных жаровых труб 5 и 6 с горизонтально ориентированными друг относительно друга ветвями. Из секции 1 водонефтяная эмульсия направляется в секцию

2 для ее отстаивания. В течение всего процесса дегазации и обезвоживания нефти измеряют тепловую мощность, требуемую для нагрева свободной воды в поступающей нефтегазоводяной смеси, по следующей зависимости: $N=Q_H(W_1-W_2) \cdot c \Delta t / (1-W_1)(1-W_2)$, где N - тепловая мощность, Q_H - расход нефти, W_2 - общее содержание воды в поступающей нефтегазоводяной смеси, W_2 - содержание воды в водонефтяной эмульсии, c - теплоемкость воды, Δt - требуемый перепад температур на выходе и входе нефтегазоводоразделителя, и сравнивают ее значения с контрольной величиной тепловой мощности нижней жаровой трубы. Как только величина тепловой мощности, требуемой для нагрева свободной воды в поступающей нефтегазоводяной смеси? превысит контрольную величину тепловой мощности нижней жаровой трубы, нагрев нижней жаровой трубы отключают.

Способ дегазации и обезвоживания нефти реализуется следующим образом.

Через патрубок 12 ввода в секцию 1 нефтегазоводоразделителя подается газоводонефтяная смесь. Происходит распределение смеси около жаровых труб 5 и 6, ее нагрев и отделение из нее свободного газа и свободной воды. Газ направляется в верхнюю часть корпуса 4 аппарата и скапливается в объеме над секциями 1 и 2. Вода, плотность которой больше плотности нефти, опускается в нижнюю часть корпуса 4 аппарата и под переливной перегородкой 3 направляется в секцию 2. Водонефтяная эмульсия переливается через перегородку 3 и попадает в блок коалесценции 7. При прохождении через блок 7 капли нефти коалесцируют друг с другом, образуют крупные формы и всплывают вверх в нефтяной слой, а вода под действием сил гравитации аккумулируется в нижней части аппарата. Выход нефти из секции отстоя осуществляется через перегородку в сборник нефти 8, расположенный на выходе из аппарата. Вода, выделившаяся из смеси около жаровых труб 5 и 6 и в секции 2 отстоя соединяется со «свободной» водой в нижней части аппарата и выводится патрубком 10 отвода. Отделенный газ аккумулируется в верхней части аппарата и отводится через патрубок 9 выхода газа.

Жаровые трубы 5 и 6 выполнены U-образными с горизонтально ориентированными ветвями, что позволяет более эффективно расходовать теплоту нагрева и исключить потенциально «нежелательные» режимы работы нагревательных элементов. При поступлении эмульсии со средней обводненностью 30-50% жаровые трубы находятся выше уровня раздела фаз в зоне эмульсии «нефть/воды», контакта со свободной воды нет. Происходит нагрев только нефтяной эмульсии, что является оптимальным режимом работы. В случае поступления высокообводненной эмульсии (до 90%) уровень раздела фаз «нефть/вода» поднимается и может оказаться выше горизонтального уровня жаровой трубы 5. В этом случае происходит расходование теплоты сгорания газа на нагрев свободной воды, что является не только бесполезным, но и ускоряет процессы коррозии при нахождении материала жаровых труб в минерализованной водной среде.

В процессе эксплуатации нефтегазоводоразделителя контролируют обводненность поступающей в него нефтегазоводяной смеси, причем важно контролировать не только общее содержание воды в водонефтяной смеси, но и содержание свободной воды, от величины которой главным образом и зависит момент отключения нижней жаровой трубы 5. При росте обводненности уже на входе в нефтегазоводоразделитель происходит расслоение поступающей смеси на устойчивую эмульсию и свободную воду. Свободная вода, практически не подогреваясь, проходит вниз секции 1 нагрева и отводится из аппарата, а устойчивая эмульсия проходя через жаровые трубы, нагревается и поступает в секцию 2 отстоя. Контроль за состоянием продукции на входе обычно проводят путем

отбора пробы (до точки введения деэмульгатора) и отстаивания ее при условиях процесса. После расслоения определяют содержание воды в нефти (эмульсии) и общее количество воды. Количество свободной воды определяют по формуле:

$$Q_{св.в} = \frac{Q_n \times (W_1 - W_2)}{(1 - W_1) \times (1 - W_2)}, \text{ где } Q_n - \text{расход нефти, } W_1 - \text{содержание воды в поступающей}$$

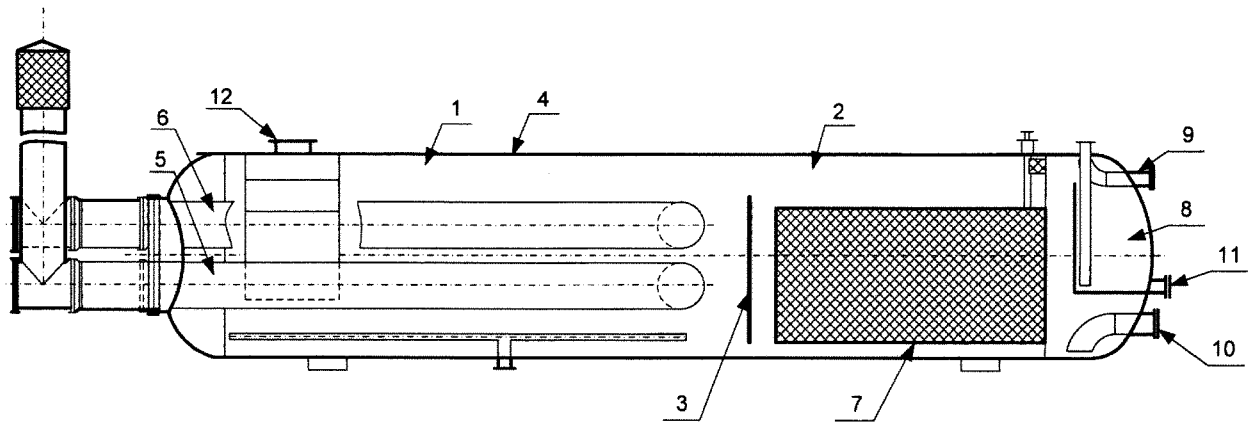
продукции, доли единиц; W_2 - содержание связанной воды в эмульсии, доли единиц.

Величина W_2 может быть определена, например, путем подготовки ряда эмульсий с разной степенью обводненности и определения обводненности (W_2), выше которой эмульсия начинает расслаиваться. Тепловая мощность для подогрева свободной воды, соответственно, равна $N = Q_n(W_1 - W_2) \times \Delta t / (1 - W_1)(1 - W_2)$. Определяя тепловую мощность, требуемую для нагрева свободной воды, сравнивают ее значение с контрольной величиной тепловой мощности жаровой трубы 5 и при превышении этой контрольной величины производят отключение нижней жаровой трубы 5. Вторая жаровая труба 6, которая находится в водонефтяном слое выше уровня раздела фаз «нефть/вода», продолжает работать. Таким образом, исключается тепловая мощность аппарата, расходуемая на подогрев свободной воды при работе на расслоенной водонефтяной смеси? и мощности оставшейся в работе жаровой трубы 6 достаточно для нагрева устойчивой эмульсии. Происходит снижение расхода топливного газа, значительно снижаются процессы коррозии нагревательных элементов. При этом улучшаются показатели эффективности работы нефтегазоводоразделителя за счет исключения лишнего нагрева свободной воды в его нижней части в случае поступления высокообводненной смеси и нахождения жаровой трубы 5 ниже границы раздела фаз «нефть/вода». Нагреву подвергается только нефть, растворенный газ и эмульгированная вода.

Реализация предлагаемого решения позволит повысить эффективность процесса разделения газодонефтяных эмульсий, повысить надежность работы и межремонтный ресурс нефтегазоводоразделителя и сократить его эксплуатационные затраты.

Формула изобретения

Способ дегазации и обезвоживания нефти, заключающийся в подаче нефтегазоводяной смеси в двухсекционный нефтегазоводоразделитель, отделении в нем нефтяного газа и нагреве и отстаивании водонефтяной эмульсии, отличающийся тем, что нагрев водонефтяной эмульсии производят посредством размещенных друг над другом верхней и нижней U-образных жаровых труб с горизонтально ориентированными друг относительно друга ветвями, причем в процессе дегазации и обезвоживания нефти контролируют тепловую мощность, требуемую для нагрева свободной воды в поступающей нефтегазоводяной смеси, по следующей зависимости: $N = Q_n(W_1 - W_2) \times \Delta t / (1 - W_1)(1 - W_2)$, где N - тепловая мощность, Q_n - расход нефти, W_1 - общее содержание воды в поступающей нефтегазоводяной смеси, W_2 - содержание воды в водонефтяной эмульсии, c - теплоемкость воды, Δt - требуемый перепад температур на выходе и входе нефтегазоводоразделителя, сравнивают тепловую мощность, требуемую для нагрева свободной воды, с контрольной величиной тепловой мощности нижней жаровой трубы и при ее превышении этой контрольной величины производят отключение нижней жаровой трубы.



ФИГ.1