

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **048053**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2024.10.22

(51) Int. Cl. *F16L 15/04* (2006.01)

(21) Номер заявки
202393040

(22) Дата подачи заявки
2022.04.28

(54) **СТАЛЬНАЯ ТРУБА С РЕЗЬБОВЫМ СОЕДИНЕНИЕМ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ, СПОСОБ ИЗГОТОВЛЕНИЯ СБОРКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТАЛЬНОЙ ТРУБЫ С РЕЗЬБОВЫМ СОЕДИНЕНИЕМ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ И СПОСОБ ИЗГОТОВЛЕНИЯ СТАЛЬНОЙ ТРУБЫ С РЕЗЬБОВЫМ СОЕДИНЕНИЕМ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ**

(31) **2021-077773**

(56) JP-A-200771231
WO-A1-2019/074097
JP-A-200165754
JP-A-2005315307
WO-A1-2022045209

(32) **2021.04.30**

(33) **JP**

(43) **2023.12.27**

(86) **PCT/JP2022/019271**

(87) **WO 2022/230973 2022.11.03**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**НИШПОН СТИЛ КОРПОРЕЙШН
(JP); ВАЛЛУРЕК ОЙЛ ЭНД ГАЗ
ФРАНС (FR)**

(72) Изобретатель:
**Накаи Юя, Кураниси Такао,
Никамура Кэити, Бэния Юки,
Мицунари Хидэки (JP)**

(74) Представитель:
**Забгаева У.Г., Давыдова Е.Л.,
Мурашев П.М. (RU)**

(57) Изобретением предложена стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины, отличающаяся высокой стойкостью к образованию задиров без использования компаундной консистентной смазки, позволяющая предотвращать образование ржавчины на контактной поверхности ниппеля и сохранять низкий крутящий момент упора. Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно изобретению содержит основной корпус 10 трубы, содержащий первую концевую часть 10А и вторую концевую часть 10В. Основной корпус 10 трубы содержит ниппель 40, сформированный на первой концевой части 10А, и муфту 50, сформированную на второй концевой части 10В. Маловязкое масло 80 наносят на контактную поверхность 400 ниппеля 40. На контактной поверхности 500 муфты 50 формируют твердое смазочное покрытие 60.

048053
B1

048053
B1

Область техники

Изобретение относится к стальной трубе с резьбовым соединением для нефтяной скважины, способу изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины с использованием стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, а также к способу изготовления стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

Предшествующий уровень техники

Стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины используют для бурения на месторождениях нефти и природного газа (далее месторождения нефти и природного газа совместно называются "нефтяными скважинами"). В частности, на площадке для бурения нефтяной скважины несколько стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины в соответствии с глубиной нефтяной скважины соединяют посредством резьбового соединения для получения сборки стальных труб для нефтяной скважины. Сборку стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины получают путем свинчивания стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины друг с другом посредством резьбового соединения. Сборку стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины поднимают и развинчивают для инспекции и т. п., и после инспекции сборку стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины снова свинчивают и используют повторно.

Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит ниппель и муфту. Ниппель содержит контактную поверхность ниппеля, содержащую часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности концевой части стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Муфта содержит контактную поверхность муфты, содержащую часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности концевой части стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

Контактная поверхность ниппеля и контактная поверхность муфты неоднократно испытывают сильное трение при свинчивании и развинчивании стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины. При отсутствии достаточной устойчивости к трению в этих областях многократное свинчивание и развинчивание приводят к образованию задиrow (не поддающегося устранению заедания). Таким образом, стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины должна иметь достаточную устойчивость к трению, т. е. высокую стойкость к образованию задиrow. Обычно для повышения стойкости к образованию задиrow используют компаундные консистентные смазки с содержанием порошка тяжелых металлов, называемые "присадками". Нанесение компаундной консистентной смазки на контактную поверхность ниппеля и/или муфты может повысить стойкость стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины к образованию задиrow. Тем не менее, порошок тяжелых металлов, таких как Pb, Zn и Cu, содержащийся в компаундных консистентных смазках, может влиять на окружающую среду.

Кроме того, при выполнении свинчивания (соединения посредством резьбы) большая часть компаундной консистентной смазки, нанесенной на контактную поверхность ниппеля и/или контактную поверхность муфты, выдавливается из передних концевых частей ниппеля и муфты по завершении свинчивания (соединения посредством резьбы). Часть компаундной консистентной смазки выдавливается на внутреннюю поверхность стальных труб для нефтяной скважины из передних концевых частей ниппелей. Если компаундная консистентная смазка, нанесенная на внутреннюю поверхность стальных труб для нефтяной скважины, скапливается на внутренней поверхности стальных труб для нефтяной скважины, это может привести к засорению соединенных стальных труб для нефтяной скважины (сборки стальных труб для нефтяной скважины). Поэтому существует необходимость в разработке стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, отличающейся высокой стойкостью к образованию задиrow без применения компаундной консистентной смазки.

В резьбовом соединении для труб, предложенном в публикации международной патентной заявки WO 2009/072486 (патентный документ 1), на контактной поверхности муфты выполняют твердое смазочное покрытие, а на контактной поверхности ниппеля выполняют твердое антикоррозионное покрытие, состоящее из отверждаемого ультрафиолетом полимера. В патентном документе 1 указано, что твердое смазочное покрытие позволяет исключить образование задиrow даже при многократном свинчивании и развинчивании. Кроме того, поскольку твердое антикоррозионное покрытие сохраняет твердость даже в том случае, если ниппель с твердым антикоррозионным покрытием введен в зацепление с муфтой с твердым смазочным покрытием, твердое антикоррозионное покрытие не влияет на стойкость к образованию задиrow.

Список цитируемых материалов

Патентные документы

Патентный документ 1: Публикация международной патентной заявки WO2009/072486

Сущность изобретения

Техническая задача

В связи с этим при свинчивании (соединении посредством резьбы) крутящий момент во время свинчивания быстро увеличивается по мере возникновения зацепления между витками резьбовых по-

верхностей. Крутящий момент, прилагаемый при взаимодействии резьбовых поверхностей, называют "крутящим моментом упора". Если крутящий момент упора во время свинчивания низкий, то усилие вращения во время свинчивания можно поддерживать на низком уровне и плавно выполнять свинчивание. Кроме того, после изготовления стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины на производственном стане, стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины транспортируют не непосредственно на площадку для бурения нефтяной скважины, а на местную площадку для открытого хранения, служащую промежуточной точкой, и временно хранят на местной площадке для открытого хранения. Стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, хранящиеся на местной площадке для открытого хранения, впоследствии транспортируют с местной площадки для открытого хранения на площадку для бурения нефтяной скважины в соответствии с потребностью в стальных трубах с резьбовым соединением для нефтяной скважины на площадке для бурения нефтяной скважины. Стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины хранят на местной площадке для открытого хранения в течение длительного периода времени, от шести месяцев до двух лет, до того, как транспортируют на площадку для бурения нефтяной скважины с местной площадки для открытого хранения. Кроме того, стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, доставленные на площадку для бурения нефтяной скважины, не используют сразу после транспортировки и хранят на площадке для бурения нефтяной скважины в течение непродолжительного времени, от одной недели до одного месяца, перед использованием. Во многих случаях стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины хранят под открытым небом на площадке для бурения нефтяной скважины. Если на контактной поверхности ниппеля во время хранения стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины образуется ржавчина, она может повлиять на адгезию во время свинчивания. Следовательно, предпочтительно, можно предотвратить образование ржавчины на контактной поверхности ниппеля стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, по меньшей мере, в течение периода хранения на площадке для бурения нефтяной скважины.

Согласно патентному документу 1, на контактной поверхности ниппеля в стальной трубе с резьбовым соединением для нефтяной скважины формируют твердое антикоррозионное покрытие, состоящее из отверждаемого ультрафиолетом полимера и способное предотвратить образование ржавчины на контактной поверхности ниппеля. В связи с этим, как было указано выше, после отгрузки стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины с производственного стана стальные трубы для нефтяной скважины транспортируют на площадку для бурения нефтяной скважины через местную площадку для открытого хранения. При транспортировке с производственного стана на местную площадку для открытого хранения, транспортировке в пределах местной площадки для открытого хранения и транспортировке с местной площадки для открытого хранения на площадку для бурения нефтяной скважины в некоторых случаях ниппель стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины соприкасается с другой стальной трубой для нефтяной скважины или иным подобным элементом, что приводит к частичному повреждению твердого антикоррозионного покрытия. Твердое антикоррозионное покрытие, поврежденное на местной площадке для открытого хранения или площадке для бурения нефтяной скважины, трудно поддается восстановлению. Для восстановления твердого антикоррозионного покрытия необходимо подготовить композицию для образования отверждаемого ультрафиолетом полимера, а также устройство для ультрафиолетового облучения для отверждения композиции. Соответственно, для восстановления поврежденного твердого антикоррозионного покрытия необходимо установить устройство для ультрафиолетового облучения на местной площадке для открытого хранения и/или площадке для бурения нефтяной скважины. Кроме того, для восстановления твердого антикоррозионного покрытия необходимо удалить все поврежденное твердое антикоррозионное покрытие, после чего снова сформировать твердое антикоррозионное покрытие. В этом случае объем ремонтных работ также увеличивается. Поэтому, если часть твердого антикоррозионного покрытия повреждена или отслоилась по той или иной причине, предпочтительно предусмотреть возможность простого ремонта твердого антикоррозионного покрытия. В дальнейшем в настоящем описании простоту ремонта называют "высокой ремонтпригодностью".

Задачей настоящего изобретения является разработка стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, отличающейся высокой стойкостью к образованию задиров без использования компаундной консистентной смазки, позволяющей предотвращать образование ржавчины на контактной поверхности ниппеля и сохранять низкий крутящий момент упора во время свинчивания, и отличающейся высокой ремонтпригодностью. Другой задачей настоящего изобретения является разработка способа изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины, позволяющей даже при хранении под открытым небом на местной площадке для открытого хранения или площадке для бурения нефтяной скважины предотвращать возникновение ржавчины на контактной поверхности ниппеля, отличающейся высокой стойкостью к образованию задиров при минимальном воздействии на окружающую среду, обусловленном использованием стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, поддерживающей низкий крутящий момент упора при свинчивании и отличающейся высокой ремонтпригодностью.

Решение задачи

Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению представляет собой стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины, выполненную с возможностью свинчивания с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины и содержащую:

основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть, при этом

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, причем во время свинчивания ниппель вставляют в муфту другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины и свинчивают с муфтой другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, и

муфту, сформированную на второй концевой части, причем во время свинчивания ниппель другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины вставляют в муфту, и муфту свинчивают с ниппелем другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, которая содержит по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы, и которая во время свинчивания вступает в контакт с муфтой другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины;

маловязкое масло, нанесенное на контактную поверхность ниппеля;

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, которая содержит по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы, и которая во время свинчивания вступает в контакт с контактной поверхностью ниппеля другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, и

твердое смазочное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты или над ней.

Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению представляет собой стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащую:

основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть, при этом

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, и

муфту, сформированную на второй концевой части;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, содержащую по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы; антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля; и

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, содержащую по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы, и

твердое смазочное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты или над ней.

Способ изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины согласно настоящему описанию изобретения представляет собой способ изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины, в котором несколько стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины свинчивают друг с другом, и содержит следующие этапы:

этап подготовки стальной трубы для нефтяной скважины, на котором подготавливают стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины;

при этом

стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит:

основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть;

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, и

муфту, сформированную на второй концевой части;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, содержащую по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы; антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля; и

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, содержащую по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы,

и

твердое смазочное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты или над ней; причем способ изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины дополнительно содержит следующие этапы:

этап транспортировки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины на местную площадку для открытого хранения в целях временного хранения стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины,

этап временного хранения стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, доставленной на местную площадку для открытого хранения, на местной площадке для открытого хранения,

этап, на котором перед доставкой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, временно хранящейся на местной площадке для открытого хранения, на площадку для бурения нефтяной скважины, на которой должна быть выполнена сборка стальных труб для нефтяной скважины, удаляют антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, и наносят маловязкое масло на контактную поверхность ниппеля, с которой удалена антикоррозионная смазка,

этап доставки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой на контактную поверхность ниппеля нанесено маловязкое масло, на площадку для бурения нефтяной скважины, и

этап, на котором на площадке для бурения нефтяной скважины стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой на контактную поверхность ниппеля нанесено маловязкое масло, свинчивают с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины для образования сборки стальных труб для нефтяной скважины. Способ изготовления стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит следующие этапы:

этап временного хранения стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, доставленной на местную площадку для открытого хранения, на местной площадке для открытого хранения, при этом

стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит:

основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть;

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, и

муфту, сформированную на второй концевой части;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, содержащую по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы; антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля;

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, содержащую по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы, и

твердое смазочное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты или над ней;

причем способ изготовления стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины дополнительно содержит следующие этапы:

этап, на котором перед доставкой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, временно хранящейся на местной площадке для открытого хранения, на площадку для бурения нефтяной скважины, на которой должна быть сформирована сборка стальных труб для нефтяной скважины, удаляют антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, и наносят маловязкое масло на контактную поверхность ниппеля, с которой удалена антикоррозионная смазка.

Технические результаты изобретения

Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению обладает высокой стойкостью к образованию задиrow без использования компаундной консистентной смазки, позволяет предотвращать образование ржавчины на контактной поверхности ниппеля и сохранять низкий крутящий момент упора во время свинчивания, а также отличается высокой ремонтопригодностью.

Способ изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины в соответствии с настоящим изобретением является способом изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины, которая даже при хранении под открытым небом на местной площадке для открытого хранения или площадке для бурения нефтяной скважины позволяет предотвращать возникновение ржавчины на контактной поверхности ниппеля, обеспечивает высокую стойкость к образованию задиrow при минимальном воздействии на окружающую среду, обусловленном использованием стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, поддерживает низкий крутящий момент упора при свинчивании и обеспечивает

высокую ремонтпригодность.

Краткое описание чертежей

На фиг. 1 изображен график (диаграмма крутящего момента), иллюстрирующий соотношение между числом оборотов стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины и крутящим моментом при свинчивании стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

На фиг. 2 представлены результаты испытаний по измерению крутящего момента, выполненных в примере с использованием стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащей твердое смазочное покрытие на контактной поверхности муфты и маловязкое масло, нанесенное на контактную поверхность ниппеля (испытания № 1 и 2), и обычной стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащей твердое смазочное покрытие на контактной поверхности муфты и твердое антикоррозионное покрытие на контактной поверхности ниппеля (испытание № 3).

На фиг. 3 показана структурная схема, иллюстрирующая один пример стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

На фиг. 4 изображен фрагмент разреза (продольного разреза) в продольном направлении соединительной муфты стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, изображенной на фиг. 3.

На фиг. 5 изображен разрез параллельно продольному направлению стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, изображенной на фиг. 4, на котором показана часть вблизи ниппеля стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

На фиг. 6 изображен разрез параллельно продольному направлению стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, изображенной на фиг. 4, на котором показана часть вблизи муфты стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

На фиг. 7 изображен вид, иллюстрирующий пример стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в котором ниппель содержит часть с наружной резьбой, но не содержит уплотнительную поверхность ниппеля и упорную поверхность ниппеля, и муфта содержит часть с внутренней резьбой, но не содержит уплотнительную поверхность муфты и упорную поверхность муфты.

На фиг. 8 изображен фрагмент разреза стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа согласно настоящему изобретению.

На фиг. 9 изображен разрез параллельно продольному направлению стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, изображенной на фиг. 4, на котором показана часть вблизи муфты стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

На фиг. 10 изображен вид, иллюстрирующий пример конфигурации муфты стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

На фиг. 11 изображен разрез параллельно продольному направлению стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, изображенной на фиг. 4, на котором показана часть вблизи ниппеля стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

На фиг. 12 изображен вид, иллюстрирующий пример конфигурации ниппеля в стальной трубе с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

На фиг. 13 схематично изображены места выполнения каждого этапа способа изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

На фиг. 14 показана структурная схема, иллюстрирующая пример стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

На фиг. 15 показана структурная схема, иллюстрирующая пример стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, отличающийся от примера, показанного на фиг. 14.

На фиг. 16 изображен продольный разрез части вблизи контактной поверхности ниппеля, показанной на фиг. 14 и фиг. 15.

На фиг. 17 изображен продольный разрез части вблизи контактной поверхности ниппеля, показанной на фиг. 14 и фиг. 15, отличающийся от примера на фиг. 16.

На фиг. 18 изображена структурная схема, иллюстрирующая состояние, в котором защитное устройство ниппеля установлено на ниппеле.

На фиг. 19 изображен продольный разрез части вблизи части защитного устройства ниппеля с внутренней резьбой и части с наружной резьбой в состоянии, в котором защитное устройство ниппеля установлено на ниппель.

На фиг. 20 изображена диаграмма крутящего момента, составленная по результатам испытаний по измерению крутящего момента, выполненных в примере.

Раскрытие изобретения

Ниже настоящее изобретение будет подробно раскрыто со ссылками на чертежи. На чертежах будут использоваться одинаковые ссылочные обозначения для одних и тех же или сходных деталей, и их описание не будет повторяться.

Авторы настоящего изобретения выполнили различные исследования стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, отличающейся высокой стойкостью к образованию задиоров без использования компаундной консистентной смазки, позволяющей предотвращать образование ржавчины

на контактной поверхности ниппеля и сохранять низкий крутящий момент упора. В результате авторы настоящего изобретения пришли к следующим выводам.

Крутящий момент упора

При свинчивании стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины между собой оптимальный крутящий момент завершения свинчивания подбирают заранее. На фиг. 1 изображен график (диаграмма крутящего момента), иллюстрирующий соотношение между числом оборотов стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины и крутящим моментом при свинчивании стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Как показано на фиг. 1, при свинчивании стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины между собой сначала крутящий момент увеличивается умеренно и пропорционально числу оборотов. По мере продолжения свинчивания упорные поверхности входят в контакт друг с другом. Возникающий в это время крутящий момент называют "крутящим моментом T_s упора". После достижения крутящего момента T_s упора при продолжении свинчивания крутящий момент быстро увеличивается пропорционально количеству оборотов. Рекомендованный крутящий момент (крутящий момент T_0 затяжки) при свинчивании резьбовых соединений установлен в пределах предварительного заданного диапазона, превышающего крутящий момент T_s упора. Свинчивание завершают в момент времени, в который крутящий момент достигает уровня крутящего момента T_0 затяжки. При крутящем моменте T_0 затяжки уплотнительные поверхности ниппеля и муфты взаимодействуют друг с другом с соответствующим давлением между поверхностями. В этом случае герметичность сборки стальных труб для нефтяной скважины, полученной путем свинчивания нескольких стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины, будет высокой.

Следует отметить, что в зависимости от конфигурации ниппеля и муфты возможны случаи, в которых стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины не будет иметь упорной поверхности. Даже в этом случае при свинчивании стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины крутящий момент быстро увеличивается, когда резьбы входят в зацепление по мере вращения для свинчивания. Например, известны случаи, в которых стальная труба для нефтяной скважины, у которой резьбовое соединение содержит участки резьбы с клиновидным профилем, не содержит упорных поверхностей. В случае свинчивания таких стальных труб для нефтяной скважины с клиновидным резьбовым соединением крутящий момент быстро увеличивается в момент соприкосновения боковых поверхностей профиля резьбы друг с другом. Иными словами, диаграмма крутящего момента для стальной трубы для нефтяной скважины, у которой резьба резьбового соединения имеет клиновидный профиль и не имеет упорных поверхностей, соответствует фиг. 1. Крутящий момент, быстро увеличивающийся при свинчивании стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в котором резьба имеет клиновидный профиль, называют "крутящим моментом заблокированной боковой поверхности", а не "крутящим моментом упора". Тем не менее, в настоящем описании крутящий момент заблокированной боковой поверхности при свинчивании стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в котором резьба имеет клиновидный профиль, также называют "крутящим моментом упора".

Следует отметить, что, если желательно, в частности, избежать ослабления резьбового соединения после свинчивания, крутящий момент T_0 затяжки назначают равным высокому значению. Тем не менее, если крутящий момент T_0 затяжки слишком велик, в некоторых случаях часть ниппеля и/или муфты становится текучей, что приводит к пластической деформации. Крутящий момент в это время называют "крутящим моментом T_u на пределе текучести". Следует отметить, что при высоком крутящем моменте T_u на пределе текучести крутящий момент T_0 затяжки может быть увеличен.

Авторы настоящего изобретения сначала выполнили исследования стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которых крутящий момент упора поддерживался на низком уровне. В результате авторы настоящего изобретения пришли к следующим выводам.

Авторы настоящего изобретения не формировали обычное твердое антикоррозионное покрытие на контактной поверхности ниппеля, вместо чего нанесли маловязкое масло на контактную поверхность ниппеля. До нанесения на контактную поверхность ниппеля маловязкое масло находится в жидком состоянии. Маловязкое масло представляет собой, например, маловязкое масло с торговым названием "WD-40". Маловязкое масло содержит, например, уайт-спирит в количестве от 50 до 70 мас.% и масло на минеральной основе в количестве 25 мас.% и менее.

На контактной поверхности муфты было сформировано твердое смазочное покрытие, и на контактную поверхность ниппеля было нанесено маловязкое масло вместо формирования на ней твердого антикоррозионного покрытия. В этом случае можно было поддерживать низкий крутящий момент T_s упора во время свинчивания стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

На фиг. 2 представлены результаты испытаний по измерению крутящего момента, выполненных в примере, раскрытом ниже, с использованием стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащей твердое смазочное покрытие на контактной поверхности муфты и маловязкое масло, нанесенное на контактную поверхность ниппеля (испытания № 1 и 2), и обычной стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащей твердое смазочное покрытие на контактной поверхности муфты и твердое антикоррозионное покрытие на контактной поверхности ниппеля (испытание № 3). На фиг. 2 крутящий момент упора в испытании № 3 принят равным 100, и показан кру-

тящий момент T_s упора и крутящий момент T_u на пределе текучести для каждого испытания. На гистограммах для каждого испытания на фиг. 2 верхний конец заштрихованной части обозначает крутящий момент T_s упора, а верхний конец контурной части обозначает крутящий момент T_u на пределе текучести.

Как показано на фиг. 2, в каждой стальной трубе с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащей твердое смазочное покрытие на контактной поверхности муфты и маловязкое масло, нанесенное на контактную поверхность ниппеля (испытания № 1 и 2), крутящий момент T_s упора снижали до более низкого значения по сравнению с обычной стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащей твердое смазочное покрытие на контактной поверхности муфты и твердое антикоррозионное покрытие на контактной поверхности ниппеля (испытание № 3). Отметим, что крутящий момент T_u на пределе текучести в испытаниях № 1 и 2 существенно не изменился по сравнению с крутящим моментом T_u на пределе текучести в испытании № 3.

Кроме того, в случае стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащей контактную поверхность ниппеля, на которую нанесено вышеупомянутое маловязкое масло, можно предотвратить возникновение ржавчины на контактной поверхности ниппеля даже в том случае, если стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины будет храниться под открытым небом в течение примерно одного месяца. Соответственно, после доставки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой на контактную поверхность ниппеля нанесено маловязкое масло, с местной площадки для открытого хранения на площадку для бурения нефтяной скважины стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины демонстрирует высокую коррозионную стойкость при временном хранении в течение периода (примерно от одной недели до одного месяца) до использования на площадке для бурения нефтяной скважины.

Тем не менее, длительность хранения на местной площадке для открытого хранения, которая является промежуточной точкой, велика и составляет от шести месяцев до двух лет. Поэтому в случае хранения стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины в течение длительного периода времени на местной площадке для открытого хранения необходимо принять дополнительные меры для предотвращения возникновения ржавчины.

Таким образом, согласно способу изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, на местной площадке для открытого хранения хранят стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которых на контактную поверхность ниппеля нанесена антикоррозионная смазка. Антикоррозионная смазка находится в состоянии консистентной смазки. Таким образом, антикоррозионная смазка находится в полутвердом или пастообразном состоянии и отличается от маловязкого масла, находящегося в жидком состоянии. Антикоррозионная смазка представляет собой, например, антикоррозионную композицию, обладающую высокой вязкостью в состоянии консистентной смазки, например, продукт с торговым названием "RUM BETO AS EU" или продукт с торговым названием "KENDEX", также называемую "присадкой для хранения".

Антикоррозионная смазка способна предотвращать появление ржавчины на контактной поверхности ниппеля, даже если стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины будет храниться под открытым небом в течение двух лет. Если стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины необходимо доставить с местной площадки для открытого хранения на площадку для бурения нефтяной скважины, на местной площадке для открытого хранения антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, удаляют с резьбового соединения, после чего наносят маловязкое масло на контактную поверхность ниппеля, с которой была удалена антикоррозионная смазка. После этого стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой маловязкое масло нанесено на контактную поверхность ниппеля, доставляют на площадку для бурения нефтяной скважины. В этом случае, как было указано выше, контактная поверхность ниппеля, на которую было нанесено маловязкое масло, проявляет высокую коррозионную стойкость при хранении в течение примерно одного месяца. Кроме того, во время эксплуатации (во время свинчивания) можно поддерживать низкий крутящий момент упора по сравнению со стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины, на котором сформировано твердое антикоррозионное покрытие. Вязкость маловязкого масла в виде жидкости ниже, чем вязкость антикоррозионной смазки. Поэтому даже если маловязкое масло будет выдавлено с контактной поверхности ниппеля на внутреннюю поверхность стальной трубы для нефтяной скважины вследствие свинчивания, маловязкому маслу будет трудно накапливаться на внутренней поверхности и, следовательно, будет трудно засорять внутреннюю поверхность стальной трубы для нефтяной скважины (сборки стальных труб для нефтяной скважины) после свинчивания.

Кроме того, в отличие от твердого антикоррозионного покрытия, маловязкое масло находится в жидком состоянии и поэтому может быть легко нанесено на контактную поверхность ниппеля. Таким образом, даже если во время доставки на площадку для бурения нефтяной скважины часть маловязкого масла, нанесенного на контактную поверхность ниппеля, стечет с контактной поверхности ниппеля вследствие контакта с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины или другим объектом, проблему можно легко устранить путем нанесения маловязкого масла на соответст-

вующее место контактной поверхности ниппеля. Иными словами, контактная поверхность ниппеля, на которую нанесено маловязкое масло, имеет более высокую ремонтпригодность по сравнению с контактной поверхностью ниппеля, на которой сформировано твердое антикоррозионное покрытие.

Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины, способ изготовления стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины и способ изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины, разработанные на основании вышеизложенного, будут раскрыты ниже.

[1] Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины, выполненная с возможностью свинчивания с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащая:

основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть, при этом

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, причем во время свинчивания ниппель вставляются в муфту другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины и свинчивают с муфтой другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, и

муфту, сформированную на второй концевой части, причем во время свинчивания ниппель другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины вставляют в муфту, и муфту свинчивают с ниппелем другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, которая содержит по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы, и которая во время свинчивания вступает в контакт с муфтой другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины;

маловязкое масло, нанесенное на контактную поверхность ниппеля; и

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, которая содержит по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы, и которая во время свинчивания вступает в контакт с контактной поверхностью ниппеля другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, и

твердое смазочное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты.

[2] Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по п. [1], в которой

контактная поверхность ниппеля дополнительно содержит:

уплотнительную поверхность ниппеля, сформированную на внешней периферийной поверхности первой концевой части и расположенную дальше в сторону переднего конца, чем часть с наружной резьбой, и

упорную поверхность ниппеля, предусмотренную на переднем конце первой концевой части;

контактная поверхность муфты дополнительно содержит:

уплотнительную поверхность муфты, сформированную на внутренней периферийной поверхности первой концевой части и расположенную дальше в сторону переднего конца, чем часть с внутренней резьбой, и

упорную поверхность муфты, предусмотренную на переднем конце второй концевой части.

[3] Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по п. [1] или [2], в которой

ниппель дополнительно содержит:

полученное химической обработкой покрытие на контактной поверхности ниппеля; и

маловязкое масло, нанесенное на полученное химической обработкой покрытие.

[4] Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по п. [3], в которой

в химическом составе стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержание хрома составляет 2,0 мас.% и менее.

[5] Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по любому из пп. [1] - [4], в которой

муфта дополнительно содержит:

металлизированное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты; и

твердое смазочное покрытие, сформированное на металлизированном покрытии.

[6] Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащая:

основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть,

при этом

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, и

муфту, сформированную на второй концевой части;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, содержащую по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы;

антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля;

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, содержащую по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы, и

твердое смазочное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты.

[7] Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по п. [6], в которой контактная поверхность ниппеля дополнительно содержит:

уплотнительную поверхность ниппеля, сформированную на внешней периферийной поверхности первой концевой части и расположенную дальше в сторону переднего конца, чем часть с наружной резьбой, и

упорную поверхность ниппеля, предусмотренную на переднем конце первой концевой части; и

контактная поверхность муфты дополнительно содержит:

уплотнительную поверхность муфты, сформированную на внутренней периферийной поверхности первой концевой части и расположенную дальше в сторону переднего конца, чем часть с внутренней резьбой, и

упорную поверхность муфты, предусмотренную на переднем конце второй концевой части.

[8] Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по п. [6] или [7], в которой ниппель дополнительно содержит:

полученное химической обработкой покрытие на контактной поверхности ниппеля; и антикоррозионную смазку, нанесенную на полученное химической обработкой покрытие.

[9] Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по п. [8], в которой

в химическом составе стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержание хрома составляет 2,0 мас.% и менее. [10] Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по любому из пп. [6] - [9], в которой

муфта дополнительно содержит:

металлизированное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты; и

твердое смазочное покрытие, сформированное на металлизированном покрытии.

[11] Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по любому из пп. [6] - [10], дополнительно содержащая:

защитное устройство, насаженное поверх и завинченное на ниппеле;

при этом

защитное устройство содержит:

часть в форме трубы, в которой внутренняя резьба выполнена на внутренней периферийной поверхности, и

часть в форме колпачка, расположенную на одном конце части в форме трубы;

расстояние D1 между вершиной наружной резьбы ниппеля и основанием внутренней резьбы части в форме трубы защитного устройства превышает расстояние D2 между основанием наружной резьбы ниппеля и вершиной внутренней резьбы части в форме трубы защитного устройства; и

толщина T1 антикоррозионной смазки между вершиной наружной резьбы ниппеля и основанием внутренней резьбы части в форме трубы защитного устройства превышает толщину T2 антикоррозионной смазки между основанием наружной резьбы ниппеля и вершиной внутренней резьбы части в форме трубы защитного устройства.

[12] Способ изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины, в котором несколько стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины свинчивают друг с другом, содержащий следующие этапы:

этап подготовки стальной трубы для нефтяной скважины, на котором подготавливают стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины;

при этом

стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит:

основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть;

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, и

муфту, сформированную на второй концевой части;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, содержащую по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы;

антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля;

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, содержащую по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы, и

твердое смазочное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты;
 способ изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины дополнительно содержит следующие этапы:

этап транспортировки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины на местную площадку для открытого хранения, которая является местом временного хранения стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины,

этап временного хранения стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, доставленной на местную площадку для открытого хранения, на местной площадке для открытого хранения,

этап, на котором перед доставкой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, временно хранящейся на местной площадке для открытого хранения, на площадку для бурения нефтяной скважины, на которой должна быть выполнена сборка стальных труб для нефтяной скважины, удаляют антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, и наносят маловязкое масло на контактную поверхность ниппеля, с которой удалена антикоррозионная смазка,

этап доставки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой на контактную поверхность ниппеля нанесено маловязкое масло, на площадку для бурения нефтяной скважины, и

этап, на котором на площадке для бурения нефтяной скважины стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой на контактную поверхность ниппеля нанесено маловязкое масло, свинчивают с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины для образования сборки стальных труб для нефтяной скважины.

[13] Способ изготовления стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащий следующие этапы:

этап временного хранения стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, доставленной на местную площадку для открытого хранения, на местной площадке для открытого хранения, при этом

стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит:

основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть;

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, и

муфту, сформированную на второй концевой части;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, содержащую по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы;

антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля;

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, содержащую по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы, и

твердое смазочное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты;

способ изготовления стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины также содержит следующие этапы:

этап, на котором перед доставкой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, временно хранящейся на местной площадке для открытого хранения, на площадку для бурения нефтяной скважины, на которой должна быть сформирована сборка стальных труб для нефтяной скважины, удаляют антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, и наносят маловязкое масло на контактную поверхность ниппеля, с которой удалена антикоррозионная смазка.

Ниже подробно раскрыты стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины, способ изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины с использованием стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, а также способ изготовления стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

Конструкция стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины

Пример, в котором стальная труба 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины относится к типу с резьбой и соединительной муфтой

На фиг. 3 показана структурная схема, иллюстрирующая один пример стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению. На фиг. 3 показана структурная схема, иллюстрирующая стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины так называемого типа с резьбой и соединительной муфтой. Как показано на фиг. 3, стальная труба 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит основной корпус 10 трубы.

Основной корпус 10 трубы ориентирован в продольном направлении, и сечение, перпендикулярное продольному направлению, имеет круглую форму. Основной корпус 10 трубы содержит первую концевую

вую часть 10А и вторую концевую часть 10В. Первая концевая часть 10А представляет собой концевую часть на стороне, противоположной второй концевой части 10В. В стальной трубе 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, относящейся к типу с резьбой и соединительной муфтой и изображенной на фиг. 3, основной корпус 10 трубы содержит трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12. Соединительная муфта 12 присоединена к одному концу трубчатого корпуса 11 ниппеля. В частности, соединительная муфта 12 навинчена на резьбу на одном конце трубчатого корпуса 11 ниппеля.

На фиг. 4 изображен фрагмент разреза (продольного разреза) в продольном направлении соединительной муфты 12 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, изображенной на фиг. 3. Как показано на фиг. 3 и фиг. 4, основной корпус 10 трубы содержит ниппель 40 и муфту 50. Ниппель 40 сформирован на первой концевой части 10А основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель 40 вставляют в муфту 50 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины (не показанной на фигуре) и ввинчивают в муфту 50 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

Муфту 50 сформирована на второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель 40 другой стальной трубы 100 с резьбовым соединением для нефтяной скважины вставляют в муфту 50, и муфту 50 навинчивают на ниппель 40 другой стальной трубы 100 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Конструкция ниппеля 40

На фиг. 5 изображен разрез части вблизи ниппеля 40 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, изображенной на фиг. 4, где изображен разрез параллельно продольному направлению стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Пунктирная линия на фиг. 5 обозначает конструкцию муфты 50 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины в случае свинчивания стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины с другой стальной трубой 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Как показано на фиг. 5, ниппель 40 содержит контактную поверхность 400 ниппеля на внешней периферийной поверхности первой концевой части 10А основного корпуса 10 трубы. Контактная поверхность 400 ниппеля вступает в контакт с муфтой 50 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины при свинчивании с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

Контактная поверхность 400 ниппеля содержит по меньшей мере часть 41 с наружной резьбой, сформированную на внешней периферийной поверхности первой концевой части 10А. Контактная поверхность 400 ниппеля может дополнительно содержать уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля. На фиг. 5 на внешней периферийной поверхности первой концевой части 10А уплотнительная поверхность 42 ниппеля расположена дальше в сторону переднего конца первой концевой части 10А, чем часть 41 с наружной резьбой. Другими словами, уплотнительная поверхность 42 ниппеля расположена между частью 41 с наружной резьбой и упорной поверхностью 43 ниппеля. Уплотнительная поверхность 42 ниппеля имеет форму конуса. В частности, внешний диаметр уплотнительной поверхности 42 ниппеля постепенно уменьшается от части 41 с наружной резьбой к упорной поверхности 43 ниппеля в продольном направлении первой концевой части 10А.

При свинчивании с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 52 (будет раскрыта ниже) муфты 50 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Точнее говоря, во время свинчивания, когда ниппель 40 вставляют в муфту 50 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 52 муфты. Следовательно, когда ниппель 40 продолжают ввинчивать в муфту 50 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в плотный контакт с уплотнительной поверхностью 52 муфты. За счет этого во время свинчивания уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в плотный контакт с уплотнительной поверхностью 52 муфты, тем самым формируя уплотнение, основанное на непосредственном контакте металлов. Это позволяет повысить герметичность стальных труб 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, свинчиваемых друг с другом.

На фиг. 5 упорная поверхность 43 ниппеля расположена на передней концевой поверхности первой концевой части 10А. Другими словами, в ниппеле 40, изображенном на фиг. 5, часть 41 с наружной резьбой, уплотнительная поверхность 42 ниппеля и упорная поверхность 43 ниппеля последовательно расположены в указанном порядке от центра основного корпуса 10 трубы по направлению к первой концевой части 10А. При свинчивании с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины упорная поверхность 43 ниппеля расположена напротив упорной поверхности 53 (будет раскрыта ниже) муфты 50 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины и вступает в контакт с ней. Точнее говоря, во время свинчивания упорная поверхность 43 ниппеля вступает в контакт с упорной поверхностью 53 муфты в результате введения ниппеля 40 в муфту 50 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Это позволяет получить высокий крутящий момент затяжки во время свинчивания. Кроме того, может быть стабилизирована позиционная взаимосвязь между ниппелем 40 и муфтой 50 в положении свинчивания.

Следует учитывать, что контактная поверхность 400 ниппеля 40 содержит по меньшей мере часть 41 с наружной резьбой. Другими словами, контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и не обязательно содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля. Контактная поверхность 400 ниппеля может содержать часть 41 с наружной резьбой и упорную поверхность 43 ниппеля и не обязательно содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля. Контактная поверхность 400 ниппеля может содержать часть 41 с наружной резьбой и уплотнительную поверхность 42 ниппеля и не обязательно содержит упорную поверхность 43 ниппеля. Конструкция муфты 50

На фиг. 6 изображен разрез части вблизи ниппеля 50 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, изображенной на фиг. 4, на которой изображен разрез параллельно продольному направлению стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Пунктирная линия на фиг. 6 обозначает конструкцию ниппеля 40 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины в случае свинчивания стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Как показано на фиг. 6, муфта 50 содержит контактную поверхность 500 муфты на внутренней периферийной поверхности второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. При свинчивании с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины контактная поверхность 500 муфты вступает в контакт с контактной поверхностью 400 ниппеля 40 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, когда ниппель 40 ввинчивают в муфту 50.

Контактная поверхность 500 муфты содержит по меньшей мере часть 51 с внутренней резьбой, сформированную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части 10В. При свинчивании часть 51 с внутренней резьбой входит в зацепление с частью 41 с наружной резьбой ниппеля 40 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

Контактная поверхность 500 муфты может дополнительно содержать уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты. На фиг. 6 на внутренней периферийной поверхности второй концевой части 10В уплотнительная поверхность 52 муфты расположена дальше в сторону центра основного корпуса 10 трубы, чем часть 51 с внутренней резьбой. Другими словами, уплотнительная поверхность 52 муфты расположена между частью 51 с внутренней резьбой и упорной поверхностью 53 муфты. Уплотнительная поверхность 52 муфты имеет форму конуса. В частности, внутренний диаметр уплотнительной поверхности 52 муфты постепенно уменьшается от части 51 с внутренней резьбой к упорной поверхности 53 муфты в продольном направлении второй концевой части 10В.

При свинчивании с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля 40 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Точнее говоря, во время свинчивания, когда ниппель 40 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины ввинчивают в муфту 50, уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля, и когда ниппель 40 продолжают вворачивать, уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в плотный контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля. За счет этого во время свинчивания уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в плотный контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля, тем самым формируя уплотнение, основанное на непосредственном контакте металлов. Это позволяет повысить герметичность стальных труб 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, свинчиваемых друг с другом.

Упорная поверхность 53 муфты расположена дальше в сторону центра основного корпуса 10 трубы, чем уплотнительная поверхность 52 муфты. Другими словами, в муфте 50 упорная поверхность 53 муфты, уплотнительная поверхность 52 муфты и часть 51 с внутренней резьбой расположены последовательно в таком порядке от центра основного корпуса 10 трубы ко второй концевой части 10В. Нормаль к упорной поверхности 53 муфты ориентирована в продольном направлении основного корпуса 10 трубы. При свинчивании с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины упорная поверхность 53 муфты расположена напротив упорной поверхности 43 ниппеля 40 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины и вступает в контакт с ней. Точнее говоря, во время свинчивания упорная поверхность 53 муфты вступает в контакт с упорной поверхностью 43 ниппеля в результате введения ниппеля 40 другой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины в муфту 50. Это позволяет получить высокий крутящий момент затяжки во время свинчивания. Кроме того, может быть стабилизирована позиционная взаимосвязь между ниппелем 40 и муфтой 50 в свинченном состоянии.

Контактная поверхность 500 муфты содержит по меньшей мере часть 51 с внутренней резьбой. При свинчивании часть 51 с внутренней резьбой контактной поверхности 500 муфты 50 вступает в контакт с частью 41 с наружной резьбой контактной поверхности 400 ниппеля 40 таким образом, чтобы часть 51 с внутренней резьбой соответствовала части 41 с наружной резьбой. Уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля таким образом, что уплотнительная поверхность 52 муфты соответствовала уплотнительной поверхности 42 ниппеля. Упорная поверхность 53 муфты вступает в контакт с упорной поверхностью 43 ниппеля таким образом, чтобы упорная по-

верхность 53 муфты соответствовала упорной поверхности 43 ниппеля.

Если контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и не содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля, контактная поверхность 500 муфты содержит часть 51 с внутренней резьбой и не содержит уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты. Если контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и упорную поверхность 43 ниппеля и не содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля, контактная поверхность 500 муфты содержит часть 51 с внутренней резьбой и упорную поверхность 53 муфты и не содержит уплотнительную поверхность 52 муфты. Если контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и уплотнительную поверхность 42 ниппеля и не содержит упорную поверхность 43 ниппеля, контактная поверхность 500 муфты содержит часть 51 с внутренней резьбой и уплотнительную поверхность 52 муфты и не содержит упорную поверхность 53 муфты.

Контактная поверхность 400 ниппеля может содержать несколько частей 41 с наружной резьбой, несколько уплотнительных поверхностей 42 ниппеля и несколько упорных поверхностей 43 ниппеля. Например, упорная поверхность 43 ниппеля, уплотнительная поверхность 42 ниппеля, часть 41 с наружной резьбой, уплотнительная поверхность 42 ниппеля, упорная поверхность 43 ниппеля, уплотнительная поверхность 42 ниппеля и часть 41 с наружной резьбой могут быть расположены в указанном порядке на контактной поверхности 400 ниппеля 40 в направлении от переднего конца первой концевой части 10А к центру основного корпуса 10 трубы. В этом случае часть 51 с внутренней резьбой, уплотнительная поверхность 52 муфты, упорная поверхность 53 муфты, уплотнительная поверхность 52 муфты, часть 51 с внутренней резьбой, уплотнительная поверхность 52 муфты и упорная поверхность 53 муфты будут расположены в указанном порядке на контактной поверхности 500 муфты 50 в направлении от переднего конца второй концевой части 10В к центру основного корпуса 10 трубы.

На фиг. 5 и фиг. 6 изображено так называемое "наилучшее соединение", в котором ниппель 40 содержит часть 41 с наружной резьбой, уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля, а муфта 50 содержит часть 51 с внутренней резьбой, уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты. Тем не менее, согласно раскрытому выше, ниппель 40 может содержать часть 41 с наружной резьбой и не обязательно содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля. В этом случае муфта 50 содержит часть 51 с внутренней резьбой и не содержит уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты. На фиг. 7 представлен вид, иллюстрирующий один пример стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой ниппель 40 содержит часть 41 с наружной резьбой и не содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля, а муфта 50 содержит часть 51 с внутренней резьбой и не содержит уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты.

Пример, в котором стальная труба 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины относится к интегральному типу

Стальная труба 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, изображенная на фиг. 3 и фиг. 4, представляет собой стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины так называемого типа "с резьбой и соединительной муфтой", в которой основной корпус 10 трубы содержит трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12. Тем не менее, стальная труба 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно данному примеру осуществления изобретения может относиться к интегральному типу вместо типа с резьбой и соединительной муфтой.

На фиг. 8 изображен фрагмент разреза стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа согласно настоящему изобретению. Как показано на фиг. 8, стальная труба 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа содержит основной корпус 10 трубы. Основной корпус 10 трубы содержит первую концевую часть 10А и вторую концевую часть 10В. Первая концевая часть 10А расположена на стороне, противоположной второй концевой части 10В. Согласно раскрытому выше, в стальной трубе 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины так называемого типа "с резьбой и соединительной муфтой" основной корпус 10 трубы содержит трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12. Другими словами, в стальной трубе 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой основной корпус 10 трубы образован свинчиванием двух отдельных элементов (трубчатого корпуса 11 ниппеля и соединительной муфты 12). Наоборот, в стальной трубе 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа основной корпус 10 трубы образован неразъемным способом.

Ниппель 40 сформирован на первой концевой части 10А основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель 40 вставляют и ввинчивают в муфту 50 другой стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа и таким образом ввинчивают в муфту 50 другой стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа. Муфта 50 сформирована на второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель 40 другой стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа вставляют и ввинчивают в муфту 50, тем самым фиксируя муфту 50 на ниппеле 40 другой стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа.

Структура ниппеля 40 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа аналогична структуре ниппеля 40 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, изображенной на фиг. 5. Аналогичным образом, конструкция муфты 50 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа аналогична конструкции муфты 50 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, изображенной на фиг. 6. Следует отметить, что на фиг. 8 в ниппеле 40 упорная поверхность ниппеля, уплотнительная поверхность ниппеля, часть с наружной резьбой, уплотнительная поверхность ниппеля, упорная поверхность ниппеля, уплотнительная поверхность ниппеля и часть с наружной резьбой расположены в указанном порядке от переднего конца первой концевой части 10А к центру основного корпуса 10 трубы. Таким образом, в муфте 50 часть с внутренней резьбой, уплотнительная поверхность муфты, упорная поверхность муфты, уплотнительная поверхность муфты, часть с внутренней резьбой, уплотнительная поверхность муфты и упорная поверхность муфты расположены в указанном порядке от переднего конца второй концевой части 10В к центру основного корпуса 10 трубы. Тем не менее, аналогично фиг. 5, достаточно, чтобы контактная поверхность 400 ниппеля 40 стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа содержала по меньшей мере часть 41 с наружной резьбой. Кроме того, аналогично фиг. 6, достаточно, чтобы контактная поверхность 500 муфты 50 стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа содержала по меньшей мере часть 51 с внутренней резьбой.

Стальная труба 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может относиться к типу с резьбой и соединительной муфтой или к интегральному типу.

Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой часть 41 с наружной резьбой и часть 51 с внутренней резьбой имеют клиновидный профиль

Как показано на фиг. 7, стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению не обязательно должна содержать упорные поверхности (упорную поверхность 43 ниппеля и упорную поверхность 53 муфты). В этом случае часть 41 с наружной резьбой и часть 51 с внутренней резьбой могут иметь клиновидную резьбу (коническую резьбу в форме ласточкиного хвоста). Если часть 41 с наружной резьбой и часть 51 с внутренней резьбой имеют резьбу клиновидного профиля, ширина вершины резьбы в части 41 с наружной резьбой уменьшается в направлении хода правой резьбы вдоль спирали резьбы. Кроме того, ширина основания резьбы в части 51 с внутренней резьбой, противоположной части 41 с наружной резьбой, также уменьшается в направлении хода правой резьбы по спирали резьбы. Если часть 41 с наружной резьбой и часть 51 с внутренней резьбой имеют резьбу клиновидного профиля, опорная сторона и закладная сторона имеют отрицательный угол, опорные стороны соприкасаются друг с другом, и закладные стороны соприкасаются друг с другом. Это позволяет надежно соединять части с резьбой в целом и поддерживать высокий крутящий момент затяжки. Кроме того, в свинченном состоянии можно обеспечить герметичность, поскольку соответствующие поверхности вершины и основания резьбы в частях 41 и 51 с резьбой соприкасаются друг с другом. Как было отмечено выше, если часть 41 с наружной резьбой и часть 51 с внутренней резьбой имеют резьбу клиновидного профиля, стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины не обязательно должна содержать упорные поверхности (упорную поверхность 43 ниппеля и упорную поверхность 53 муфты).

Структура на контактной поверхности 500 муфты 50

Как показано на фиг. 9, муфта 50 содержит твердое смазочное покрытие 60 на контактной поверхности 500 муфты.

Твердое смазочное покрытие 60

Твердое смазочное покрытие 60 улучшает смазывающую способность муфты 50 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины относительно ниппеля 40 во время свинчивания. Твердое смазочное покрытие 60 представляет собой твердое покрытие при нормальной температуре ($20^{\circ}\text{C} \pm 15^{\circ}\text{C}$). Твердое смазочное покрытие 60 содержит связующее вещество и дополнительный смазывающий агент. При необходимости твердое смазочное покрытие 60 может содержать растворитель и другие компоненты в дополнение к связующему веществу и дополнительному смазывающему агенту. Ниже будут раскрыты соответствующие компоненты (связующее вещество и дополнительный смазывающий агент) твердого смазочного покрытия 60.

Связующее вещество

Связующее вещество способствует связыванию дополнительного смазывающего агента с твердым смазочным покрытием 60. В настоящем изобретении связующее вещество представляет собой органический полимер, неорганический полимер или их смесь. При использовании органического полимера в качестве связующего вещества органический полимер представляет собой терморезистивный полимер или термопластичный полимер. Терморезистивный полимер представляет собой, например, одно или несколько веществ из группы, в которую входит эпоксидная смола, полиимидная смола, поликарбодимидная смола, полиэфирсульфоновая смола, полиэфирэфиркетонная смола, полиуретановая смола, фенольная смола, фурановая смола, карбамидная смола и акриловая смола. Термопластичный полимер представляет собой, например, одно или несколько из следующих веществ: полиамидимидная смола,

полиэтиленовая смола, полипропиленовая смола, полистироловая смола и этиленвинилацетатная смола.

При использовании неорганического полимера в качестве связующего вещества неорганический полимер представляет собой, например, полиметаллоксан. Под "полиметаллоксаном" понимают макромолекулярное соединение, в котором повторяющиеся связи металл-кислород составляют основную цепь. Предпочтительно неорганический полимер представляет собой полититаноксан (Ti-O) и/или полисилоксан (Si-O). Эти неорганические полимеры получают путем гидролиза и конденсации алкоксида металла. Алкоксигруппа алкоксида металла представляет собой, например, низшую алкоксигруппу, в частности, метоксигруппу, этоксигруппу, пропоксигруппу, изопропоксигруппу, изобутоксигруппу, бутоксигруппу или трет-бутоксигруппу.

Если температура плавления связующего вещества слишком высока, нанесение композиции способом горячего расплава затруднено. С другой стороны, если температура плавления связующего вещества слишком низка, твердое смазочное покрытие 60 размягчится при высоких температурах. В таком случае адгезия твердого смазочного покрытия 60 к контактной поверхности 500 муфты будет уменьшаться. Таким образом, связующее вещество предпочтительно содержит этиленвинилацетатную смолу с температурой плавления (или размягчения) в диапазоне от 80 до 320°C и/или полиолефиновую смолу с температурой плавления (или размягчения) в диапазоне от 80 до 320°C. Более предпочтительно, связующее вещество содержит этиленвинилацетатную смолу с температурой плавления (или размягчения) в диапазоне от 90 до 200°C и/или полиолефиновую смолу с температурой плавления (или размягчения) в диапазоне от 90 до 200°C.

Предпочтительно, этиленвинилацетатная смола представляет собой смесь двух или более этиленвинилацетатных смол с различными температурами плавления, что позволяет предотвратить быстрое размягчение при повышении температуры. Аналогичным образом, полиолефиновая смола, предпочтительно, представляет собой смесь двух и более полиолефиновых смол с различными температурами плавления.

Содержание связующего вещества в твердом смазочном покрытии 60 предпочтительно составляет от 50 до 80 мас.%. Если содержание связующего вещества составляет 50 мас.% и более, адгезия твердого смазочного покрытия 60 дополнительно увеличивается. Если содержание связующего вещества составляет 80 мас.% и менее, твердое смазочное покрытие 60 характеризуется повышенной устойчивостью смазывающей способности.

Нижний предел содержания связующего вещества в твердом смазочном покрытии 60 составляет более предпочтительно 55 мас.%, еще более предпочтительно 60 мас.%, еще более предпочтительно 65 мас.%. Верхний предел содержания связующего вещества в твердом смазочном покрытии 60 составляет, более предпочтительно, 78 мас.%, еще более предпочтительно 75 мас.%.

Дополнительный смазывающий агент

Термин "дополнительный смазывающий агент" является общим термином для добавок, обладающих смазывающими свойствами. Дополнительный смазывающий агент снижает коэффициент трения на поверхности твердого смазочного покрытия 60. Дополнительные смазывающие агенты в широком смысле делятся на четыре следующих типа. Дополнительный смазывающий агент содержит по меньшей мере один тип, выбранный из группы, состоящей из следующих (1)-(4):

(1) Дополнительные смазывающие агенты с особой кристаллической структурой, например, пластинчатой гексагональной кристаллической структурой, облегчающей скольжение и, тем самым, придающей смазывающую способность (например, графит и/или оксид цинка и/или нитрид бора);

(2) Дополнительные смазывающие агенты, содержащие реакционноспособный элемент в дополнение к кристаллической структуре и, тем самым, проявляющие смазывающую способность (например, дисульфид молибдена и/или дисульфид вольфрама и/или фторид графита и/или сульфид олова и/или сульфид висмута);

(3) Дополнительные смазывающие агенты, обладающие смазывающей способностью благодаря химической активности (например, тиосульфатные соединения); и

(4) Дополнительные смазывающие агенты, обладающие смазывающей способностью благодаря пластическому или вязкопластическому поведению при нагрузках трения (например, полиамид и политетрафторэтилен (ПТФЭ)).

Можно использовать дополнительный смазывающий агент, раскрытый в любом из пунктов (1)-(4) выше. Несколько дополнительных смазывающих агентов, раскрытых в пунктах (1)-(4) выше, можно использовать в сочетании друг с другом. Таким образом, твердое смазочное покрытие представляет собой одно или несколько из следующих веществ: графит, оксид цинка, нитрид бора, дисульфид молибдена, дисульфид вольфрама, фторид графита, сульфид олова, сульфид висмута, тиосульфатные соединения и полиамид.

Содержание дополнительного смазывающего агента в твердом смазочном покрытии 60, предпочтительно, составляет от 10 до 25 мас.%. Если содержание дополнительного смазывающего агента составляет 10 мас.% и более, крутящий момент упора может быть дополнительно снижен. С другой стороны, если содержание дополнительного смазывающего агента составляет 25 мас.% и менее, прочность твердого смазочного покрытия 60 дополнительно увеличивается. Это позволяет замедлить износ твердого смазоч-

ного покрытия 60.

Нижний предел содержания дополнительного смазывающего агента в твердом смазочном покрытии 60 составляет, более предпочтительно, 12 мас.%, еще более предпочтительно 15 мас.%. Верхний предел содержания дополнительного смазывающего агента в твердом смазочном покрытии 60 составляет, более предпочтительно, 23 мас.%, еще более предпочтительно 20 мас.%.

Если необходимо растворить или диспергировать дополнительный смазывающий агент и связующее вещество, используют растворитель. Выбор растворителя по существу не ограничен при условии, что растворитель способен диспергировать или растворять компоненты, содержащиеся в твердом смазочном покрытии 60. Растворитель может представлять собой воду, спирт или органический растворитель. Растворитель может содержать небольшое количество поверхностно-активного вещества. Доля растворителя не имеет конкретных ограничений. Достаточно отрегулировать долю растворителя до определенной вязкости композиции согласно способу нанесения. Доля растворителя находится, например, в диапазоне от 40 до 60 мас.%, если брать сумму всех компонентов, кроме растворителя, за 100 мас.%. Органический растворитель представляет собой, например, толуол и/или изопропиловый спирт. Большая часть растворителя испаряется при образовании твердого смазочного покрытия 60. Тем не менее, например, в твердом смазочном покрытии 60 может оставаться, например, 1 мас.% и менее растворителя.

Другие компоненты твердого смазочного покрытия 60

Твердое смазочное покрытие 60 может содержать, дополнительно к описанным выше компонентам, один компонент или более, выбранный из группы, содержащей противокоррозионную добавку, пластификатор, поверхностно-активное вещество, краситель, антиоксидант, неорганический порошок для регулирования свойств скольжения. Неорганический порошок представляет собой, например, порошок диоксида титана и/или порошок оксида висмута. Общее содержание других компонентов составляет, например, 5 мас.% и менее. Твердое смазочное покрытие 60 может дополнительно содержать противозадирную присадку и жидкий масляный раствор или иное подобное вещество в очень небольших количествах: 2 мас.% и менее. Содержание других компонентов в твердом смазочном покрытии 60 составляет, например, 10 мас.% и менее.

Толщина твердого смазочного покрытия 60, предпочтительно, составляет от 10 мкм до 40 мкм. Если толщина твердого смазочного покрытия 60 составляет 10 мкм и более, высокая смазывающая способность может быть получена с сохранением структуры. С другой стороны, если толщина твердого смазочного покрытия 60 составляет 40 мкм и менее, адгезия твердого смазочного покрытия 60 будет более постоянной. Кроме того, если толщина твердого смазочного покрытия 60 не превышает 40 мкм, допуск по резьбе (зазор) поверхностей скольжения увеличивается, и давление между поверхностями во время скольжения уменьшается. Следовательно, можно предотвратить чрезмерное увеличение крутящего момента затяжки. Соответственно, предпочтительная толщина твердого смазочного покрытия 60 составляет от 10 мкм до 40 мкм. Более предпочтительный нижний предел толщины твердого смазочного покрытия 60 составляет 15 мкм, более предпочтительно 20 мкм. Более предпочтительный верхний предел толщины твердого смазочного покрытия 60 составляет 35 мкм, более предпочтительно 30 мкм.

Толщину твердого смазочного покрытия 60 измеряют следующим способом. Подготавливают муфту 50 с твердым смазочным покрытием 60. Муфту 50 разрезают перпендикулярно осевому направлению (продольному направлению) стальной трубы для нефтяной скважины. В полученном сечении область, содержащую твердое смазочное покрытие 60, исследуют под микроскопом. Увеличение при исследовании под микроскопом установлено равным 500х. Толщину твердого смазочного покрытия 60 определяют в десяти произвольных полях зрения. В каждом поле зрения толщину твердого смазочного покрытия 60 измеряют в трех произвольных точках, и среднее значение измеренной толщины считают толщиной твердого смазочного покрытия 60 в соответствующем поле зрения. Среднюю толщину твердого смазочного покрытия 60 в десяти полях зрения определяют как толщину твердого смазочного покрытия 60 в муфте 50 стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

Полученное металлизированное покрытие 70, сформированное на контактной поверхности 500 муфты

Муфта 50 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может содержать металлизированное покрытие 70 на контактной поверхности 500 муфты. В этом случае твердое смазочное покрытие 60 формируют на металлизированном покрытии 70.

На фиг. 10 изображен пример структуры муфты 50 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению. Как показано на фиг. 10, муфта 50 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит металлизированное покрытие 70 и твердое смазочное покрытие 60 на контактной поверхности 500 муфты. Металлизированное покрытие 70 формируют на контактной поверхности 500 муфты. Твердое смазочное покрытие 60 формируют на металлизированном покрытии 70.

Вид металлизированного покрытия 70 по существу не ограничен. Например, металлизированное покрытие 70 может представлять собой цинковое металлизированное покрытие, никелевое металлизированное покрытие, медное металлизированное покрытие, металлизированное покрытие из сплава Zn-Ni, металлизированное покрытие из сплава Zn-Co, металлизированное покрытие из сплава Ni-W, или метал-

лизируемое покрытие из сплава Cu-Sn-Zn. Кроме того, металлизированное покрытие 70 может быть образовано несколькими слоями металлизированного покрытия, нанесенными друг на друга. Например, на контактной поверхности 500 муфты может быть сформировано никелевое металлизированное покрытие, после чего металлизированное покрытие Zn-Ni может быть нанесено и сформировано на никелевом металлизированном покрытии.

Если металлизированное покрытие 70 представляет собой металлизированное покрытие из сплава Zn-Ni, в химический состав металлизированного покрытия из сплава Zn-Ni входит, например, Ni в количестве от 10 до 20 мас.%, остаток приходится на Zn и примеси. Если металлизированное покрытие 70 представляет собой металлизированное покрытие из сплава Cu-Sn-Zn, в химический состав металлизированного покрытия из сплава Cu-Sn-Zn входит, например, Cu в количестве от 40 до 70 мас.%, Sn в количестве от 20 до 50 мас.%, и Zn в количестве от 2 до 20 мас.%, остаток приходится на примеси. Если металлизированное покрытие 70 представляет собой медное металлизированное покрытие, в химический состав медного металлизированного покрытия входит, например, Cu и примеси.

В случае формирования металлизированного покрытия 70, на поверхности металлизированного покрытия 70 может быть сформировано полученное химической обработкой покрытие. В этом случае твердое смазочное покрытие 60 формируют на полученном химической обработкой покрытии. Полученное химической обработкой покрытие будет раскрыто ниже.

Структура на контактной поверхности 400 ниппеля 40

Как показано на фиг. 11, на контактную поверхность 400 ниппеля 40 нанесено маловязкое масло 80.

Маловязкое масло 80

Маловязкое масло 80 наносят на контактную поверхность 400 ниппеля. Маловязкое масло 80 представляет собой жидкую композицию. В химический состав маловязкого масла 80 входит, например, уайт-спирит в количестве от 50 до 70 мас.% и масло на минеральной основе в количестве 25 мас.% и менее.

Уайт-спирит

Уайт-спирит представляет собой растворитель, эквивалентный промышленному бензину № 4, определенному в JIS K 2201 (1991). Предпочтительный нижний предел содержания уайт-спирита составляет 52%, более предпочтительно 54%, еще более предпочтительно 56%, и еще более предпочтительно 58%. Предпочтительный верхний предел содержания уайт-спирита составляет 68%, более предпочтительно 66%, еще более предпочтительно 64%, и еще более предпочтительно 62%.

Масло на минеральной основе

Масло на минеральной основе получают путем переработки сырой нефти. Масло на минеральной основе представляет собой парафиновое масло и/или нафтенное масло и/или ароматическое масло. Предпочтительный нижний предел содержания масла на минеральной основе составляет 2%, более предпочтительно 4%, еще более предпочтительно 6%, и еще более предпочтительно 8%. Предпочтительный верхний предел содержания масла на минеральной основе составляет 22%, более предпочтительно 20%, еще более предпочтительно 18%, и еще более предпочтительно 16%.

Противокоррозионная добавка

Маловязкое масло 80 может также содержать противокоррозионную добавку в дополнение к уайт-спириту и маслу на минеральной основе. Термин "противокоррозионная добавка" представляет собой общий термин для добавок, обладающих коррозионной стойкостью. Противокоррозионная добавка, например, состоит из одного или нескольких компонентов, выбранных из группы, состоящей из триполифосфата алюминия, фосфита алюминия, диоксида кремния с ионообменным кальцием. Предпочтительно, противокоррозионная добавка состоит из одного или нескольких компонентов, выбранных из группы, состоящей из диоксида кремния с ионообменным кальцием и фосфита алюминия. Другие доступные на рынке реактивные водоотталкивающие агенты также можно использовать в качестве противокоррозионной добавки.

Содержание противокоррозионной добавки в маловязком масле 80 предпочтительно составляет 10 мас.% и менее. Предпочтительный верхний предел содержания противокоррозионной добавки в маловязком масле 80 составляет 9%, более предпочтительно 8%. Предпочтительный нижний предел содержания противокоррозионной добавки в маловязком масле 80 составляет 1%, более предпочтительно 2%, еще более предпочтительно 3%. Следует отметить, что маловязкое масло 80 не обязательно должно содержать упомянутую выше противокоррозионную добавку. Другими словами, в химический состав маловязкого масла 80 может входить уайт-спирит и масло на минеральной основе, а остальное может приходиться на примеси.

Следует отметить, что маловязкое масло 80 по существу не содержит порошка тяжелых металлов. Другими словами, в маловязком масле 80 порошок тяжелых металлов является примесью. Порошок тяжелых металлов представляет собой, например, порошок (частицы) Pb, Cu, Zn или иных подобных веществ. Поэтому стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно изобретению можно использовать в морской нефтяной скважине, в которой запрещено использование компаундных консистентных смазок с содержанием порошка тяжелых металлов.

Предпочтительная вязкость маловязкого масла 80

Предпочтительная вязкость маловязкого масла 80 при 22°C с использованием чаши Зана №1 составляет $27,5\text{с} \pm 1\text{с}$. Тем не менее, вязкость маловязкого масла 80 не ограничивается этим вариантом.

Известный пример маловязкого масла 80

Маловязкое масло 80 представляет собой, например, продукт с торговым названием "WD-40".

Маловязкое масло 80 представляет собой жидкость, вязкость которой ниже вязкости антикоррозионной смазки, например, присадки для хранения. Таким образом, для нанесения маловязкого масла 80 на контактную поверхность 400 ниппеля не требуется специальное устройство. Соответственно, маловязкое масло отличается более высокой ремонтпригодностью по сравнению с твердым антикоррозионным покрытием. Кроме того, маловязкое масло 80 наносят тонким слоем на контактную поверхность 400 ниппеля. Поэтому, как было указано выше, в стальных трубах с резьбовым соединением для нефтяной скважины (сборке стальных труб для нефтяной скважины), которые были свинчены друг с другом, засорение внутренней поверхности, возникающее в случае использования антикоррозионной смазки, практически отсутствует.

Полученное химической обработкой покрытие 90, сформированное на контактной поверхности 400 ниппеля

Ниппель 40 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно изобретению может дополнительно содержать полученное химической обработкой покрытие 90 на контактной поверхности 400 ниппеля. В таком случае маловязкое масло 80 наносят на полученное химической обработкой покрытие 90.

На фиг. 12 изображен пример структуры ниппеля 40 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно изобретению. Как показано на фиг. 12, на контактной поверхности 400 ниппеля 40 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины сформировано полученное химической обработкой покрытие 90. Кроме того, маловязкое масло 80 наносят на полученное химической обработкой покрытие 90.

Полученное химической обработкой покрытие 90, например, состоит из одного или более типов покрытия, выбранных из группы, состоящей из покрытий, полученных фосфатной химической обработкой, оксалатной химической обработкой и боратной химической обработкой. Предпочтительно, полученное химической обработкой покрытие 90 представляет собой полученное фосфатной химической обработкой покрытие.

Полученное химической обработкой покрытие 90 является пористым. Поэтому при нанесении маловязкого масла 80 на полученное химической обработкой покрытие 90 адгезия (удерживающая способность) маловязкого масла 80 на контактной поверхности 400 ниппеля увеличивается. Толщина полученного химической обработкой покрытия 90, по существу, не ограничена. Предпочтительная толщина полученного химической обработкой покрытия 90 составляет от 5 мкм до 40 мкм. Если толщина полученного химической обработкой покрытия 90 составляет 5 мкм и более, коррозионная стойкость дополнительно повышается. Если толщина полученного химической обработкой покрытия составляет 40 мкм и менее, удерживающая способность маловязкого масла 80 увеличивается с сохранением консистенции.

Следует отметить, что ниппель 40 не обязательно должен содержать полученное химической обработкой покрытие 90, и маловязкое масло 80 может быть нанесено непосредственно на контактную поверхность 400 ниппеля. В частности, если стальная труба 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины изготовлена из углеродистой стали с небольшим количеством легирующих элементов, точнее, если содержание хрома в химическом составе основного металла стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины составляет 2,0 мас.% и менее, предпочтительно, полученное химической обработкой покрытие 90 формируют на контактной поверхности 400 ниппеля 40, и маловязкое масло 80 наносят на полученное химической обработкой покрытие 90. Например, если содержание хрома в химическом составе основного металла стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины составляет 2,0% и менее, коррозионная стойкость основного металла стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины будет не так высока. Если содержание хрома в химическом составе основного металла стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины составляет 2,0% и менее, в ниппеле 40, если полученное химической обработкой покрытие 90 сформировано на контактной поверхности 400 ниппеля и если маловязкое масло 80 нанесено на полученное химической обработкой покрытие 90, можно повысить коррозионную стойкость контактной поверхности 400 ниппеля. В этом случае в течение периода (от одной недели до одного месяца), в течение которого стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины временно хранят на площадке для бурения нефтяной скважины, можно более последовательно подавлять возникновение ржавчины на контактной поверхности 400 ниппеля 40.

Если содержание хрома в химическом составе основного металла стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины составляет 2,0 % и менее, предпочтительно, контактную поверхность 400 ниппеля стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины также подвергают струйной обработке, и полученное химической обработкой покрытие 90 формируют на контактной поверхности 400 ниппеля, подвергнутой струйной обработке, и маловязкое масло 80 наносят на полученное химической обработкой покрытие 90. В данном случае под "струйной обработкой" понимают обработку,

при которой используют струйное устройство, обеспечивающее столкновение абразивного материала (абразива) с контактной поверхностью 500 муфты. Струйная обработка представляет собой, например, пескоструйную обработку. В этом случае дополнительно увеличивается адгезия полученного химической обработкой покрытия 90 к контактной поверхности 400 ниппеля. Следовательно, дополнительно увеличивается адгезия маловязкого масла 80 к контактной поверхности 400 ниппеля.

Маловязкое масло 80, нанесенное на контактную поверхность 400 ниппеля, прошедшую струйную обработку

Если основной металл стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины представляет собой нержавеющую сталь, в частности, так называемую "сталь 13Cr", контактная поверхность 400 ниппеля стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины может быть подвергнута струйной обработке, и маловязкое масло 80 может быть нанесено на контактную поверхность 400 ниппеля, подвергнутую струйной обработке. В этом случае адгезия маловязкого масла 80 к контактной поверхности 400 ниппеля увеличивается вследствие микроскопических неровностей, образовавшихся на контактной поверхности 400 ниппеля, прошедшей струйную обработку.

Основной металл стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины

Основной металл стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины не ограничивается вышеупомянутой углеродистой сталью и, по существу, не имеет ограничений. Основной металл может представлять собой, например, углеродистую сталь, нержавеющую сталь, в частности, так называемую "сталь 13Cr", или легированную сталь, отличающуюся от нержавеющей стали. Среди легированных сталей высокой коррозионной стойкостью обладает никелевый сплав или дуплексная нержавеющая сталь, содержащая легирующий элемент, такой как Cr, Ni или Mo. Таким образом, при использовании никелевого сплава или дуплексной нержавеющей стали в качестве основного металла достигается превосходная коррозионная стойкость в коррозионной среде, содержащей сероводород, диоксид углерода и т.п.

Действие стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению

В стальной трубе 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению маловязкое масло 80 не содержит порошка тяжелого металла. Кроме того, маловязкое масло 80 не требует использования специализированного устройства или аналогичного устройства, соответствующего устройству для расплава или иному подобному устройству, необходимому в случае формирования твердого антикоррозионного покрытия. Маловязкое масло 80 может быть легко нанесено на контактную поверхность 400 ниппеля путем распыления, использования кисти и т. п. Таким образом, на местной площадке для открытого хранения, непосредственно перед доставкой стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины на площадку для бурения нефтяной скважины, маловязкое масло 80 может быть легко нанесено на контактную поверхность 400 ниппеля после удаления антикоррозионной смазки, нанесенной на контактную поверхность 400 ниппеля. Кроме того, можно увеличить коррозионную стойкость контактной поверхности 400 ниппеля 40 в течение периода (от одной недели до одного месяца), в котором стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины временно хранят на площадке для бурения нефтяной скважины после доставки с местной площадки для открытого хранения, и предотвратить возникновение ржавчины на контактной поверхности 400 ниппеля в течение периода до фактического использования стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины на площадке для бурения нефтяной скважины. Кроме того, даже если во время доставки на площадку для бурения нефтяной скважины часть маловязкого масла 80, нанесенного на контактную поверхность 400 ниппеля, стечет с контактной поверхности 400 ниппеля вследствие контакта с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины или другим объектом, проблему можно легко устранить путем нанесения маловязкого масла 80 на соответствующее место контактной поверхности ниппеля. Иными словами, контактная поверхность ниппеля, на которую нанесено маловязкое масло 80, имеет более высокую ремонтпригодность по сравнению с контактной поверхностью 400 ниппеля, на которой сформировано твердое антикоррозионное покрытие.

Кроме того, стальная труба 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно изобретению, на которую нанесено маловязкое масло 80, позволяет сохранять низкий крутящий момент T_s упора во время свинчивания с другой стальной трубой 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Как показано на фиг. 2, крутящий момент T_s упора стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, на которую нанесено маловязкое масло 80 (испытания № 1 и 2), ниже, чем у стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, на которой сформировано твердое антикоррозионное покрытие (испытание № 3). Таким образом, как показано на фиг. 2, крутящий момент T_u на пределе текучести стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, на которую нанесено маловязкое масло 80 (испытания № 1 и 2), примерно равен крутящему моменту T_u на пределе текучести обычной стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, на которой сформировано твердое антикоррозионное покрытие (испытание № 3). Следовательно, в стальной трубе 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно изобретению возможно выполнение свинчивания с высоким крутящим моментом T_o затяжки.

Способ изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины с использованием стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению

В настоящем описании конструкция, в которой несколько стальных труб 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины свинчены друг с другом, называют "сборкой стальных труб для нефтяной скважины". Сборка стальных труб для нефтяной скважины может представлять собой обсадную трубу, насосно-компрессорную трубу или бурильную трубу. Сборку стальных труб для нефтяной скважины изготавливают (свинчивают) на площадке для бурения нефтяной скважины. Ниже раскрыт способ изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины.

В настоящем описании под "площадкой для бурения нефтяной скважины" понимают фактическое место бурения нефтяной скважины. Площадка для бурения нефтяной скважины может находиться на берегу или в море, и на площадке для бурения нефтяной скважины предусмотрена буровая установка. Буровая установка содержит вышку (буровую вышку), и сборку стальных труб для нефтяной скважины, изготовленную путем соединения стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины в вышке. Если площадка для бурения нефтяной скважины находится в море, вместо буровой установки можно предусмотреть плавучую установку для добычи, отгрузки и хранения углеводородов.

На фиг. 13 схематично изображены места выполнения каждого этапа способа изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению. Как показано на фиг. 13, способ изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит: этап подготовки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины (этап подготовки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины обозначен S1); этап доставки стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины на местную площадку A2 (этап доставки на местную площадку для открытого хранения обозначен S2); этап временного хранения стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины на местной площадке A2 для открытого хранения (этап временного хранения на местной площадке для открытого хранения обозначен S3); этап удаления антикоррозионной смазки и нанесения маловязкого масла 80 перед доставкой стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины с местной площадки A2 для открытого хранения на площадку A3 для бурения нефтяной скважины (этап нанесения маловязкого масла обозначен S4); этап доставки стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, на которую нанесено маловязкое масло 80, с местной площадки A2 для открытого хранения на площадку A3 для бурения нефтяной скважины (этап доставки на площадку для бурения нефтяной скважины обозначен S5); этап временного хранения стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины на площадке A3 для бурения нефтяной скважины (этап временного хранения на площадке для бурения нефтяной скважины обозначен S6); и этап использования стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, временно хранящейся на площадке A3 для бурения нефтяной скважины, для изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины путем свинчивания стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины с другой стальной трубой 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины (этап изготовления сборки из стальных труб для нефтяной скважины обозначен S7).

Производственные этапы S1-S7 выполняются в разных местах. В частности, этап S1 подготовки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины выполняют на заводе A1, производящем стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины (далее называемом "производственным станом A1"). Этап S3 временного хранения на местной площадке для открытого хранения и этап S4 нанесения маловязкого масла выполняют на местной площадке A2 для открытого хранения. Этап S6 временного хранения на площадке для бурения нефтяной скважины и этап S7 изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины выполняют на площадке A3 для бурения нефтяной скважины.

Производственный стан A1, местная площадка A2 для открытого хранения и площадка A3 для бурения нефтяной скважины находятся в разных местах. Обычно производственный стан A1 располагают на некотором удалении от площадки A3 для бурения нефтяной скважины, на которой выполняют операции бурения нефтяной скважины. Таким образом, стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины, изготовленную на производственном стане A1, доставляют наземным или морским путем на площадку A3 для бурения нефтяной скважины. Тем не менее, во многих случаях на площадке A3 для бурения нефтяной скважины негде хранить все стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, которые будут использоваться для бурения нефтяной скважины. Например, если площадка A3 для бурения нефтяной скважины представляет собой морскую буровую установку или плавучую установку для добычи, отгрузки и хранения углеводородов, количество стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины, которые могут временно храниться на буровой установке или плавучей установке для добычи, отгрузки и хранения углеводородов, ограничено.

Поэтому при обычных операциях бурения нефтяной скважины местную площадку A2 для открытого хранения, способную временно хранить несколько стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины, подготавливают вблизи площадки A3 для бурения нефтяной скважины. Соответственно, при бурении нефтяной скважины стальную трубу с резьбовым соединением, изготовленную на производственном стане A1, сначала доставляют на местную площадку A2 для открытого хранения наземным или водным путем (этап S2 доставки на местную площадку для открытого хранения). После этого

стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины временно хранят на местной площадке А2 для открытого хранения. В дальнейшем, на этапе непосредственно перед использованием стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины, стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины доставляют с местной площадки А2 для открытого хранения на площадку А3 для бурения нефтяной скважины (этап S5 доставки на площадку для бурения нефтяной скважины). Таким образом, местную площадку А2 для открытого хранения используют в качестве площадки для временного хранения стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

Как было раскрыто выше, при операциях бурения нефтяной скважины обычно предусматривают местную площадку А2 для открытого хранения в качестве промежуточного пункта между производственным станом А1 и площадкой А3 для бурения нефтяной скважины. Местная площадка А2 для открытого хранения, разумеется, расположена ближе к площадке А3 для бурения нефтяной скважины, чем производственный стан А1. Как правило, стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины, доставленную с производственного стана А1, временно хранят в течение длительного периода на местной площадке А2 для открытого хранения. В частности, стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины, доставленную с производственного стана А1, временно хранят в течение длительного периода времени, примерно от шести месяцев до двух лет, на местной площадке А2 для открытого хранения. Впоследствии, непосредственно перед использованием на площадке А3 для бурения нефтяной скважины, стальную трубу с резьбовым соединением доставляют с местной площадки А2 для открытого хранения на площадку А3 для бурения нефтяной скважины. На площадке А3 для бурения нефтяной скважины стальную трубу с резьбовым соединением снова временно хранят в течение непродолжительного периода времени (примерно от одной недели до одного месяца) до свинчивания с другой стальной трубой с резьбовым соединением с целью изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины.

Как было отмечено выше, в последнее время для предотвращения загрязнений на площадках для бурения нефтяных скважин желательно не использовать порошки тяжелых металлов при изготовлении сборки стальных труб для нефтяной скважины. Поэтому обычно вместо компаундной консистентной смазки, содержащей порошок тяжелых металлов, используют твердое смазочное покрытие и твердое антикоррозионное покрытие.

Тем не менее, при доставке стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины, имеющих твердое антикоррозионное покрытие на контактной поверхности ниппеля и твердое смазочное покрытие на контактной поверхности муфты, с производственного стана А1 на местную площадку А2 для открытого хранения, и при доставке стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины с местной площадки А2 для открытого хранения на площадку А3 для бурения нефтяной скважины в некоторых случаях ниппели стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины упираются друг в друга, оборудование и т. п. На внешней периферийной поверхности концевой части основного корпуса трубы сформирована контактная поверхность ниппеля. Поэтому в некоторых случаях твердое антикоррозионное покрытие, сформированное на контактной поверхности ниппеля, повреждается, или часть твердого антикоррозионного покрытия растрескивается вследствие ударов во время доставки. Кроме того, возможны случаи, в которых часть с наружной резьбой, уплотнительная поверхность ниппеля и упорная поверхность ниппеля на контактной поверхности ниппеля повреждаются или растрескиваются в результате ударов.

Обычно устройство для изготовления контактной поверхности ниппеля доставляют с местной площадки А2 для открытого хранения, исходя из предположения, что контактная поверхность ниппеля может быть повреждена во время доставки. Например, если контактная поверхность ниппеля повреждена в результате удара, ниппель соответствующей стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины обрезают. После этого формируют контактную поверхность ниппеля путем нарезания резьбы на концевой части стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, от которой был отрезан ниппель, с помощью устройства для изготовления контактной поверхности ниппеля.

Как было отмечено выше, в случае повреждения контактной поверхности ниппеля можно восстановить контактную поверхность ниппеля с помощью устройства для изготовления контактной поверхности ниппеля, имеющегося на местной площадке А2 для открытого хранения. Тем не менее, восстановление твердого антикоррозионного покрытия на местной площадке А2 для открытого хранения затруднительно. Это обусловлено тем, что устройство для формирования твердого антикоррозионного покрытия (далее называемое "устройством для изготовления твердого антикоррозионного покрытия") обычно отсутствует на местной площадке А2 для открытого хранения. Если устройство для изготовления твердого антикоррозионного покрытия имеется на местной площадке А2 для открытого хранения, можно восстановить (выполнить повторно) твердое антикоррозионное покрытие. Тем не менее, доставка устройства для изготовления твердого антикоррозионного покрытия на местную площадку А2 для открытого хранения, разумеется, будет связана с расходами на доставку устройства для изготовления твердого антикоррозионного покрытия.

Таким образом, в способе изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, несмотря на формирование твердого смазочного покрытия на контактной по-

верхности муфты, твердое антикоррозионное покрытие на контактной поверхности ниппеля не используют. Как было указано выше, период хранения (от шести месяцев до двух лет) стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины на местной площадке А2 для открытого хранения намного превышает период хранения (от одной недели до одного месяца) стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины на площадке А3 для бурения нефтяной скважины. В течение периода примерно в один месяц вышеупомянутое маловязкое масло 80 в виде жидкости может подавлять образование ржавчины на контактной поверхности 400 ниппеля даже при хранении под открытым небом. Тем не менее, в случае хранения дольше одного месяца использование маловязкого масла 80 не обеспечивает достаточную коррозионную стойкость. Таким образом, если стальная труба 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой маловязкое масло 80 нанесено на контактную поверхность 400 ниппеля, изготовлена на производственном стане А1 и затем доставлена на местную площадку А2 для открытого хранения, на контактной поверхности 400 ниппеля стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины может образоваться ржавчина во время хранения на местной площадке А2 для открытого хранения.

С другой стороны, возможен способ, в котором на контактную поверхность 400 ниппеля наносят антикоррозионную смазку, а не маловязкое масло 80. Антикоррозионная смазка представляет собой антикоррозионную композицию в полутвердом или пастообразном состоянии. Антикоррозионная смазка представляет собой, например, продукт с торговым названием "RUM BETO AS EU" или продукт с торговым названием "KENDEX". Антикоррозионную смазку также называют "присадкой для хранения". Антикоррозионная смазка сохраняет коррозионную стойкость в течение более длительного периода времени по сравнению с маловязким маслом 80. В частности, даже если длительность хранения под открытым небом достигает двух лет, антикоррозионная смазка может препятствовать образованию ржавчины на контактной поверхности 400 ниппеля. Кроме того, даже если ниппель был восстановлен после ударной нагрузки или воздействия иных подобных факторов, антикоррозионную смазку можно легко нанести на контактную поверхность ниппеля.

Тем не менее, не считается предпочтительным использование стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины в состоянии, в котором антикоррозионная смазка нанесена на контактную поверхность ниппеля в сборке стальных труб для нефтяной скважины на площадке А3 для бурения нефтяной скважины. Это обусловлено тем, что, подобно одной из проблем, связанных с использованием компаундной консистентной смазки и раскрытых выше, антикоррозионная смазка может приводить к засорению внутри свинченных стальных труб для нефтяной скважины (сборки стальных труб для нефтяной скважины). В частности, большая часть антикоррозионной смазки, нанесенной во время свинчивания (резьбового свинчивания) на контактную поверхность ниппеля и/или контактную поверхность муфты, выдавливается наружу из передней концевой части ниппеля и муфты по завершении свинчивания. Часть антикоррозионной смазки выдавливается внутрь стальной трубы для нефтяной скважины из передней концевой части ниппеля. Антикоррозионная смазка имеет высокую вязкость. Поэтому антикоррозионная смазка, выдавленная внутрь (на внутреннюю поверхность) стальной трубы для нефтяной скважины, скапливается на внутренней поверхности. В некоторых случаях скопившаяся антикоррозионная смазка является причиной засорения стальной трубы для нефтяной скважины.

Таким образом, в способе изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению на местной площадке А2 для открытого хранения выполняют работы по замене антикоррозионной смазки на контактной поверхности 400 ниппеля на маловязкое масло 80. В частности, антикоррозионную смазку наносят на контактную поверхность ниппеля в стальной трубе с резьбовым соединением для нефтяной скважины, изготовленную на производственном стане А1 (S1). После этого стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины с антикоррозионной смазкой, нанесенной на контактную поверхность ниппеля, доставляют на местную площадку А2 для открытого хранения (S2). На местной площадке А2 для открытого хранения временно хранят стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины (S3). В этом случае длительность хранения под открытым небом на местной площадке А2 для открытого хранения составляет от шести месяцев до двух лет. Тем не менее, в стальной трубе с резьбовым соединением для нефтяной скважины антикоррозионная смазка нанесена на контактную поверхность ниппеля. Таким образом, при хранении под открытым небом на местной площадке А2 для открытого хранения можно предотвратить возникновение ржавчины на контактной поверхности ниппеля стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Кроме того, если антикоррозионная смазка нанесена, то даже в случае отслоения части антикоррозионной смазки по тем или иным причинам можно легко устранить проблему путем повторного нанесения антикоррозионной смазки на соответствующий участок (высокая ремонтопригодность).

В дальнейшем, перед доставкой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины с местной площадки А2 для открытого хранения на площадку А3 для бурения нефтяной скважины антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность 400 ниппеля, заменяют маловязким маслом 80 на местной площадке А2 для открытого хранения, чтобы изготовить стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины (S4). В частности, на местной площадке А2 для открытого хранения антикоррозионную смазку удаляют с контактной поверхности ниппеля стальной трубы с резь-

бовым соединением для нефтяной скважины. Антикоррозионная смазка находится в полутвердом или пастообразном состоянии, что позволяет легко удалить антикоррозионную смазку. Затем маловязкое масло 80 наносят на контактную поверхность 400 ниппеля, с которой была удалена антикоррозионная смазка. Жидкое масло 80 представляет собой жидкость и имеет низкую вязкость по сравнению с антикоррозионной смазкой. Это позволяет легко наносить маловязкое масло 80 на контактную поверхность 400 ниппеля. Другими словами, маловязкое масло 80 также отличается высокой ремонтпригодностью.

Стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, изготовленную на местной площадке А2 для открытого хранения на вышеуказанном этапе, доставляют на площадку А3 для бурения нефтяной скважины (S5). После этого стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины временно хранят на площадке А3 для бурения нефтяной скважины (S6). Длительность хранения стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины на площадке А3 для бурения нефтяной скважины будет меньше длительности хранения стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины (стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой антикоррозионная смазка нанесена на контактную поверхность 400 ниппеля) на местной площадке А2 для открытого хранения, и составляет от одной недели до одного месяца. Поэтому даже при использовании маловязкого масла 80 обеспечивается достаточная коррозионная стойкость. Следовательно, можно предотвратить образование ржавчины на контактной поверхности 400 ниппеля стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины в течение периода хранения на площадке А3 для бурения нефтяной скважины.

Сборку стальных труб для нефтяной скважины изготавливают с использованием стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, временно хранящейся на площадке А3 для бурения нефтяной скважины (S7). В частности, муфту 50 другой стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины надевают и навинчивают на ниппель 40 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. При этом, как было указано выше, маловязкое масло 80 на контактной поверхности 400 ниппеля снижает крутящий момент T_s упора по сравнению с твердым антикоррозионным покрытием. Кроме того, удаление антикоррозионной смазки и нанесение маловязкого масла 80 позволяет практически исключить засорение, вызванное маловязким маслом 80 внутри свинченной стальной трубы для нефтяной скважины, когда стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины свинчивают на площадке А3 для бурения нефтяной скважины.

Как было описано выше, способ изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению позволяет снизить крутящий момент T_s упора при изготовлении сборки стальных труб для нефтяной скважины. Кроме того, может быть реализовано свинчивание с высоким крутящим моментом T_o затяжки. Кроме того, антикоррозионная смазка и маловязкое масло 80 также отличаются высокой ремонтпригодностью. Кроме того, на площадке А3 для бурения нефтяной скважины, поскольку используют стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, на которую нанесено маловязкое масло 80 вместо антикоррозионной смазки, практически отсутствует засорение маловязким маслом 80 внутри стальной трубы для нефтяной скважины (сборки стальных труб для нефтяной скважины) после свинчивания. Кроме того, поскольку в способе изготовления стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению используют стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащую твердое смазочное покрытие 60 на муфте 50, сборка стальных труб для нефтяной скважины также отличается высокой стойкостью к образованию задиров. Ниже будут подробно раскрыты соответствующие этапы S1-S7 способа изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

Этап подготовки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины: S1

На этапе S1 подготовки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины подготавливают стальную трубу 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, на которую нанесена антикоррозионная смазка. Стальную трубу 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины изготавливают, например, на производственном стане А1.

Конструкция стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины

На фиг. 14 приведена структурная схема, иллюстрирующая пример стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. На фиг. 15 приведена структурная схема, иллюстрирующая пример стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, отличающийся от показанного на фиг. 14. На фиг. 14 изображена стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины типа "с резьбой и соединительной муфтой". На фиг. 15 изображена стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины интегрального типа. Как показано на фиг. 14 и фиг. 15, по сравнению со стальной трубой 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, стальная труба 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит ниппель 40А, на который нанесена антикоррозионная смазка, вместо ниппеля 40, на который нанесено маловязкое масло 80. Остальная конструкция стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины аналогична конструкции стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

На фиг. 16 изображен продольный разрез части вблизи контактной поверхности 400 ниппеля 40А, показанного на фиг. 14 и фиг. 15. В данном случае под "продольным разрезом" понимают разрез, парал-

лельный продольному направлению стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Как показано на фиг. 16, в ниппеле 40А стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины на контактную поверхность 400 ниппеля наносят антикоррозионную смазку 80А вместо маловязкого масла 80.

Антикоррозионная смазка 80А

Антикоррозионная смазка 80А представляет собой антикоррозионную композицию в полутвердом или пастообразном состоянии и отличается от маловязкого масла 80, представляющего собой жидкость со сравнительно низкой вязкостью. Антикоррозионная смазка 80А представляет собой, например, продукт с торговым названием "RUM BETO AS EU" или продукт с торговым названием "KENDEX". Антикоррозионную смазку 80А также называют "присадкой для хранения". Антикоррозионная смазка 80А сохраняет коррозионную стойкость в течение более длительного периода времени по сравнению с маловязким маслом 80. В частности, даже если длительность хранения под открытым небом достигает двух лет, антикоррозионная смазка 80А может препятствовать образованию ржавчины на контактной поверхности 400 ниппеля.

Антикоррозионная смазка 80А содержит, например, очищенное минеральное масло в количестве от 50 до 80 мас.%; металлическое мыло в количестве от 2,5 до 10,0 мас.%; и нефтяную сульфоновую кислоту и/или ее соль в количестве от 1,0 до 2,5 мас.%. Металлическое мыло представляет собой, например, лития 12-гидроксистеарат. Нефтяной сульфонат представляет собой, например, сульфонат натрия и/или сульфонат кальция и/или сульфонат бария и т. п.

На фиг. 17 изображен продольный разрез части вблизи контактной поверхности 400 ниппеля 40А, показанного на фиг. 14 и фиг. 15, отличающегося от фиг. 16. Как показано на фиг. 17, ниппель 40А стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины может дополнительно содержать полученное химической обработкой покрытие 90 на контактной поверхности 400 ниппеля. В этом случае на контактной поверхности 400 ниппеля 40А стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины формируют полученное химической обработкой покрытие 90. Антикоррозионную смазку 80А наносят на полученное химической обработкой покрытие 90.

Стальную трубу 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, имеющую раскрытую выше конструкцию, изготавливают, например, следующим способом на производственном стане А1. Ниже раскрыт один из примеров способа изготовления стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Тем не менее, способ изготовления стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины не ограничивается этим вариантом. Выбор способа изготовления стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, по существу, не ограничен при условии, что он позволяет получить стальную трубу 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, имеющую раскрытую выше конструкцию.

Способ изготовления стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит этап подготовки полой оболочки, этап формирования твердого смазочного покрытия и этап нанесения антикоррозионной смазки.

Этап подготовки полой оболочки

Сначала подготавливают полую оболочку с резьбовым соединением, на которой не формируют твердое смазочное покрытие 60 и не наносят антикоррозионную смазку 80А. Полая оболочка с резьбовым соединением содержит основной корпус 10 трубы. Основной корпус 10 трубы содержит первую концевую часть 10А и вторую концевую часть 10В. Ниппель 40А сформирован на первой концевой части 10А. Муфта 50 сформирована на второй концевой части 10В. Ниппель полой оболочки с резьбовым соединением содержит контактную поверхность 400 ниппеля. Муфта полой оболочки с резьбовым соединением содержит контактную поверхность 500 муфты.

Полоую оболочку с резьбовым соединением изготавливают, например, следующим способом. Для получения исходного материала используют расплавленную сталь. В частности, литую деталь (сляб, блюм или заготовку) производят в этапе непрерывного литья с использованием расплавленной стали. Слиток также может быть получен с помощью этапа изготовления слитков с использованием расплавленной стали. При необходимости сляб, блюм или слиток может быть подвергнут блюмингу для получения литого изделия (заготовки). Исходный материал (сляб, блюм или заготовку) производят вышеописанным способом. Подготовленный исходный материал подвергают горячей обработке для получения полой оболочки. Способ горячей обработки может представлять собой прошивной прокат в соответствии с этапом Маннесмана, или этап горячей экструзии. Полоую оболочку после горячей обработки подвергают известным этапам закалки и отпуска для регулирования прочности полой оболочки. Полоую оболочку получают вышеописанным способом. Отметим, что, если стальная труба 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины относится к типу с резьбой и соединительной муфтой, также подготавливают полую оболочку для соединительной муфты 12. Способ изготовления полой оболочки для соединительной муфты 12 аналогичен раскрытому выше способу изготовления полой оболочки.

Если стальная труба 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины относится к типу с резьбой и соединительной муфтой, резьбу нарезают относительно наружной поверхности обеих концевых частей полой оболочки для трубчатого корпуса 11 ниппеля, чтобы получить контактную поверх-

ность 400 ниппеля. Кроме того, резьбу нарезают относительно внутренней поверхности обеих концевых частей полый оболочки для соединительной муфты 12, чтобы получить контактную поверхность 500 муфты. Ниппель одного конца полый оболочки для трубчатого корпуса 11 ниппеля вставляют и ввинчивают в муфту одного конца полый оболочки для муфты 12. Полуоболочку с резьбовым соединением, содержащую трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12, изготавливают вышеописанным способом.

Если стальная труба 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины относится к интегральному типу, резьбу нарезают относительно наружной поверхности первой концевой части 10А полый оболочки, соответствующей основному корпусу 10 трубы, чтобы получить контактную поверхность 400 ниппеля. Кроме того, резьбу нарезают относительно наружной поверхности второй концевой части 10В полый оболочки, соответствующей основному корпусу 10 трубы, чтобы получить контактную поверхность 500 муфты.

Полую оболочку с резьбовым соединением, содержащую ниппель и муфту, изготавливают вышеописанным способом.

Этап формирования твердого смазочного покрытия

На этапе формирования твердого смазочного покрытия твердое смазочное покрытие 60 формируют на контактной поверхности 500 муфты полый оболочки с резьбовым соединением, выполненной на этапе подготовки полый оболочки. Этап формирования твердого смазочного покрытия содержит этап нанесения и этап отверждения. Этап отверждения осуществляют после этапа нанесения.

Этап нанесения

На этапе нанесения композицию для образования твердого смазочного покрытия 60 наносят на контактную поверхность 500 муфты. Композиция содержит полимер и порошок твердого смазочного материала. Композиция аналогична композиции полимера твердого смазочного покрытия 60, раскрытой выше, за исключением растворителя.

Композиция может как содержать, так и не содержать растворитель. Композиция без растворителя может быть получена, например, путем нагревания полимера до расплавленного состояния, добавления порошка твердого смазочного материала и смешивания. Композиция может быть получена из смеси порошков путем смешивания всех компонентов в форме порошка.

Композиция с растворителем может быть получена, например, путем растворения или дисперсии полимера и порошка твердого смазочного материала в растворителе и смешивания. Растворителем является, например, вода, спирт или органический растворитель. Растворитель может содержать небольшое количество поверхностно-активного вещества. Доля растворителя не имеет конкретных ограничений. Достаточно отрегулировать долю растворителя до определенной вязкости композиции согласно способу нанесения. Доля растворителя находится, например, в диапазоне от 40 до 60 мас.%, если брать сумму всех компонентов, кроме растворителя, за 100 мас.%.

Вышеописанную композицию наносят на контактную поверхность 500 муфты известным способом. Композицию, не содержащую растворителя, можно наносить, например, способом горячего расплава. В способе горячего расплава композицию нагревают, чтобы расплавить полимер для перехода композиции в жидкое состояние с низкой вязкостью. Композицию в жидком состоянии наносят путем распыления композиции из пистолета-распылителя с функцией поддержания температуры. Вместо нанесения распылением можно использовать другой способ нанесения, такой как нанесение кистью или погружение. Температура, до которой нагревают композицию, предпочтительно превышает температуру плавления полимера на 10-50°C. Композицию с растворителем можно наносить в форме раствора методом распыления. В этом случае вязкость композиции должна регулироваться с возможностью нанесения композиции путем распыления покрытия в окружающей среде при нормальной температуре и нормальном давлении. Вместо нанесения распылением можно использовать другой способ нанесения, такой как нанесение кистью или погружение.

Этап отверждения

На этапе отверждения нанесенную композицию отверждают для образования твердого смазочного покрытия 60. Композицию без растворителя, нанесенную на контактную поверхность 500 муфты, в расплавленном состоянии отверждают путем охлаждения композиции и получают твердое смазочное покрытие 60. Известный способ может быть осуществлен в виде способа охлаждения. Примеры способа охлаждения предусматривают охлаждение в атмосфере и охлаждение воздухом. Композицию с растворителем, нанесенную на контактную поверхность 500 муфты, отверждают путем сушки композиции, и получают твердое смазочное покрытие 60. Известный способ может быть осуществлен в виде способа сушки. Способ сушки представляет собой, например, естественную сушку, сушку на воздухе при низкой температуре или вакуумную сушку. Отверждение композиции может быть ускорено посредством термоотверждения.

На этапе формирования твердого смазочного покрытия на контактной поверхности 500 муфты твердое смазочное покрытие 60 формируют путем выполнения вышеупомянутого нанесения и отверждения.

Этап формирования металлизированного покрытия

Если муфта 50 стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит металлизированное покрытие 70 между контактной поверхностью 500 муфты и твердым смазочным покрытием 60, этап формирования металлизированного покрытия может быть выполнен после этапа подготовки и перед этапом образования твердого смазочного покрытия. Другими словами, этап формирования металлизированного покрытия опционален. Если стальная труба 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины не содержит металлизированного покрытия 70, этап формирования металлизированного покрытия не выполняют.

В случае выполнения этапа формирования металлизированного покрытия, металлизированное покрытие 70 формируют на контактной поверхности 500 муфты на этапе формирования металлизированного покрытия.

Металлизированное покрытие 70 может быть сформировано известным способом. Формирование металлизированного покрытия 70 может осуществляться электроосаждением или химическим восстановлением. Например, в случае формирования металлизированного покрытия 70 из сплава Zn-Ni способом электроосаждения гальваническая ванна содержит ионы цинка и ионы никеля. В состав гальванической ванны предпочтительно входят ионы цинка в количестве от 1 до 100 г/л и ионы никеля в количестве от 1 до 50 г/л. Условия для способа электроосаждения, например, следующие: pH гальванической ванны: от 1 до 10, температура в гальванической ванне: 60°C, плотность тока: от 1 до 100 А/дм²; и продолжительность обработки: от 0,1 до 30 мин. Например, в случае формирования металлизированного покрытия 70 из сплава Cu-Sn-Zn способом электроосаждения гальваническая ванна содержит ионы меди в количестве от 1 до 50 г/л, ионы олова в количестве от 1 до 50 г/л, и ионы цинка в количестве от 1 до 50 г/л. Условия электроосаждения могут быть аналогичны вышеупомянутым условиям формирования металлизированного покрытия 70, выполненного из сплава Zn-Ni. Если металлизированное покрытие 70 представляет собой медное металлизированное покрытие, металлизированное покрытие 70 может быть сформировано известным способом.

Этап предварительной обработки

Следует отметить, что процесс изготовления стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины может содержать этап предварительной обработки, выполняемый после этапа подготовки и перед этапом формирования металлизированного покрытия. Иными словами, в случае выполнения этапа формирования металлизированного покрытия, перед формированием металлизированного покрытия может быть выполнен этап предварительной обработки. На этапе предварительной обработки, например, осуществляют обработку травлением или струйную обработку. Шероховатость контактной поверхности 500 муфты полый оболочки с резьбовым соединением можно отрегулировать на этапе предварительной обработки. В этом случае адгезия металлизированного покрытия 70 к контактной поверхности 500 муфты увеличивается. Ниже раскрыта обработка травлением и струйная обработка.

Обработка травлением

Обработка травлением представляет собой обработку, при которой контактную поверхность 500 муфты погружают в раствор сильной кислоты, такой как серная кислота, соляная кислота, азотная кислота или плавиковая кислота, для придания шероховатости контактной поверхности 500 муфты. Это позволяет увеличить шероховатость контактной поверхности 500 муфты.

Струйная обработка

Под "струйной обработкой" понимают обработку, при которой, например, используют струйное устройство, обеспечивающее столкновение абразивного материала (абразива) с контактной поверхностью 500 муфты. Струйная обработка представляет собой, например, пескоструйную обработку. Пескоструйная обработка представляет собой обработку, при которой абразивный материал (абразив) смешивают со сжатым воздухом, и полученную смесь подают на контактную поверхность 500 муфты. К примерам абразивного материала относится материал в виде сферической дроби и угловатых мелких частиц. Шероховатость контактной поверхности 500 муфты можно увеличить пескоструйной обработкой. Пескоструйная обработка может быть выполнена известным способом. Например, воздух сжимают компрессором, и абразивный материал смешивают со сжатым воздухом. В качестве абразивного материала можно использовать, например, нержавеющую сталь, алюминий, керамический материал и оксид алюминия. Условия пескоструйной обработке, такие как скорость, могут быть установлены соответствующим образом.

Этап нанесения антикоррозионной смазки

На этапе нанесения антикоррозионной смазки антикоррозионную смазку 80А наносят на контактную поверхность 400 ниппеля полый оболочки с резьбовым соединением, подготовленную на этапе подготовки полый оболочки.

Выбор способа нанесения антикоррозионной смазки, по существу, не ограничен при условии, что он позволяет наносить антикоррозионную смазку 80А на контактную поверхность 400 ниппеля. Например, антикоррозионная смазка 80А может быть нанесена путем распыления, нанесения кистью, или антикоррозионная смазка 80А может быть нанесена на контактную поверхность 400 ниппеля другим известным способом.

Этап формирования полученного химической обработкой покрытия

Если ниппель 40А стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит полученное химической обработкой покрытие 90 между контактной поверхностью 400 ниппеля и антикоррозионной смазкой 80А, этап формирования полученного химической обработкой покрытия может быть осуществлен одновременно, то есть после этапа подготовки и перед этапом нанесения антикоррозионной смазки. Другими словами, этап формирования полученного химической обработкой покрытия опционален. Если стальная труба 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины не содержит полученного химической обработкой покрытия 90, этап формирования полученного химической обработкой покрытия не выполняют.

В случае выполнения этапа формирования полученного химической обработкой покрытия, известную химическую обработку выполняют на этапе формирования полученного химической обработкой покрытия, что позволяет сформировать полученное химической обработкой покрытие 90 на контактной поверхности 400 ниппеля. Химическая обработка может быть выполнена известным способом. В качестве раствора для обработки можно использовать известный химический раствор для обработки, доступный на рынке. Для облегчения формирования полученного химической обработкой покрытия перед химической обработкой может быть выполнена модификация поверхности. Под "модификацией поверхности" понимают обработку, включающую погружение в водный раствор, содержащий коллоидный титан, и т.п. для модификации поверхности. После химической обработки предпочтительна промывка водой или теплой водой перед сушкой.

Стальная труба 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины может быть изготовлена с использованием раскрытого выше производственного процесса. Следует отметить, что стальная труба 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины может быть изготовлена другим способом, отличающимся от раскрытого выше способа.

Этап установки защитного устройства

Предпочтительно, этап установки защитного устройства выполняют для установки защитного устройства на ниппель 40А и/или муфту 50 стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Защитное устройство опционально. В случае установки защитного устройства защитное устройство, установленное на ниппеле 40А (далее называемое "защитным устройством ниппеля"), представляет собой колпачок, накрывающий контактную поверхность 400 ниппеля 40А. Защитное устройство, установленное на муфте 50 (в дальнейшем называемое "защитным устройством муфты"), представляет собой крышку, накрывающую контактную поверхность 500 муфты 50.

Защитное устройство муфты имеет цилиндрическую форму, и на внешней периферийной поверхности образована часть с наружной резьбой, которая может быть введена в часть 51 с внутренней резьбой муфты 50. Защитное устройство для муфты состоит, например, из известного полимера.

На фиг. 18 изображена структурная схема, иллюстрирующая состояние, в котором защитное устройство ниппеля установлено на ниппеле 40А. Как показано на фиг. 18, защитное устройство 600 ниппеля насажено поверх и навинчено на ниппель 40А. Защитное устройство 600 ниппеля содержит часть 601 в форме трубы и часть 602 в форме колпачка. В части 601 в форме трубы на внутренней периферийной поверхности сформирована часть с внутренней резьбой. Часть с внутренней резьбой обращена к контактной поверхности 400 ниппеля. Часть с внутренней резьбой части 601 в форме трубы соответствует части 41 с наружной резьбой контактной поверхности 400 ниппеля. Когда ниппель 40А вставляют в защитное устройство 600 ниппеля, часть с внутренней резьбой части 601 в форме трубы входит в зацепление с частью с наружной резьбой контактной поверхности 400 ниппеля. Таким образом, защитное устройство 600 ниппеля навинчивают на ниппель 40А. При этом часть 601 в форме трубы накрывает контактную поверхность 400 ниппеля.

На фиг. 19 изображен продольный разрез части вблизи части 41 с наружной резьбой и части 610 с внутренней резьбой защитного устройства 600 ниппеля в состоянии, в котором защитное устройство 600 ниппеля установлено на ниппель 40А. Как показано на фиг. 19, в состоянии, в котором установлено защитное устройство 600 ниппеля, расстояние между основанием 41В резьбы части 41 с наружной резьбой ниппеля 40А и вершиной 610Т резьбы в части 610 с внутренней резьбой части 601 в форме трубы защитного устройства 600 ниппеля обозначают как "D1". Кроме того, расстояние между основанием 610В резьбы в части 610 с внутренней резьбой части 601 в форме трубы защитного устройства 600 ниппеля и вершиной 41Т резьбы в части 41 с наружной резьбой ниппеля 40А обозначают как "D2". В этом случае расстояние D1 больше расстояния D2.

Когда защитное устройство 600 ниппеля установлено на ниппель 40А, антикоррозионную смазку 80А, нанесенную на контактную поверхность 400 ниппеля, вводят в зазор между частью 610 с внутренней резьбой защитного устройства 600 ниппеля и частью 41 с наружной резьбой ниппеля 40А. Соответственно, толщина T1 антикоррозионной смазки 80А между основанием 41В резьбы в части 41 с наружной резьбой ниппеля 40А и вершиной 610Т резьбы в части 610 с внутренней резьбой части 601 в форме трубы защитного устройства 600 ниппеля превышает толщину T2 антикоррозионной смазки 80А между вершиной 41Т резьбы в части 41 с наружной резьбой ниппеля 40А и основанием 610В резьбы в части с наружной резьбой части 601 в форме трубы защитного устройства 600 ниппеля.

На площадке АЗ для бурения нефтяной скважины, когда ниппель 40 стальной трубы 1 с резьбовым

соединением для нефтяной скважины вставляют и ввинчивают в муфту 50 другой стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, основание 41В резьбы в части 41 с наружной резьбой ниппеля 40 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины вступает в контакт с вершиной резьбы в части 51 с внутренней резьбой муфты 50 другой стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. С другой стороны, во время свинчивания образуется небольшой зазор между вершиной 41Т резьбы в части 41 с наружной резьбой ниппеля 40 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины и основанием резьбы в части 51 с внутренней резьбой муфты 50 другой стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Таким образом, в стальной трубе 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины в состоянии, в котором защитное устройство ниппеля установлено, в области основания 41В резьбы толстым слоем нанесена антикоррозионная смазка 80А. Это позволяет дополнительно предотвратить образование ржавчины в области основания 41В резьбы в части 41 с наружной резьбой ниппеля 40А, вступающей в контакт с внутренней резьбой муфты во время свинчивания.

Этап доставки на местную площадку для открытого хранения: S2

Стальную трубу 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, подготовленную на этапе S1 подготовки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, доставляют на местную площадку А2 для открытого хранения наземным или водным путем. В качестве способа доставки достаточно использовать известный способ. При доставке наземным путем несколько стальных труб 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины доставляют крупногабаритным транспортным средством, например, грузовой фурой. При доставке морским путем на судно загружают и доставляют несколько стальных труб 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

Этап временного хранения на местной площадке для открытого хранения: S3

В рамках этапа S3 временного хранения на местной площадке для открытого хранения несколько стальных труб 200 с резьбовым соединением для нефтяных скважин, доставленных на местную площадку А2 для открытого хранения, временно хранят на местной площадке А2 для открытого хранения. Длительность хранения стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины на местной площадке А2 для открытого хранения превышает срок хранения стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины на площадке А3 для бурения нефтяной скважины. Длительность хранения стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины на местной площадке А2 для открытого хранения составляет, например, от шести месяцев до двух лет.

В рамках этапа S2 доставки на местную площадку для открытого хранения доставляют несколько стальных труб 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Поэтому в некоторых случаях во время доставки ниппеля 40А некоторых стальных труб 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины сталкиваются друг с другом, или ниппель 40А стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины упирается в конструкцию, отличающуюся от стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины и т. п. В некоторых случаях часть антикоррозионной смазки 80А, образовавшейся на контактной поверхности 400 ниппеля, отслаивается в результате ударов, происходящих во время доставки. Тем не менее, как было указано выше, антикоррозионная смазка 80А может быть легко восстановлена путем нанесения антикоррозионной смазки 80А на контактную поверхность 400 ниппеля. Таким образом, даже если часть антикоррозионной смазки 80А будет удалена во время доставки, антикоррозионную смазку 80А можно легко восстановить путем нанесения антикоррозионной смазки 80А на контактную поверхность 400 ниппеля на местной площадке А2 для открытого хранения, что позволяет получить высокую ремонтпригодность. Таким образом, в отличие от формирования твердого антикоррозионного покрытия, не требуется доставлять специализированное оборудование на местную площадку А2 для открытого хранения.

Кроме того, во время доставки возможны случаи, в которых часть 41 с наружной резьбой, уплотнительная поверхность 42 ниппеля или упорная поверхность 43 ниппеля на контактной поверхности 400 ниппеля будут повреждены или растресканы в результате ударов. В таком случае на местной площадке А2 для открытого хранения отрезают поврежденный ниппель 40А стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Кроме того, устройство для изготовления контактной поверхности ниппеля, доставленное на местную площадку А2 для открытого хранения, используют для нарезания резьбы на концевой части стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, с которого был срезан ниппель 40А, чтобы тем самым сформировать новую контактную поверхность 400 ниппеля. Кроме того, антикоррозионную смазку 80А наносят на новую контактную поверхность 400 ниппеля. Это позволяет легко восстановить антикоррозионную смазку 80А и добиться высокой ремонтпригодности.

На местной площадке А2 для открытого хранения стальную трубу 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины хранят под открытым небом в течение длительного периода времени от шести месяцев до двух лет. Тем не менее, как было указано выше, антикоррозионная смазка 80А обладает высокой коррозионной стойкостью. Таким образом, во время хранения на местной площадке А2 для открытого хранения можно предотвратить появление ржавчины на контактной поверхности 400 ниппеля. Следует отметить, что твердое смазочное покрытие 60 формируют на контактной поверхности 500 муфты

стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Твердое смазочное покрытие 60 также обладает антикоррозионным действием. Таким образом, во время хранения на местной площадке А2 для открытого хранения можно предотвратить возникновение ржавчины на контактной поверхности 500 муфты.

Этап нанесения маловязкого масла: S4

На площадку А3 для бурения нефтяной скважины, по мере уменьшения количества хранящихся стальных труб 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, с местной площадки А2 для открытого хранения доставляют стальные трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Перед доставкой стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины с местной площадки А2 для открытого хранения на площадку А3 для бурения нефтяной скважины, на местной площадке А2 для открытого хранения со стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины удаляют антикоррозионную смазку 80А, после чего наносят маловязкое масло 80, получая тем самым стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

В частности, сначала на местной площадке А2 для открытого хранения удаляют антикоррозионную смазку 80А с контактной поверхности 400 ниппеля стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Поскольку антикоррозионная смазка 80А находится в полутвердом или пастообразном состоянии, ее можно легко удалить. Например, антикоррозионную смазку 80А можно удалить водой под высоким давлением. Маловязкое масло 80 наносят на контактную поверхность 400 ниппеля, с которой была удалена антикоррозионная смазка 80А. Поскольку маловязкое масло 80 является жидкостью, маловязкое масло 80 можно легко наносить на контактную поверхность 400 ниппеля. Маловязкое масло 80 может быть нанесено на контактную поверхность 400 ниппеля путем распыления, кистью или другим известным способом.

На местной площадке А2 для открытого хранения антикоррозионную смазку 80А можно легко заменить на маловязкое масло 80 с помощью раскрытого выше этапа. Это позволяет предотвратить засорение внутри стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины (сборки стальных труб для нефтяной скважины) после свинчивания, вызванное антикоррозионным веществом. Кроме того, как описано ниже, стальная труба 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, на которую нанесено маловязкое масло 80, позволяет снизить крутящий момент T_s упора.

Этап доставки на площадку для бурения нефтяной скважины: S5

На этапе S5 доставки на площадку для бурения нефтяной скважины стальную трубу 1 с резьбовым соединением, изготовленную на местной площадке А2 для открытого хранения, доставляют с местной площадки А2 для открытого хранения на площадку А3 для бурения нефтяной скважины. В качестве способа доставки достаточно использовать известный способ. При доставке наземным путем несколько стальных труб 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины доставляют крупногабаритным транспортным средством, например, грузовой фурой. При доставке морским путем на судно загружают и доставляют несколько стальных труб 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины.

Этап временного хранения на площадке для бурения нефтяной скважины: S6

На этапе S6 временного хранения на площадке для бурения нефтяной скважины временно хранят стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, доставленную с местной площадки А2 для открытого хранения. Длительность хранения стальных труб 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины на площадке А3 для бурения нефтяной скважины заметно меньше длительности хранения стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины на площадке А2. Длительность хранения стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины на площадке А3 для бурения нефтяной скважины составляет, например, от одной недели до одного месяца.

Как было указано выше, стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины хранят на площадке А3 для бурения нефтяной скважины в течение непродолжительного периода. Следовательно, адекватная коррозионная стойкость обеспечивается маловязким маслом 80, нанесенным на контактную поверхность 400 ниппеля.

Следует отметить, что на этапе S5 доставки на площадку для бурения нефтяной скважины также возможны случаи, в которых часть 41 с наружной резьбой, уплотнительная поверхность 42 ниппеля или упорная поверхность 43 ниппеля на контактной поверхности 400 ниппеля повреждаются или растрескиваются вследствие ударов во время доставки с местной площадки А2 для открытого хранения на площадку А3 для бурения нефтяной скважины. В таком случае поврежденную стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины возвращают на местную площадку А2 для открытого хранения с площадки А3 для бурения нефтяной скважины. На местной площадке А2 для открытого хранения поврежденный ниппель 40А стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины отрезают, после чего нарезают резьбу новой контактной поверхности 400 ниппеля. Кроме того, маловязкое масло 80 наносят на новую сформированную контактную поверхность 400 ниппеля. Это позволяет легко восстановить стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, на которую нанесено маловязкое масло 80.

Этап изготовления сборки стальных труб для нефтяной скважины: S7

Сборку стальных труб для нефтяной скважины изготавливают с использованием стальной трубы 1 с

резьбовым соединением для нефтяной скважины, временно хранящейся на площадке А3 для бурения нефтяной скважины (S7). В частности, ниппель 40 стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины вставляют и винчивают в муфту 50 другой стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. При этом маловязкое масло 80 на контактной поверхности 400 ниппеля снижает крутящий момент T_s упора.

С помощью раскрытого выше этапа на площадке А3 для бурения нефтяной скважины может быть изготовлена сборка, полученная путем свинчивания нескольких стальных труб 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. В данном способе изготовления твердое антикоррозионное покрытие не формируют на контактной поверхности 400 ниппеля, и вместо этого антикоррозионную смазку 80А наносят на контактную поверхность 400 ниппеля непосредственно перед использованием. Таким образом, даже в случае повреждения ниппеля 40А ниппель 40А может быть изготовлен заново, и антикоррозионная смазка 80А может быть легко нанесена (восстановлена), что обеспечивает высокую ремонтпригодность. Кроме того, антикоррозионная смазка 80А проявляет защитные свойства в течение длительного времени. Таким образом, при хранении на местной площадке А2 для открытого хранения можно предотвратить возникновение ржавчины на контактной поверхности ниппеля стальной трубы 200 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Затем, перед доставкой с местной площадки А2 для открытого хранения на площадку А3 для бурения нефтяной скважины антикоррозионную смазку 80А удаляют, и на контактную поверхность 400 ниппеля наносят маловязкое масло 80. Это позволяет предотвратить засорение внутри стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины (сборки стальных труб для нефтяной скважины) после свинчивания, вызванное антикоррозионным веществом. Кроме того, изготовление сборки стальных труб для нефтяной скважины с использованием стальной трубы 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой маловязкое масло 80 нанесено на контактную поверхность 400 ниппеля, позволяет поддерживать низкий крутящий момент T_s упора, когда стальную трубу 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины винчивают и соединяют с другой стальной трубой 1 с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Следует отметить, что можно поддерживать высокий крутящий момент T_o затяжки. Кроме того, высокую стойкость к образованию задиrow демонстрирует твердое смазочное покрытие, сформированное на муфте 50.

Примеры

Примеры раскрыты ниже. Тем не менее, стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению не ограничивается приведенными примерами. Символ "%", используемый в Примерах, означает "мас.%", если явно не указано иное.

Изготовление стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины в испытаниях № 1-3.

Стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины подготовили для испытаний № 1-3. Резьбовое соединение с резьбой и соединительной муфтой для стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины "VAM21 (зарегистрированная торговая марка) KW" (наружный диаметр: 250,83 мм (9,875 дюйма), толщина стенки: 15,88 мм (0,625 дюймов)), произведенное компанией Nippon Steel Corrogation, использовали в качестве стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины. Стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины изготовили из углеродистой стали, и стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины соответствовала классу P110, определенному в стандарте API 5CT, в котором содержание С составляло 0,2%, а содержание хрома 1,0%.

Контактная поверхность ниппеля в испытаниях № 1 и 2

На контактной поверхности ниппеля в испытаниях № 1 и 2 сформировано покрытие, полученное химической обработкой фосфатом цинка. В частности, сначала контактную поверхность ниппеля подвергли чистой обработке путем машинного шлифования. После этого контактную поверхность ниппеля подвергли химической обработке известным способом с использованием доступного на рынке жидкого фосфата цинка для образования полученного химической обработкой покрытия фосфатом цинка.

Для моделирования способа изготовления сборки из стальных труб для нефтяной скважины в испытаниях № 1 и 2 сначала наносили антикоррозионную смазку на полученное химической обработкой фосфатом цинка покрытие. В частности, на полученное химической обработкой фосфатом цинка покрытие в испытаниях № 1 и 2 был нанесен продукт с торговым названием "RUST VETO AS EU". По истечении двух часов после нанесения антикоррозионной смазки антикоррозионную смазку удалили водой под высоким давлением. При этом на контактной поверхности ниппеля в испытаниях № 1 и 2 оставалось полученное химической обработкой фосфатом цинка покрытие.

После удаления антикоррозионной смазки на полученное химической обработкой фосфатом цинка покрытие наносили маловязкое масло. В частности, на полученное химической обработкой фосфатом цинка покрытие в испытаниях № 1 и 2 нанесли маловязкое масло с торговым названием "WD-40". WD-40 наносили распылением на контактную поверхность ниппеля, расположенную на расстоянии 500 мм. При нанесении покрытия распылением ниппель вращали вокруг его центральной оси таким образом, чтобы WD-40 была нанесена на всю контактную поверхность ниппеля. Стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины в испытаниях № 1 и 2 были изготовлены вышеописанным способом.

Контактная поверхность ниппеля в испытании № 3

На контактной поверхности ниппеля в испытании № 3 сформировано покрытие, полученное химической обработкой фосфатом цинка, аналогично испытаниям № 1 и 2. Условия получения покрытия, полученного химической обработкой фосфатом цинка, были аналогичны испытаниям № 1 и 2.

На покрытие, полученном химической обработкой фосфатом цинка, сформировано твердое антикоррозионное покрытие. Композиция для формирования твердого антикоррозионного покрытия содержала в качестве основного компонента отверждаемый ультрафиолетом полимер на основе акрилового полимера. Нанесенную композицию для формирования твердого антикоррозионного покрытия облучали ультрафиолетом при известных условиях, в результате чего было сформировано твердое антикоррозионное покрытие толщиной примерно 20 мкм. Полученное твердое антикоррозионное покрытие было прозрачным.

Контактная поверхность муфты в испытаниях № 1-3

Металлизированный слой из сплава Cu-Sn-Zn толщиной примерно 8 мкм сформировали посредством хорошо известного процесса электроосаждения на контактной поверхности муфты в испытаниях № 1-3. Химический состав металлизированного слоя из сплава Cu-Sn-Zn: Cu в количестве примерно 63%, Sn в количестве примерно 30% и Zn в количестве примерно 7%.

Композицию, содержащую, в мас. %: связующее вещество (в том числе смесь полимера и парафинового воска (массовое соотношение примерно 4:3) в качестве основного компонента) в количестве примерно 70%, смазку (слабый графит, ПТФЭ или иное подобное вещество) в количестве примерно 20%, противокоррозионную добавку в количестве примерно 7% и пластификатор в количестве примерно 1%, нагрели до 130°C и нанесли путем распыления на металлизированный слой из сплава Cu-Sn-Zn, после чего охладили, получив тем самым твердое смазочное покрытие толщиной 50 мкм.

Несколько стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины в испытаниях № 1-3 изготовили с помощью раскрытых выше этапов.

Испытание по измерению крутящего момента

Крутящий момент во время свинчивания (на этапе резьбового свинчивания) стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины в испытаниях с соответствующими номерами измеряли и составляли диаграмму крутящего момента, показанную на фиг. 20. В частности, значение крутящего момента затяжки постепенно увеличивали при скорости затяжки 10 об/мин, и испытание заканчивали в тот момент, когда материал приобретал свойства текучести. Ссылочные обозначения "Ts" на фиг. 20 обозначают крутящий момент упора. Ссылочные обозначения "MTV" на фиг. 20 обозначают значение крутящего момента, при котором линейный сегмент L и график крутящего момента пересекаются. Линейный сегмент L представляет собой прямую линию, которая имеет тот же наклон, что и наклон линейной области графика крутящего момента после упора, и для которой число оборотов на 0,2 % больше превышает указанную выше линейную область. В настоящем примере крутящий момент T_u на пределе текучести (граница между линейной областью и нелинейной областью в диаграмме крутящего момента после упора) был нечетким, поэтому MTV определяли с помощью линейного сегмента L, и MTV было принято в качестве показателя вместо крутящего момента T_u на пределе текучести. График, относящийся к значению крутящего момента в соответствующих испытаниях № 1-3, показан на фиг. 2. На фиг. 2 крутящий момент упора в испытании № 3 принят равным 100, и показан крутящий момент упора и крутящий момент ΔT при сопротивлении упора для каждого испытания. На гистограммах для каждого испытания на фиг. 2 верхний конец заштрихованной части обозначает крутящий момент T_s упора, а верхний конец контурной части обозначает значение MTV.

Испытание на стойкость к образованию задиров

Оценка стойкости к образованию задиров проводилась с помощью испытания на повторное свинчивание. Свинчивание и развинчивание повторяли при комнатной температуре (20°C), используя ниппель и муфту в испытаниях № 1 и 3, и оценивали стойкость к образованию задиров. Был установлен крутящий момент затяжки 24350 фут-фунт силы. По завершении каждого цикла свинчивания и развинчивания визуально осматривали контактную поверхность ниппеля и контактную поверхность муфты. Состояние возникновения задиров на резьбовых участках и участках металлического уплотнения проверяли визуально. Что касается участков металлического уплотнения, испытание было закончено при возникновении задиров. Если задиры на резьбовой части были незначительными и могли быть отремонтированы путем восстановления опилением или подобным способом, задиры устраняли и продолжали испытание. Максимальное количество циклов свинчивания принято равным пяти. Если после максимального числа повторных свинчиваний не возникало неремонтопригодных задиров на резьбовой части и задиров на части металлического уплотнения, то считали, что образец выдержал испытание (в табл. 1 обозначен буквой "E" (отлично)).

Испытание на хранение под открытым небом

Защитное устройство, имеющее ту же форму, что и ниппель стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины в испытаниях № 1-3, установили на ниппель, и стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины хранили под открытым небом в течение шести недель. После хранения в течение шести недель наличие ржавчины на контактной поверхности ниппеля в каждом ис-

пытании проверяли визуально. Если возникновение ржавчины не подтверждалось, считали, что образец выдержал испытание (в табл. 1 обозначен буквой "Е" (отлично)).

Результаты оценки

Результаты представлены на фиг. 2 и в табл. 1.

Таблица 1

Испытание №	Испытание на стойкость к образованию задигов	Испытание на воздействие погодных факторов
1	Е	Е
2	Е	Е
3	Е	Е

Как показано на фиг. 2, в случае стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины в испытаниях № 1 и № 2 крутящий момент T_s упора уменьшился по сравнению с обычной стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины в испытании № 3. Кроме того, MTV в испытаниях № 1 и 2 был примерно равен MTV в испытании № 3.

Кроме того, как показано в табл. 1, стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины в испытаниях № 1-3 показали высокую стойкость к образованию задигов. Кроме того, во время испытания на воздействие погодных факторов возникновение коррозии не наблюдалось ни на одной из стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины в испытаниях № 1-3, и стальные трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины в испытаниях № 1-3 показали высокую коррозионную стойкость.

Выше был раскрыт пример осуществления настоящего изобретения. Однако вышеизложенный пример осуществления изобретения является лишь примером реализации настоящего изобретения. Соответственно, настоящее изобретение не ограничено вышеописанным примером осуществления, и упомянутый выше пример может быть соответствующим образом изменен и реализован в пределах объема охраны без отклонения от сущности настоящего изобретения.

Перечень ссылочных обозначений

- 1 Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины,
- 10 Основной корпус трубы,
- 10А Первая концевая часть,
- 10В Вторая концевая часть,
- 11 Трубочатый корпус ниппеля,
- 12 Соединительная муфта,
- 40, 40А Ниппель,
- 41 Часть с наружной резьбой,
- 42 Уплотнительная поверхность ниппеля,
- 43 Упорная поверхность ниппеля,
- 50 Муфта,
- 51 Часть с внутренней резьбой,
- 52 Уплотнительная поверхность муфты,
- 53 Упорная поверхность муфты,
- 60 Твердое смазочное покрытие,
- 80 Маловязкое масло,
- 200 Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины,
- 400 Контактная поверхность ниппеля,
- 500 Контактная поверхность муфты.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащая: основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть, при этом основной корпус трубы содержит:
 - ниппель, сформированный на первой концевой части, и
 - муфту, сформированную на второй концевой части;
 - ниппель содержит:
 - контактную поверхность ниппеля, которая содержит по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы;
 - маловязкое масло, нанесенное на контактную поверхность ниппеля,
 - и
 - муфта содержит:
 - контактную поверхность муфты, которая содержит по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы, и
 - твердое смазочное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты или над ней.
2. Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по п.1, в которой:
 - контактная поверхность ниппеля дополнительно содержит:
 - уплотнительную поверхность ниппеля, сформированную на внешней периферийной поверхности первой концевой части и расположенную дальше в сторону переднего конца, чем часть с наружной резьбой, и
 - упорную поверхность ниппеля, предусмотренную на переднем конце первой концевой части; и
 - контактная поверхность муфты дополнительно содержит:
 - уплотнительную поверхность муфты, сформированную на внутренней периферийной поверхности первой концевой части и расположенную дальше в сторону переднего конца, чем часть с внутренней резьбой, и
 - упорную поверхность муфты, предусмотренную на переднем конце второй концевой части.
3. Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по п.1 или 2, в которой:
 - ниппель дополнительно содержит:
 - полученное химической обработкой покрытие на контактной поверхности ниппеля; и
 - маловязкое масло, нанесенное на полученное химической обработкой покрытие.
4. Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по п.3, в которой:
 - в химическом составе стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержание хрома составляет 2,0 мас.% и менее.
5. Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по любому из пп.1-4, в которой муфта дополнительно содержит:
 - металлизированное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты; и
 - твердое смазочное покрытие, сформированное на металлизированном покрытии.
6. Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащая:
 - основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть, при этом основной корпус трубы содержит:
 - ниппель, сформированный на первой концевой части, и
 - муфту, сформированную на второй концевой части;
 - ниппель содержит:
 - контактную поверхность ниппеля, содержащую по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы;
 - антикоррозионную смазку в полутвердом или пастообразном состоянии, нанесенную на контактную поверхность ниппеля;
 - муфта содержит:
 - контактную поверхность муфты, содержащую по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы, и
 - твердое смазочное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты или над ней.
7. Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по п.6, в которой:
 - контактная поверхность ниппеля дополнительно содержит:
 - уплотнительную поверхность ниппеля, сформированную на внешней периферийной поверхности первой концевой части и расположенную дальше в сторону переднего конца, чем часть с наружной резьбой, и

упорную поверхность ниппеля, предусмотренную на переднем конце первой концевой части; и контактная поверхность муфты дополнительно содержит:

уплотнительную поверхность муфты, сформированную на внутренней периферийной поверхности первой концевой части и расположенную дальше в сторону переднего конца, чем часть с внутренней резьбой, и

упорную поверхность муфты, предусмотренную на переднем конце второй концевой части.

8. Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по п.6 или 7, в которой:

ниппель дополнительно содержит:

полученное химической обработкой покрытие на контактной поверхности ниппеля; и антикоррозионную смазку, нанесенную на полученное химической обработкой покрытие.

9. Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по п.8, в которой:

в химическом составе стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержание хрома составляет 2,0 мас.% и менее.

10. Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по любому из пп.6-9, в которой:

муфта дополнительно содержит:

металлизированное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты; и

твердое смазочное покрытие, сформированное на металлизированном покрытии.

11. Стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины по любому из пп.6-10, дополнительно содержащая:

защитное устройство, выполненное в виде колпачка и закрепленное на ниппеле;

при этом

защитное устройство содержит:

часть в форме трубы, в которой внутренняя резьба выполнена на внутренней периферийной поверхности, и

часть в форме колпачка, расположенную на одном конце части в форме трубы;

расстояние D1 между основанием наружной резьбы ниппеля и вершиной внутренней резьбы части в форме трубы защитного устройства превышает расстояние D2 между вершиной наружной резьбы ниппеля и основанием внутренней резьбы части в форме трубы защитного устройства; и

толщина T1 антикоррозионной смазки между основанием наружной резьбы ниппеля и вершиной внутренней резьбы части в форме трубы защитного устройства превышает толщину T2 антикоррозионной смазки между вершиной наружной резьбы ниппеля и основанием внутренней резьбы части в форме трубы защитного устройства.

12. Способ формирования сборки стальных труб для нефтяной скважины, в котором несколько стальных труб с резьбовым соединением для нефтяной скважины свинчивают друг с другом, содержащий следующие этапы:

этап подготовки стальной трубы для нефтяной скважины, на котором подготавливают стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины;

при этом стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит:

основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть;

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, и

муфту, сформированную на второй концевой части;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, содержащую по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы;

антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля;

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, содержащую по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы, и

твердое смазочное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты или над ней;

способ формирования сборки стальных труб для нефтяной скважины также содержит следующие этапы:

этап транспортировки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины на местную площадку для открытого хранения, которая является местом временного хранения стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины,

этап временного хранения стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, доставленной на местную площадку для открытого хранения, на местной площадке для открытого хранения, этап, на котором перед доставкой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, временно хранящейся на местной площадке для открытого хранения, на площадку для бурения нефтяной скважины, на которой должна быть выполнена сборка стальных труб для нефтяной скважины, уда-

ляют антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, и наносят маловязкое масло на контактную поверхность ниппеля, с которой удалена антикоррозионная смазка,

этап доставки стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой на контактную поверхность ниппеля нанесено маловязкое масло, на площадку для бурения нефтяной скважины, и

этап, на котором на площадке для бурения нефтяной скважины стальную трубу с резьбовым соединением для нефтяной скважины, в которой на контактную поверхность ниппеля нанесено маловязкое масло, свинчивают с другой стальной трубой с резьбовым соединением для нефтяной скважины для формирования сборки стальных труб для нефтяной скважины.

13. Способ эксплуатации стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, содержащий следующие этапы:

этап временного хранения стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, доставленной на местную площадку для открытого хранения, на местной площадке для открытого хранения, при этом стальная труба с резьбовым соединением для нефтяной скважины содержит

основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть;

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, и

муфту, сформированную на второй концевой части;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, содержащую по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы;

антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля; и

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, содержащую по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы,

и

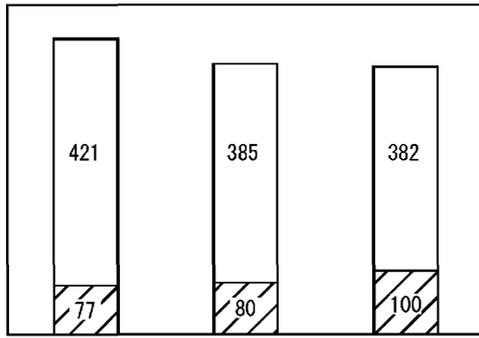
твердое смазочное покрытие, сформированное на контактной поверхности муфты;

способ эксплуатации стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины также содержит:

этап, на котором перед доставкой стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, временно хранящейся на местной площадке для открытого хранения, на площадку для бурения нефтяной скважины, на которой должна быть сформирована сборка стальных труб для нефтяной скважины, удаляют антикоррозионную смазку, нанесенную на контактную поверхность ниппеля стальной трубы с резьбовым соединением для нефтяной скважины, и наносят маловязкое масло на контактную поверхность ниппеля, с которой удалена антикоррозионная смазка.

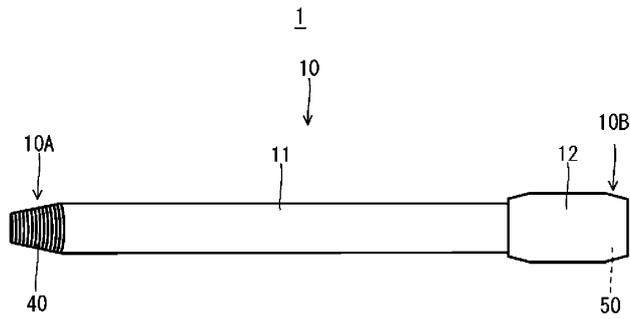


Фиг. 1

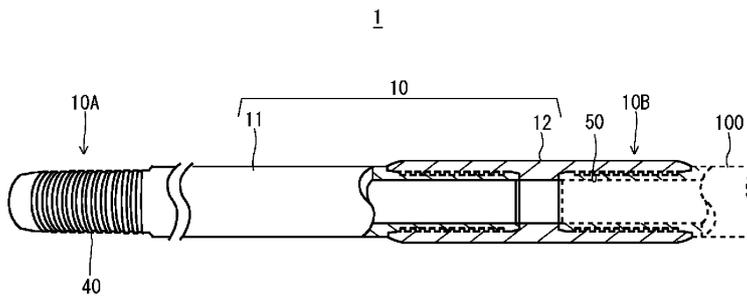


Испытание № 1 Испытание № 2 Испытание № 3

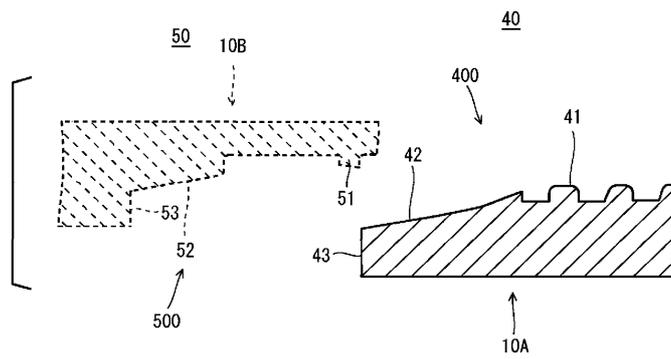
Фиг. 2



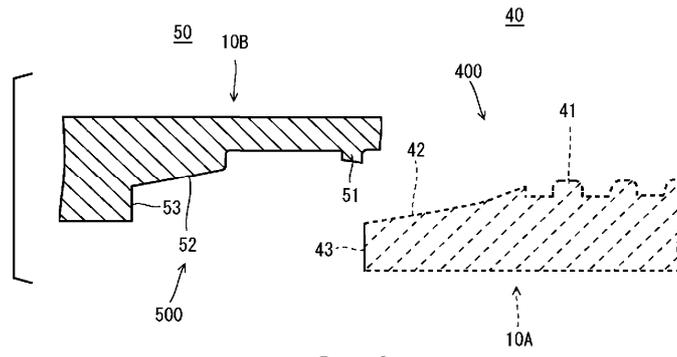
Фиг. 3



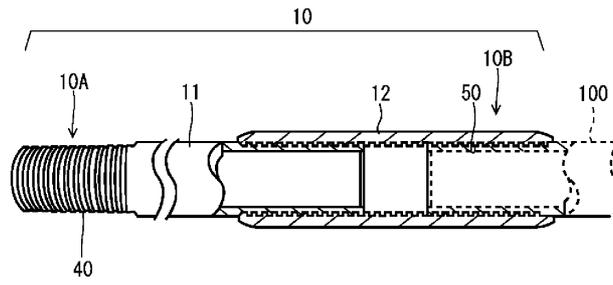
Фиг. 4



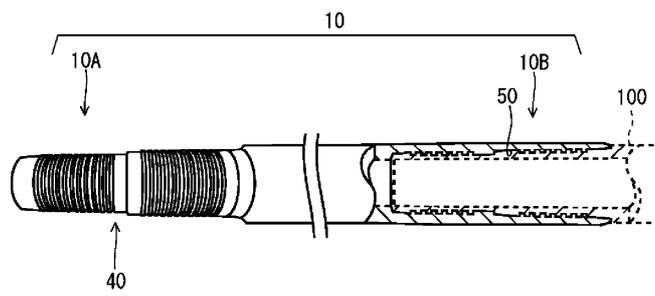
Фиг. 5



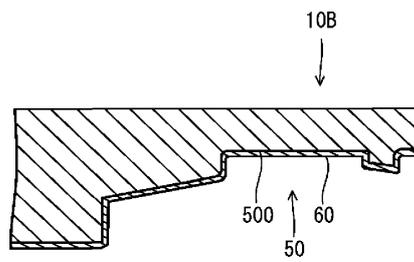
Фиг. 6



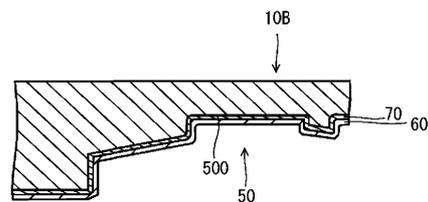
Фиг. 7



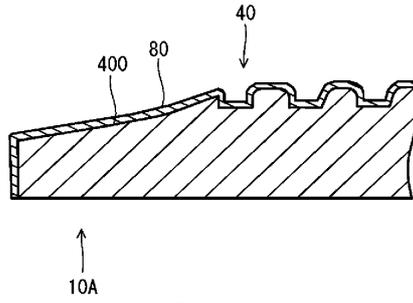
Фиг. 8



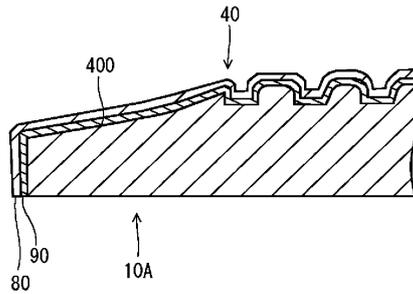
Фиг. 9



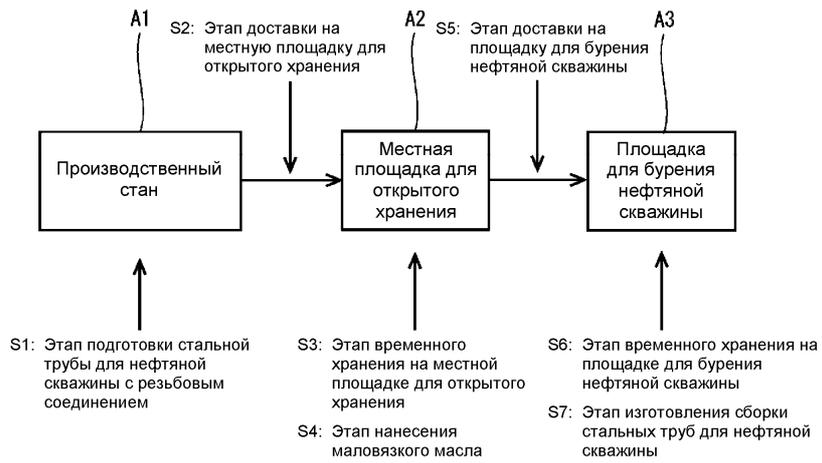
Фиг. 10



Фиг. 11

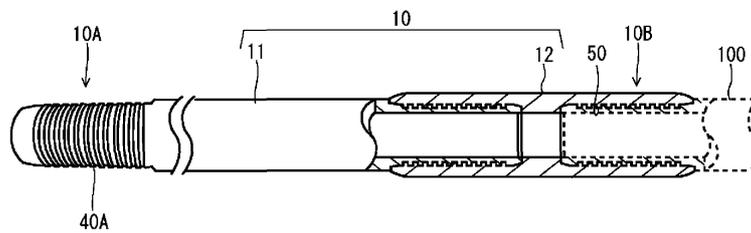


Фиг. 12

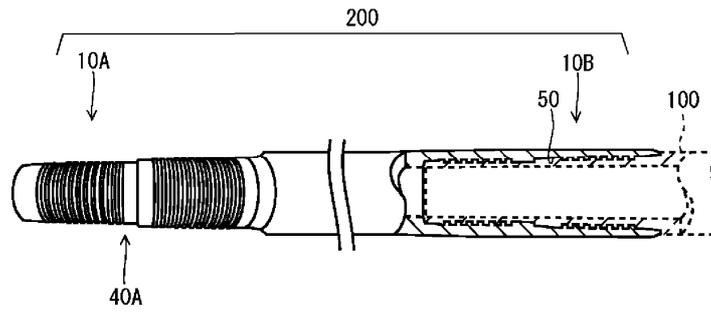


Фиг. 13

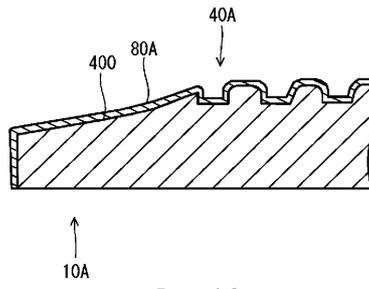
200



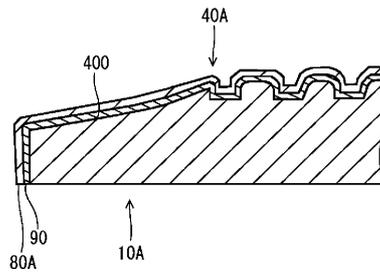
Фиг. 14



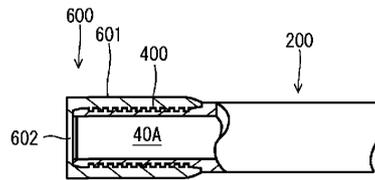
Фиг. 15



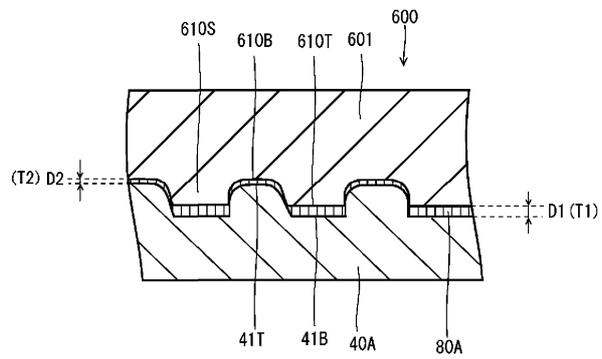
Фиг. 16



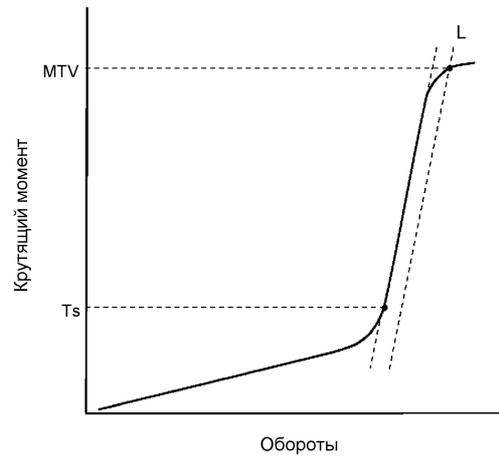
Фиг. 17



Фиг. 18



Фиг. 19



Фиг. 20