

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **047428**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2024.07.19

(51) Int. Cl. *F16L 15/04* (2006.01)
E21B 17/042 (2006.01)

(21) Номер заявки
202390599

(22) Дата подачи заявки
2021.08.25

(54) МЕТАЛЛИЧЕСКАЯ ТРУБА ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

(31) **2020-143510**

(56) JP-A-2002257270
WO-A1-2018216416
JP-A-2003042354
WO-A1-2019074103

(32) **2020.08.27**

(33) **JP**

(43) **2023.04.28**

(86) **PCT/JP2021/031212**

(87) **WO 2022/045209 2022.03.03**

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

(72) Изобретатель:
**Бения Юки, Накамура Кэйити,
Кураниси Такао (JP)**

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

(57) Настоящим изобретением предложена металлическая труба для нефтяной скважины, позволяющая совместить высокий крутящий момент на пределе текучести с высокой стойкостью к образованию задиров. Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит основной корпус трубы. Основной корпус трубы содержит ниппель (40), сформированный на первой концевой части (10А), и муфту, сформированную на второй концевой части. На первой контактной поверхности, представляющей собой контактную поверхность (400) ниппеля (40) или контактную поверхность муфты, сформирован металлизированный слой, и на металлизированном слое сформирован слой твердой смазки. Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности, представляющей собой другую поверхность из контактной поверхности ниппеля (400) и контактной поверхности муфты, составляет от 0,5 до 10,0 мкм, и на второй контактной поверхности сформировано полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие (80).

B1**047428****047428****B1**

Область техники

Настоящее изобретение относится к металлической трубе для нефтяной скважины.

Предшествующий уровень техники

Металлическая труба для нефтяной скважины используется для бурения на месторождениях нефти и природного газа (далее совместно именуемых "нефтяные скважины"). Металлическая труба для нефтяной скважины имеет резьбовое соединение. На буровой площадке нефтяной скважины, в соответствии с глубиной нефтяной скважины, несколько металлических труб для нефтяной скважины соединены для образования объединенного корпуса трубных изделий нефтепромыслового сортамента. Объединенный корпус трубных изделий нефтепромыслового сортамента получают путем свинчивания металлических труб для нефтяной скважины друг с другом. Объединенный корпус трубных изделий нефтепромыслового сортамента вынимают и развинчивают для инспекции и т.п., и после инспекции объединенный корпус трубных изделий нефтепромыслового сортамента снова свинчивают и используют повторно.

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

Контактная поверхность ниппеля и контактная поверхность муфты неоднократно испытывают сильное трение при свинчивании и развинчивании металлической трубы для нефтяной скважины. Если контактная поверхность ниппеля и контактная поверхность муфты не обладают достаточной устойчивостью к трению, многократное свинчивание и развинчивание приводят к образованию задиrow (не поддающемуся устранению заеданию). Таким образом, металлическая труба 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 тяжелых металлов, называемые "присадками". Нанесение компаундной консистентной смазки на контактную поверхность ниппеля и/или контактную поверхность муфты может повысить стойкость металлической трубы для нефтяной скважины к образованию задиrow. Однако тяжелые металлы, такие как Pb, Zn и Cu, содержащиеся в компаундных консистентных смазках, могут влиять на окружающую среду. Поэтому необходимо разработать металлическую трубу для нефтяной скважины, отличающуюся высокой стойкостью к образованию задиrow без применения компаундной консистентной смазки. Поэтому были предложены способы, в которых вместо компаундной консистентной смазки используют твердое смазочное покрытие. Например, в резьбовом соединении для труб, предложенном в публикации международной заявки № WO2009/072486 (патентный документ 1), на контактной поверхности муфты формируют твердое смазочное покрытие, а на контактной поверхности ниппеля формируют твердое антикоррозийное покрытие, состоящее из полимера, отверждаемого ультрафиолетовым излучением. В патентном документе 1 указано, что твердое смазочное покрытие позволяет исключить образование задиrow даже при многократном свинчивании и развинчивании. В связи с этим, когда объединенный корпус трубных изделий нефтепромыслового сортамента, в котором несколько металлических труб для нефтяной скважины свинчены вместе, продвигают вперед в нефтяную скважину, объединенный корпус трубных изделий нефтепромыслового сортамента продвигают вперед с вращением. Пласты, в которых залегает нефть (нефтяные пласты), проходят в горизонтальном, а не в вертикальном направлении. Поэтому такие способы бурения нефтяных скважин, как направленное бурение или горизонтальное бурение, все чаще применяют для охвата широкого пласта нефти и повышения эффективности нефтедобычи. При направленном и горизонтальном бурении объединенный корпус трубных изделий нефтепромыслового сортамента изгибают под землей, и нижнюю концевую часть объединенного корпуса трубных изделий нефтепромыслового сортамента направляют в диагональном или горизонтальном направлении. Если нефтяная скважина ориентирована в горизонтальном или наклонном направлении, то с увеличением длины в горизонтальном или наклонном направлении увеличивается крутящий момент, необходимый для продвижения объединенного корпуса трубных изделий нефтепромыслового сортамента. Если при приложении такого высокого крутящего момента металлическая труба для нефтяной скважины подвергается пластической деформации, в некоторых случаях может оказаться невозможным сохранить высокий уровень герметичности. Таким образом, существует потребность в металлической трубе для нефтяной скважины, которая не будет подвержена пластической деформации даже при приложении высокого крутящего момента, иными словами, в металлической трубе для нефтяной скважины, отличающейся высоким крутящим моментом на пределе текучести.

В этом отношении "крутящий момент на пределе текучести" определяют следующим образом. На фиг. 1 изображен график, иллюстрирующий взаимосвязь между количеством оборотов металлической трубы для нефтяной скважины и крутящим моментом при свинчивании металлической трубы для нефтяной скважины. Как показано на фиг. 1, при свинчивании металлических труб для нефтяной скважины между собой сначала крутящий момент увеличивается умеренно и пропорционально количеству оборотов. По мере продолжения свинчивания участки упора металлических труб для нефтяной скважины входят в контакт друг с другом. Возникающий в это время крутящий момент называют "крутящим момен-

том T_s упора". После достижения крутящего момента T_s упора при продолжении свинчивания крутящий момент быстро увеличивается пропорционально количеству оборотов. Свинчивание завершается в момент времени, когда крутящий момент достигает предварительно заданного значения (крутящего момента T_0 затяжки). При крутящем моменте T_0 затяжки контактные поверхности ниппеля и муфты взаимодействуют друг с другом с соответствующим давлением между поверхностями. В этом случае герметичность объединенного корпуса трубных изделий нефтепромыслового сортамента, образованного путем свинчивания нескольких металлических труб для нефтяной скважины, будет высокой. Тем не менее, при дальнейшем увеличении крутящего момента, приложенного к металлической трубе для нефтяной скважины, в некоторых случаях часть ниппеля и муфты переходит в текучее состояние, что приводит к пластической деформации. Крутящий момент в это время называют "крутящим моментом T_u на пределе текучести".

В связи с этим, если металлическая труба для нефтяной скважины не имеет участка упора, то есть в случае металлической трубы для нефтяной скважины, имеющей так называемый "клиновидный резьбовой профиль", взаимосвязь между количеством оборотов металлической трубы для нефтяной скважины и крутящим моментом также показана на фиг. 1, подобно металлической трубе для нефтяной скважины, имеющей участок упора. Таким образом, в случае клиновидного резьбового профиля в направлении завинчивания ниппеля ширина вершины резьбы на части с наружной резьбой постепенно уменьшается вдоль винтовой линии резьбы, а ширина канавки резьбы на части с наружной резьбой постепенно увеличивается вдоль винтовой линии резьбы. Кроме того, в направлении завинчивания ниппеля ширина канавки резьбы на части с внутренней резьбой постепенно уменьшается вдоль винтовой линии резьбы, а ширина вершины резьбы на части с наружной резьбой постепенно увеличивается вдоль винтовой линии резьбы.

В случае металлической трубы для нефтяной скважины с клиновидным резьбовым профилем и без участка упора по мере свинчивания опорные стороны части с наружной резьбой и части с внутренней резьбой вступают в контакт друг с другом, закладные стороны части с наружной резьбой и части с внутренней резьбой также вступают в контакт друг с другом, и происходит блокировка (посадка с натягом). Крутящий момент при блокировке называют "контрящим крутящим моментом". Контрящий крутящий момент эквивалентен крутящему моменту упора в металлической трубе для нефтяной скважины, содержащей участок упора. Таким образом, в настоящем раскрытии, если не указано иное, не устанавливается различие между контрящим крутящим моментом и крутящим моментом упора, и для отсылки к ним используется термин "крутящий момент упора". В случае металлической трубы для нефтяной скважины, имеющей клиновидный резьбовой профиль, аналогично металлической трубе для нефтяной скважины, имеющей участок упора, после достижения крутящего момента T_s упора, если свинчивание продолжается, крутящий момент будет быстро увеличиваться пропорционально количеству оборотов. Кроме того, если после этого продолжить свинчивание, возникает крутящий момент T_u на пределе текучести.

Как было раскрыто выше, в последнее время существует потребность в металлической трубе для нефтяной скважины с высоким крутящим моментом на пределе текучести, которая не будет подвержена пластической деформации даже в случае приложения высокого крутящего момента. В публикации международной заявки № 2013/176281 (патентный документ 2) предложено резьбовое соединение в форме патрубка, отличающееся превосходными характеристиками свинчивания с высоким крутящим моментом. В резьбовом соединении в форме патрубка, раскрытом в патентном документе 2, первое твердое смазочное покрытие формируют на части, содержащей участок упора контактной поверхности ниппеля и/или муфты. Кроме того, второе твердое смазочное покрытие формируют, по меньшей мере, на той части всей контактной поверхности, на которой отсутствует первое твердое смазочное покрытие. Твердость по Кнупу первого твердого смазочного покрытия выше, чем твердость по Кнупу второго твердого смазочного покрытия. Во время свинчивания, пока участок упора ниппеля и участок упора муфты не войдут в контакт, действует второе твердое смазочное покрытие, имеющее меньшую твердость по Кнупу, и тем самым уменьшает коэффициент трения во время завинчивания. Поэтому крутящий момент упора остается низким. После того, как участок упора ниппеля и участок упора муфты войдут в контакт, действует первое твердое смазочное покрытие, имеющее более высокую твердость по Кнупу, и тем самым увеличивает коэффициент трения. Таким образом, увеличивается крутящий момент на пределе текучести.

Список процитированных материалов

Патентные документы.

Патентный документ 1: Публикация международной заявки № 2009/072486.

Патентный документ 2: Публикация международной заявки № 2013/176281.

Сущность изобретения

Техническая задача.

Крутящий момент на пределе текучести можно увеличить, используя способ, раскрытый в патентном документе 2. Тем не менее, крутящий момент на пределе текучести можно также увеличить другими способами. Кроме того, как раскрыто выше, металлическая труба для нефтяной скважины также должна отличаться стойкостью к образованию задиров. Поэтому желательно иметь возможность совмещения высокого крутящего момента на пределе текучести, так и высокой стойкости к образованию задиров.

Задачей настоящего изобретения является разработка металлической трубы для нефтяной скважины, позволяющей совместить высокий крутящий момент на пределе текучести с высокой стойкостью к образованию задиров.

Решение задачи.

Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит:

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;

муфта содержит:

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

металлизованный слой сформирован на первой контактной поверхности, причем первая контактная поверхность представляет собой одну поверхность из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты;

слой твердой смазки сформирован на металлизированном слое;

среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности составляет от 0,5 до 10,0 мкм, причем вторая контактная поверхность представляет собой другую поверхность из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты; и

на второй контактной поверхности сформировано полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие.

Технические результаты изобретения.

Металлическая труба для нефтяной скважины в соответствии с настоящим изобретением позволяет одновременно реализовать как высокий крутящий момент на пределе текучести, так и высокую стойкость к образованию задиров.

Краткое описание чертежей

На фиг. 1 изображен график, иллюстрирующий взаимосвязь между количеством оборотов металлической трубы для нефтяной скважины и крутящим моментом при свинчивании металлической трубы для нефтяной скважины.

На фиг. 2 показана схема, иллюстрирующая один пример металлической трубы для нефтяной скважины с резьбой и соединительной муфтой согласно данному варианту осуществления изобретения.

На фиг. 3 изображен частичный вид в разрезе (продольном разрезе), параллельном направлению оси муфты металлической трубы для нефтяной скважины, показанной на фиг. 2.

На фиг. 4 изображен вид в разрезе, параллельном направлению оси металлической трубы для нефтяной скважины, показанной на фиг. 3, иллюстрирующий находящуюся вблизи ниппеля часть металлической трубы для нефтяной скважины.

На фиг. 5 изображен вид в разрезе, параллельном направлению оси металлической трубы для нефтяной скважины, показанной на фиг. 3, иллюстрирующий находящуюся вблизи муфты часть металлической трубы для нефтяной скважины.

На фиг. 6 показана схема, иллюстрирующая другой пример металлической трубы для нефтяной скважины с резьбой и соединительной муфтой, отличающийся от фиг. 2.

На фиг. 7 показана схема, иллюстрирующая металлическую трубу интегрального типа для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения.

На фиг. 8 изображен вид в разрезе для пояснения структуры на первой контактной поверхности в случае, когда первая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность муфты.

На фиг. 9 изображен вид в разрезе для пояснения структуры на второй контактной поверхности в случае, когда вторая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность ниппеля.

На фиг. 10 представлена в увеличенном масштабе часть вблизи второй контактной поверхности (на фиг. 9 - контактной поверхности ниппеля), изображенной на фиг. 9.

На фиг. 11 изображен вид в разрезе для пояснения структуры на первой контактной поверхности в случае, когда первая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность ниппеля.

На фиг. 12 изображен вид в разрезе для пояснения структуры на второй контактной поверхности в случае, когда вторая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность муфты.

На фиг. 13 изображен вид, иллюстрирующий структуру второй контактной поверхности, содержащей полученное химической обработкой покрытие, в случае, когда вторая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность ниппеля.

На фиг. 14 изображена диаграмма крутящего момента для пояснения испытания по измерению крутящего момента на пределе текучести в соответствии с примерами.

Описание вариантов осуществления изобретения

Ниже вариант осуществления изобретения будет подробно раскрыт со ссылкой на чертежи. На чертежах будут использоваться одинаковые ссылочные обозначения для одних и тех же или сходных деталей, и их раскрытие не будет повторяться.

Авторы настоящего изобретения выполнили несколько исследований металлической трубы для нефтяной скважины, позволяющей одновременно реализовать как высокий крутящий момент на пределе текучести, так и высокую стойкость к образованию задиров. В результате авторы настоящего изобретения пришли к следующим выводам.

Для увеличения стойкости к образованию задиров при свинчивании металлической трубы для нефтяной скважины, предпочтительно, металлизированный слой сформировать на контактной поверхности (далее "первая контактная поверхность") ниппеля (далее "контактная поверхность ниппеля") или на контактной поверхности муфты (далее "контактная поверхность муфты"), и слой твердой смазки сформировать на металлизированном слое. Стойкость к образованию задиров повышается благодаря смазывающему действию слоя твердой смазки. Металлизированный слой также повышает стойкость к образованию задиров, а металлизированный слой, имеющий высокую твердость и высокую температуру плавления, дополнительно повышает стойкость к образованию задиров при свинчивании. Поэтому авторы настоящего изобретения решили, что, принимая во внимание стойкость к образованию задиров, предпочтительно формировать металлизированный слой и слой твердой смазки многослойным способом на первой контактной поверхности, представляющей собой контактную поверхность ниппеля или контактную поверхность муфты.

В случае, когда металлизированный слой и слой твердой смазки последовательно нанесены на первую контактную поверхность, представляющую собой контактную поверхность ниппеля или контактную поверхность муфты, авторы настоящего изобретения также выполнили исследования структуры второй контактной поверхности, представляющей собой другую контактную поверхность из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты, с целью увеличения крутящего момента при сохранении стойкости к образованию задиров.

При этом металлические трубы для нефтяной скважины после изготовления хранят под открытым небом на площадке, расположенной недалеко от места бурения нефтяной скважины, до фактического использования для бурения нефтяной скважины. Таким образом, металлические трубы для нефтяной скважины должны обладать определенной коррозионной стойкостью, а не только стойкостью к образованию задиров. Поэтому в обычной металлической трубе для нефтяной скважины, имеющей контактную поверхность ниппеля и контактную поверхность муфты, в некоторых случаях крайний верхний слой первой контактной поверхности представляет собой слой твердой смазки, а крайний верхний слой второй контактной поверхности представляет собой известное твердое антикоррозионное покрытие, состоящее из полимера, отверждаемого ультрафиолетовым излучением. Тем не менее, твердое антикоррозионное покрытие не обладает действием, увеличивающим крутящий момент на пределе текучести.

Поэтому у авторов настоящего изобретения возникла идея увеличить коэффициент трения и увеличить крутящий момент на пределе текучести во время свинчивания путем придания второй контактной поверхности формы (текстуры), отличающейся от формы поверхности известной металлической трубы для нефтяной скважины, без использования твердого антикоррозионного покрытия. Далее, в результате дополнительного рассмотрения, у авторов настоящего изобретения возникла идея, заключающаяся в том, что при определенной шероховатости второй контактной поверхности плотный контакт первой контактной поверхности и второй контактной поверхности во время свинчивания позволит получить высокий коэффициент трения за счет металлизированного слоя под слоем твердой смазки первой контактной поверхности и неровностей второй контактной поверхности, в результате увеличится крутящий момент на пределе текучести.

С другой стороны, предпочтительно обеспечить определенную коррозионную стойкость второй контактной поверхности. Тем не менее, если на второй контактной поверхности, поверхность которой была шероховатой, сформировано обычное известное твердое антикоррозионное покрытие, неровность второй контактной поверхности не будет перенесена на поверхность твердого антикоррозионного покрытия, и, следовательно, поверхность твердого антикоррозионного покрытия не будет шероховатой до степени неровности второй контактной поверхности.

Поэтому авторы настоящего изобретения придумали формировать на второй контактной поверхности, являющейся шероховатой поверхностью, полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие, а не твердое покрытие. Когда на шероховатой второй контактной поверхности формируют полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие, антикоррозионные свойства второй контактной поверхности обеспечиваются антикоррозионным покрытием, и когда первая контактная поверхность и вторая контактная поверхность плотно соприкасаются во время свинчивания, антикоррозионное покрытие на контактной части легко выдавливается из промежутка между первой контактной поверхностью и второй контактной поверхностью. Таким образом, используя металлизированный слой под слоем твердой смазки первой контактной поверхности и неровности второй контактной поверхности повышают коэффициент трения и, как следствие, увеличивают крутящий момент на пределе текучести.

Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, выполненная на основе вышеприведенных результатов, имеет следующую конструкцию:

1. Металлическая труба 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;
 - нипель содержит контактную поверхность ниппеля, содержащую по меньшей мере часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы;
 - муфта содержит:
 - контактную поверхность муфты, содержащую по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы;
 - металлизированный слой сформирован на первой контактной поверхности, причем первая контактная поверхность представляет собой одну поверхность из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты;
 - слой твердой смазки сформирован на металлизированном слое;
 - среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности составляет от 0,5 до 10,0 мкм, причем вторая контактная поверхность представляет собой другую поверхность из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты; и
 - на второй контактной поверхности сформировано полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие.
2. Металлическая труба для нефтяной скважины по п. 1, в которой:
 - на второй контактной поверхности дополнительно сформировано полученное химической обработкой покрытие, и
 - антикоррозионное покрытие сформировано на полученном химической обработкой покрытии.
3. Металлическая труба для нефтяной скважины по п. 1 или 2, в которой вторая контактная поверхность подвергнута струйной обработке.
4. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп. 1-3, в которой металлизированный слой выполнен из сплава Zn-Ni.

Далее будет подробно раскрыта металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения.

Конструкция металлической трубы для нефтяной скважины.

Сначала, перед описанием металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения, будут описаны конструкции металлических труб для нефтяной скважины, которые являются предметом настоящего варианта осуществления изобретения. Доступными типами металлических труб для нефтяной скважины являются металлическая труба типа с резьбой и соединительной муфтой для нефтяной скважины и металлическая труба интегрального типа для нефтяной скважины. Ниже будет подробно раскрыт каждый тип металлической трубы для нефтяной скважины. Вариант, в котором металлическая труба 1 для нефтяной скважины представляет собой тип с резьбой и соединительной муфтой.

На фиг. 2 показана схема, иллюстрирующая один пример металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения. На фиг. 2 показана схема, иллюстрирующая металлическую трубу 1 для нефтяной скважины так называемого типа с резьбой и соединительной муфтой. Как показано на фиг. 2, металлическая труба 1 для нефтяной скважины содержит основной корпус 10 трубы.

Основной корпус 10 трубы простирается в направлении оси трубы. Поперечное сечение, перпендикулярное направлению оси трубы основного корпуса 10 трубы, имеет круглую форму. Основной корпус 10 трубы содержит первую концевую часть 10А и вторую концевую часть 10В. Первая концевая часть 10А является концевой частью на стороне, противоположной второй концевой части 10В. В металлической трубе 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, изображенной на фиг. 2, 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. 3 показан частичный вид в разрезе (продольном разрезе), параллельном направлению оси трубы соединительной муфты 12 металлической трубы 1 для нефтяной скважины, показанной на фиг. 2. Как показано на фиг. 2 и фиг. 3, 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 другой металлической трубы для нефтяной скважины (не показанной на фигуре) и ввинчивают в муфту другой металлической трубы для нефтяной скважины. Муфта 50 сформирована на второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины вставляют в муфту 50, и муфту 50 навинчивают на ниппель другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины.

Конструкция ниппеля 40.

На фиг. 4 изображен вид в разрезе находящейся вблизи ниппеля 40 части металлической трубы 1 для нефтяной скважины, показанной на фиг. 3, на котором изображен вид в разрезе, параллельном направлению оси металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Пунктирная линия на фиг. 4 обозначает конструкцию муфты 50 другой металлической трубы для нефтяной скважины в случае свинчивания металлической трубы 1 для нефтяной скважины с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины. Как показано на фиг. 4, 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 контактной поверхностью 500 муфты 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины при свинчивании с другой металлической трубой 1 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. 4 на внешней периферийной поверхности первой концевой части 10А уплотнительная поверхность 42 ниппеля расположена дальше на передней торцевой стороне первой концевой части 10 А, чем часть 41с 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 (направлении оси трубы) первой концевой части 10А.

При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 52 (будет раскрыта ниже) муфты 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Точнее говоря, во время свинчивания, когда ниппель 40 вставляют в муфту 50 другой металлической трубы 1 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 металлической трубы 1 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 в свинчиваемых металлических трубах 1 для нефтяной скважины.

На фиг. 4 упорная поверхность 43 ниппеля расположена на передней торцевой поверхности первой концевой части 10А. Другими словами, в ниппеле 40, изображенном на фиг. 4, 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 переднему торцу первой концевой части 10А. При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины упорная поверхность 43 ниппеля расположена напротив упорной поверхности 53 (будет раскрыта ниже) муфты 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины и контактирует 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 металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Это позволяет получить высокий крутящий момент во время свинчивания. Кроме того, может быть стабилизирована позиционная взаимосвязь между ниппелем 40 и муфтой 50 в состоянии 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 41с 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. В случае металлической трубы для нефтяной скважины с клиновидным резьбовым профилем, раскрытой выше, ниппель 40 не имеет упорной поверхности 43 ниппеля. При этом, если ниппель 40 не имеет упорной поверхности 43 ниппеля, муфта 50 не имеет упорной поверхности 53 муфты.

Конструкция муфты 50.

На фиг. 5 изображен вид в разрезе находящейся вблизи муфты 50 части металлической трубы 1 для нефтяной скважины, показанной на фиг. 3, на которой изображен вид в разрезе, параллельном направлению оси металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Пунктирная линия на фиг. 5 обозначает конструкцию ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины в случае свинчивания металлической трубы 1 для нефтяной скважины с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины. Как показано на фиг. 5, муфта 50 содержит контактную поверхность 500 муфты на внутренней периферийной поверхности второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины контактная поверхность 500 муфты вступает в контакт

с контактной поверхностью 400 ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины, когда ниппель 40 вворачивают 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 металлической трубы для нефтяной скважины. Контактная поверхность 500 муфты может дополнительно содержать уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты. На фиг. 5 на внутренней периферийной поверхности второй концевой части 10В уплотнительная поверхность 52 муфты расположена дальше от 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 (направлении оси трубы) второй концевой части 10В. При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Точнее говоря, во время свинчивания, когда ниппель 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины ввинчивают в муфту 50, уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля, а 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 в свинчиваемых металлических трубах 1 для нефтяной скважины. Упорная поверхность 53 муфты расположена ближе к центру основного корпуса 10 трубы в осевом направлении 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 указанном порядке от центра основного корпуса 10 трубы к переднему торцу второй концевой части 10В в осевом направлении трубы. При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины упорная поверхность 53 муфты расположена напротив упорной поверхности 43 ниппеля 40 другой металлической трубы 1 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 металлической трубы 1 для нефтяной скважины в муфту 50. Это позволяет получить высокий крутящий момент во время свинчивания. Кроме того, может быть стабилизирована позиционная взаимосвязь между ниппелем 40 и муфтой 50 в состоянии свинчивания.

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, чтобы 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 поверхность 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 торца 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

торца второй концевой части 10В к центру основного корпуса 10 трубы.

На фиг. 4 и фиг. 5 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. 6 представлен вид, иллюстрирующий один пример металлической трубы 1 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.

Вариант, в котором металлическая труба 1 для нефтяной скважины представляет собой интегральный тип.

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины, изображенная на фиг. 2, фиг. 3 и фиг. 6, является так называемой металлической трубой 1 для нефтяной скважины "типа с резьбой и соединительной муфтой", в которой основной корпус 10 трубы содержит трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12. Тем не менее, металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения может представлять собой интегральный тип вместо типа с резьбой и соединительной муфтой.

На фиг. 7 показана схема, иллюстрирующая металлическую трубу 1 для нефтяной скважины интегрального типа согласно данному варианту осуществления изобретения. Как показано на фиг. 7, металлическая труба 1 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 металлической трубе 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой основной корпус 10 трубы содержит трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12. Другими словами, в металлической трубе 1 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 металлической трубе 1 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 металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа и таким образом ввинчивают в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа. Муфта 50 сформирована на второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа вставляют и ввинчивают в муфту 50, чтобы таким образом свинтить муфту 50 с ниппелем 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Конструкция ниппеля 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа аналогична конструкции ниппеля 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, показанной на фиг. 4. Аналогично, конструкция муфты 50 металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа аналогична конструкции муфты 50 металлической трубы 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, показанной на фиг. 5. Следует отметить, что на фиг. 7 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 торца первой концевой части 10А к центру основного корпуса 10 трубы в направлении оси 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 торца второй концевой части 10В к центру основного корпуса 10 трубы в направлении оси трубы. Тем не менее, аналогично фиг. 4, достаточно, чтобы контактная поверхность 400 ниппеля 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа содержала по меньшей мере часть 41 с наружной резьбой. Кроме того, аналогично фиг. 5, достаточно, чтобы контактная поверхность 500 муфты 50 металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа содержала по меньшей мере часть 51 с внутренней резьбой. Если кратко, металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления может представлять собой тип с резьбой и соединительной муфтой или интегральный тип.

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины может представлять собой стальную трубу из сплава на основе Fe или трубу из сплава, например, трубу из сплава на основе Ni. Под стальной трубой понимают, например, трубу из низколегированной стали, мартенситной нержавеющей стали и дуплексной нержавеющей стали.

Структура на контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты.

В металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения металлизированный слой 60 сформирован на первой контактной поверхности, представляющей собой контактную поверхность 400 ниппеля или контактную поверхность 500 муфты, и, кроме того, на металлизированном слое 60 сформирован слой 70 твердой смазки. Кроме того, среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности, представляющей собой другую поверхность из контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты, составляет от 0,5 до 10,0 мкм, и на второй контактной поверхности сформировано полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие 80. Далее будет описана структура на первой контактной поверхности и структура на второй контактной поверхности в случае, когда первая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность 500 муфты, а вторая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность 400 ниппеля. Тем не менее, структура на первой контактной поверхности и структура на второй контактной поверхности в случае, когда первая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность 400 ниппеля, а вторая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность 500 муфты, аналогичны раскрытому ниже случаю.

Структура на первой контактной поверхности.

На фиг. 8 изображен вид в разрезе для описания структуры на первой контактной поверхности в случае, когда первая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность 500 муфты. Как показано на фиг. 8, металлизированный слой 60 сформирован на первой контактной поверхности. Кроме того, слой 70 твердой смазки сформирован на металлизированном слое 60. Далее будут раскрыты металлизированный слой 60 и слой 70 твердой смазки.

Структура металлизированного слоя 60.

Вид металлизированного слоя 60 по существу не ограничен. Например, металлизированный слой 60 может представлять собой цинковый металлизированный слой, никелевый металлизированный слой, медный металлизированный слой, металлизированный слой из сплава Zn-Ni, металлизированный слой из сплава Zn-Co, металлизированный слой из сплава Ni-W или металлизированный слой из сплава Cu-Sn-Zn. Кроме того, металлизированный слой 60 может быть образован несколькими металлизированными слоями, нанесенными друг на друга. Например, на первой контактной поверхности может быть сформирован никелевый металлизированный слой, после чего металлизированный слой Zn-Ni может быть нанесен и сформирован на никелевом металлизированном слое. Если металлизированный слой 60 представляет собой металлизированный слой из сплава Cu-Sn-Zn, в химический состав металлизированного слоя из сплава Cu-Sn-Zn входит, например, Cu в количестве от 40 до 70 весовых %, Sn в количестве от 20 до 50 весовых %, и Zn в количестве от 2 до 20 весовых %, остаток приходится на примеси. Если металлизированный слой 60 представляет собой медный металлизированный слой, в химический состав медного металлизированного слоя входит, например, Cu и примеси.

Предпочтительно, металлизированный слой 60 состоит из цинкового сплава, содержащего один или несколько типов элементов из группы, в которую входит Ni, Fe, Mg и Mn, и Zn. Такие покрытия из цинковых сплавов обладают высокой твердостью и высокой температурой плавления. Поэтому такие покрытия из цинкового сплава отличаются высокой стойкостью к образованию задиров. Кроме того, поскольку цинк является менее благородным металлом, чем сталь, служащая основным металлом основного корпуса 10 трубы, цинк осуществляет протекторную защиту от коррозии. Поэтому, если металлизированный слой 60 выполнен из цинкового сплава, металлизированный слой 60 будет отличаться высокой коррозионной стойкостью, а не только стойкостью к образованию задиров.

В более предпочтительном варианте металлизированный слой 60 представляет собой металлизированный слой из сплава Zn-Ni. Металлизированный слой из сплава Zn-Ni содержит сплав Zn-Ni. Сплав Zn-Ni содержит цинк (Zn) и никель (Ni). Иногда сплав Zn-Ni может содержать примеси. В данном случае под "примесями" в отношении сплава Zn-Ni понимают вещества, отличные от цинка и никеля и попадающие в металлизированный слой из сплава Zn-Ni во время изготовления или других операций обработки металлической трубы для нефтяной скважины, причем содержание таких веществ находится в диапазоне, не влияющем на эффекты настоящего варианта осуществления изобретения. Сплав Zn-Ni не только обладает превосходной коррозионной стойкостью, но, как раскрыто выше, также имеет высокую твердость и высокую температуру плавления, то есть обладает высокой стойкостью к образованию задиров.

В металлизированном слое из сплава Zn-Ni, предпочтительно, общее содержание цинка и никеля принимают за 100 весовых %, доля содержащегося никеля составляет от 10 до 20 весовых %. Предпочтительный нижний предел содержания никеля в металлизированном слое из сплава Zn-Ni составляет 11 весовых %, более предпочтительно - 12 весовых %. Предпочтительный верхний предел содержания никеля в металлизированном слое из сплава Zn-Ni составляет 18 весовых %, более предпочтительно - 16 весовых %, еще более предпочтительно - 15 весовых %.

Способ измерения химического состава металлизированного слоя из сплава Zn-Ni.

Если металлизированный слой 60 представляет собой металлизированный слой из сплава Zn-Ni, химический состав металлизированного слоя 60 можно измерить на поперечном срезе металлизированного слоя с помощью энергодисперсионного рентгеновского спектрометра. Что касается контроля опе-

раций во время изготовления, то предпочтительным будет неразрушающее и простое измерение. Поэтому химический состав металлизированного слоя из сплава Zn-Ni можно измерить, например, с поверхности металлизированного слоя посредством флуоресцентного рентгеновского анализатора. В этом случае коррекцию выполняют соответствующим образом с использованием эталонного образца с известным химическим составом.

Толщина металлизированного слоя 60.

Толщина металлизированного слоя 60 по существу не ограничена. Толщина металлизированного слоя 60 составляет, например, от 1 до 20 мкм. Если толщина металлизированного слоя 60 составляет 1 мкм и более, можно получить достаточную стойкость к образованию задиров. С другой стороны, если толщина металлизированного слоя 60 превышает 20 мкм, вышеупомянутые эффекты достигнут предела. Нижний предел толщины металлизированного слоя 60 предпочтительно составляет 3 мкм, более предпочтительно - 5 мкм. Верхний предел толщины металлизированного слоя 60 предпочтительно составляет 18 мкм, более предпочтительно - 15 мкм.

Толщину металлизированного слоя 60 можно измерить следующим способом. Берут образец, в который входит поперечное сечение металлизированного слоя 60. Затем толщину металлизированного слоя 60 измеряют в трех произвольных точках поперечного сечения металлизированного слоя 60. Среднее арифметическое значение измеренной толщины считают толщиной (мкм) металлизированного слоя 60. Помимо вышеупомянутого способа, толщину металлизированного слоя 60 можно также измерить с поверхности металлизированного слоя посредством флуоресцентного рентгеновского анализатора, аналогично измерению химического состава металлизированного слоя, раскрытого выше. В этом случае коррекцию выполняют соответствующим образом с использованием эталонного образца с известным химическим составом.

Слой 70 твердой смазки.

Кроме того, слой 70 твердой смазки сформирован на металлизированном слое 60. Во время свинчивания слой 70 твердой смазки увеличивает смазывание муфты 50 и ниппеля 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Слой 70 твердой смазки представляет собой твердое покрытие при нормальной температуре ($20^{\circ}\text{C}\pm 15^{\circ}\text{C}$).

Термины "твердый", "полутвердый" и "жидкий", используемые в настоящем описании, определяются следующим образом. Термин "твердый" означает состояние, в котором форма постоянна при нормальной температуре, и даже при приложении внешней силы форма не изменяется, или разрушается по меньшей мере одна часть. Термин "полутвердый" означает состояние, в котором, хотя при нормальной температуре сохраняется определенная форма, в случае приложения внешней силы, по меньшей мере, часть, к которой прилагают внешнюю силу, легко меняет форму, не разрушаясь. В настоящем описании состояние консистентной смазки и полусухое состояние входят в объем определения полутвердого вещества. Термин "жидкий" означает состояние жидкости. Отметим, что состояние в случае, когда летучие компоненты жидкости испаряются, а нелетучие вязкие компоненты остаются, также соответствует "полутвердому или жидкому".

Слой 70 твердой смазки содержит, например, порошок твердого смазочного материала и связующее, служащее матрицей. Другими словами, слой 70 твердой смазки представляет собой слой покрытия в виде гетерогенной системы, в котором порошок твердого смазочного материала связан со связующим.

Порошок твердого смазочного материала.

Порошок твердого смазочного материала представляет собой порошок, проявляющий смазывающее действие. В качестве порошка твердого смазочного материала может быть использован известный материал, обычно применяемый в качестве твердого смазочного материала. В качестве порошка твердого смазочного материала предпочтительно использовать материал, не оказывающий негативного влияния на окружающую среду.

Предпочтительно, порошок твердого смазочного материала содержит одно или несколько веществ из группы, в которую входит сульфид молибдена (MoS_2), дисульфид вольфрама (WS_2), графит или нитрид бора (BN), сажа, порошок политетрафторэтилена (ПТФЭ) и фтористый графит (CF_x). Сульфид молибдена (MoS_2) и дисульфид вольфрама (WS_2) представляют собой неорганические порошки с графитовой кристаллической структурой. Средний диаметр частиц порошка твердого смазочного материала по существу не ограничен. Средний диаметр частиц порошка твердого смазочного материала составляет, например, от 0,5 до 15 мкм.

В слое 70 твердой смазки предпочтительное массовое отношение общего количества порошка твердого смазочного материала к общему количеству связующего составляет от 0,3 до 0,9. Если массовое отношение общего количества порошка твердого смазочного материала к общему количеству связующего составляет 0,3 и более, стойкость слоя 70 твердой смазки к образованию задиров дополнительно увеличивается. Если массовое отношение общего количества порошка твердого смазочного материала к общему количеству связующего составляет 0,9 и менее, адгезивность и прочность слоя 70 твердой смазки дополнительно увеличиваются.

Слой 70 твердой смазки может дополнительно содержать другой порошок, отличный от порошка твердого смазочного материала. Например, слой 70 твердой смазки содержит порошок твердого смазоч-

ного материала и кремнезем. Другой порошок представляет собой, например, неорганический порошок, не имеющий графитовой кристаллической структуры. Если слой твердой смазки 70 содержит порошок твердой смазки и другой порошок, предпочтительное массовое отношение общего количества порошка твердого смазочного материала и другого порошка к общему количеству связующего составляет 0,9 и менее.

Связующее.

Связующее в слое 70 твердой смазки содержит органический полимер и/или неорганическое макромолекулярное соединение.

Органический полимер в качестве связующего предпочтительно представляет собой органический полимер, отличающийся термостойкостью, умеренной твердостью и умеренной абразивной способностью. Органический полимер в качестве связующего содержит, например, один или несколько типов из группы, в которую входит термореактивный полимер и термопластичный полимер. Органический полимер содержит одно или несколько веществ из группы, в которую входит эпоксидная смола, полиимидная смола, полиамид-имидная смола, поликарбодиимидная смола, полиэфирсульфон, полиэфирэфиркетон, фенольная смола и фурановая смола, поливиниловая смола, акриловая смола и полиуретановая смола, полиэтиленовая смола, силиконовая смола и фтор-каучук.

С точки зрения повышения адгезивности слоя 70 твердой смазки, слой 70 твердой смазки может быть сформирован путем термоотверждения жидкой композиции, служащей сырьем для слоя 70 твердой смазки и содержащей порошок твердого смазочного материала и связующее (далее именуемой органической жидкой композицией). Температура термоотверждения предпочтительно составляет 80°C и более, более предпочтительно составляет от 150 до 380°C. Время обработки предпочтительно составляет 5 мин и более, более предпочтительно - от 20 до 60 мин. Процесс термоотверждения может включать процесс предварительной сушки и процесс спекания. В процессе предварительной сушки температуру поддерживают в диапазоне от 80 до 100°C в течение промежутка времени от 2 до 15 мин. Процесс спекания осуществляют после предварительной сушки. В процессе спекания температуру поддерживают в диапазоне от 150 до 380°C в течение промежутка времени от 10 до 50 мин.

Неорганическое макромолекулярное соединение в качестве связующего представляет собой, например, соединение со структурой с трехмерно сшитыми металл-кислородными связями, например, Ti-O, Si-O, Zr-O, Mn-O, Ce-O или Ba-O. Такие неорганические макромолекулярные соединения могут быть получены путем гидролиза и конденсации гидролизуемого соединения металла, такого как алкоксид металла или хлорид металла. Неорганическое макромолекулярное соединение может быть получено с использованием гидролизуемого соединения металла, содержащего функциональную группу, такую как аминогруппа или эпоксидная группа. Гидролизуемое соединение металла, содержащее функциональную группу, такую как аминогруппа или эпоксидная группа, представляет собой, например, силановый связывающий агент или титанатный связывающий агент.

Если в качестве связующего выступает неорганическое макромолекулярное соединение, слой 70 твердой смазки формируют, например, следующим способом. Жидкую композицию, содержащую растворитель гидролизуемого соединения металла или его частичный гидролизат и порошок твердого смазочного материала (далее именуемую неорганической жидкой композицией), наносят на металлизированный слой 60. Нанесенную жидкую композицию обрабатывают увлажнением и/или нагреванием. В результате вышеописанных процессов получают слой 70 твердой смазки, содержащий неорганическое макромолекулярное соединение в качестве связующего. Как было раскрыто выше, для содействия гидролизу соединения гидролизуемого соединения металла может быть выполнена обработка увлажнением. При обработке увлажнением нанесенную жидкую композицию оставляют в атмосферном воздухе, предпочтительно в увлажненной атмосфере с относительной влажностью 70% и более на заданный период времени. Предпочтительно, нагревание выполняют после обработки увлажнением. Конденсацию гидролизата, полученного при гидролизе соединения металла, и выделение побочного продукта (воды) конденсации побочного продукта (спирта в случае, если соединение металла является алкоксидом металла) гидролиза стимулируют нагреванием. В результате слой 70 твердой смазки можно сформировать за короткий период времени. Далее, благодаря нагреванию после обработки увлажнением, адгезия сформированного слоя 70 твердой смазки закрепляется. Нагревание после обработки увлажнением, предпочтительно, выполняют после испарения растворителя, оставшегося в пленке покрытия. Температуру нагревания после обработки увлажнением, предпочтительно, устанавливают в диапазоне от 50 до 200°C, близком к температуре кипения спирта, получаемого в качестве побочного продукта. Кроме того, эффективно нагревание в воздухонагревателе.

Толщина слоя 70 твердой смазки составляет от 3 до 50 мкм. Предпочтительная толщина слоя 70 твердой смазки составляет от 10 до 40 мкм. Если толщина слоя 70 твердой смазки составляет 10 мкм и более, высокая смазывающая способность может быть получена с сохранением консистенции. С другой стороны, если толщина слоя 70 твердой смазки составляет 40 мкм и менее, адгезивность слоя 70 твердой смазки будет более постоянной. Кроме того, если толщина слоя 70 твердой смазки составляет 40 мкм и менее, допуск на резьбу (зазор в резьбе) между поверхностями скольжения расширяется. В этом случае межфазное давление во время скольжения уменьшается. Следовательно, можно предотвратить

чрезмерное увеличение крутящего момента затяжки. Соответственно, предпочтительная толщина слоя 70 твердой смазки составляет от 10 до 40 мкм. Более предпочтительный нижний предел толщины слоя 70 твердой смазки составляет 15 мкм, еще более предпочтительно - 20 мкм. Более предпочтительный верхний предел толщины слоя 70 твердой смазки составляет 35 мкм, еще более предпочтительно - 30 мкм.

Толщину слоя 70 твердой смазки измеряют следующим способом. Берут образец, содержащий первую контактную поверхность, на которой сформирован слой 70 твердой смазки. Одна из поверхностей образца соответствует поперечному сечению, выполненному перпендикулярно осевому направлению (продольному направлению) металлической трубы для нефтяной скважины. Здесь и далее такое поперечное сечение называют "поверхностью наблюдения". На поверхности наблюдения область, содержащую слой 70 твердой смазки, исследуют под микроскопом. Увеличение при исследовании под микроскопом установлено равным 500х. Толщину слоя 70 твердой смазки определяют в 10 произвольных наблюдаемых областях. В каждой наблюдаемой области толщину слоя 70 твердой смазки измеряют в трех произвольных местах. Среднее арифметическое значение толщины слоя 70 твердой смазки в 10 наблюдаемых областях (всего $10 \times 3 = 30$ значений толщины) определяют как толщину (мкм) слоя 70 твердой смазки.

Структура на второй контактной поверхности.

На фиг. 9 изображен вид в разрезе для пояснения структуры на второй контактной поверхности в случае, когда вторая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность 400 ниппеля. Как показано на фиг. 9, среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности составляет от 0,5 до 10,0 мкм. Кроме того, полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие 80 формируют на второй контактной поверхности (на фиг. 9 - на контактной поверхности 400 ниппеля). Далее будут раскрыты среднее арифметическое значение шероховатости Ra и антикоррозионное покрытие 80 второй контактной поверхности.

Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности.

Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности (на фиг. 9 контактной поверхности 400 ниппеля) измеряют способом измерения среднего арифметического значения шероховатости, определенным в JIS B 0601 (2013). В частности, в качестве точек измерения принимают 10 произвольных точек в направлении вершины резьбы (направление нарезки резьбы) резьбовой части на второй контактной поверхности. В каждой точке измерения измеряют среднее арифметическое значение шероховатости Ra на длине оценки, ориентированной в направлении оси трубы. Длина оценки устанавливается кратной пятикратной длине выборки (предельная длина волны). Среднее арифметическое значение шероховатости Ra измеряют посредством шупового измерителя шероховатости, а скорость измерения устанавливают равной 0,5 мм/с. За среднее арифметическое значение шероховатости Ra принимают среднее арифметическое значение шероховатости в шести точках из 10, исключая при этом наибольшее среднее арифметическое значение шероховатости Ra, следующее за ним наибольшее среднее арифметическое значение шероховатости Ra, наименьшее среднее арифметическое значение шероховатости Ra и следующее за ним наименьшее среднее арифметическое значение шероховатости Ra. Например, в качестве контактного измерителя шероховатости применяют тестер шероховатости поверхности с торговым названием SURFTEST SJ-301 производства компании Mitutoyo Corporation.

Среднее арифметическое значение шероховатости второй контактной поверхности после нарезания резьбы составляет менее 0,1 мкм. Если среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности составляет от 0,5 до 10,0 мкм, шероховатость второй контактной поверхности регулируют путем определенной обработки второй контактной поверхности. Обработка поверхности представляет собой, например, струйную обработку. Предпочтительно, вторую контактную поверхность подвергают струйной обработке. Под "струйной обработкой" понимают обработку, при которой используют дробеструйное устройство, обеспечивающее столкновение абразивного материала (абразива) со второй контактной поверхностью. Струйная обработка представляет собой, например, пескоструйную обработку, дробеструйную обработку или струйную обработку крошкой. Струйная обработка представляет собой обработку, при которой абразивный материал (абразив) смешивают со сжатым воздухом, и полученную смесь подают на вторую контактную поверхность. Шероховатость второй контактной поверхности можно соответствующим образом отрегулировать путем выбора абразивного материала, используемого при струйной обработке, а также скорости продвижения и т.п.

Антикоррозионное покрытие 80.

Антикоррозионное покрытие 80 сформировано на второй контактной поверхности. Антикоррозионное покрытие 80 является полутвердым или жидким при нормальной температуре ($20^{\circ}\text{C} \pm 15^{\circ}\text{C}$).

На фиг. 10 представлена в увеличенном масштабе часть вблизи второй контактной поверхности, изображенной на фиг. 9 (на фиг. 9 контактной поверхности 400 ниппеля). Как показано на фиг. 10, на второй контактной поверхности (в данном случае контактной поверхности 400 ниппеля) образована незначительная неровность такой степени, что среднее арифметическое значение шероховатости Ra составляет от 0,5 до 10 мкм. За счет этой неровности коэффициент трения между контактной поверхностью 400 ниппеля и контактной поверхностью 500 муфты во время свинчивания увеличивается, также увели-

чивается крутящий момент на пределе текучести.

Виды антикоррозионного покрытия 80.

Антикоррозионное покрытие 80 может быть одного из следующих двух типов.

(А) Жидкое антикоррозионное покрытие.

(В) Полутвердое антикоррозионное покрытие.

Далее описаны жидкое антикоррозионное покрытие и полутвердое антикоррозионное покрытие.

(А) Структура жидкого антикоррозионного покрытия.

Под жидким антикоррозионным покрытием понимают антикоррозионное покрытие, находящееся в жидком состоянии. Термин "жидкий" означает состояние жидкости. Отметим, что состояние в случае, когда летучие компоненты жидкости испаряются, а нелетучие вязкие компоненты остаются, также соответствует "полутвердому или жидкому". Жидкое антикоррозионное покрытие может быть получено, например, путем нанесения доступной на рынке антикоррозионной смазки, которую также называют "легким маслом", например, WD-40 (торговое название). В химический состав жидкого антикоррозионного покрытия входит, например, уайт-спирит в количестве от 50 до 75 весовых % и масло на минеральной основе в количестве 25 весовых % или 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 в весовых % 52%, более предпочтительно 54%, еще более предпочтительно 56%, и еще более предпочтительно 58%. Предпочтительный верхний предел содержания уайт-спирита составляет в весовых % 70%, более предпочтительно 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 один или несколько типов из группы, в которую входит парафиновое масло, нафтеновое масло и ароматическое масло. Предпочтительный нижний предел содержания масла на минеральной основе составляет в весовых % 2%, более предпочтительно 4%, еще более предпочтительно 6%, и еще более предпочтительно 8%. Предпочтительный верхний предел содержания масла на минеральной основе составляет в весовых % 22%, более предпочтительно 20%, еще более предпочтительно 18%, и еще более предпочтительно 16%.

Противокоррозионная добавка.

Антикоррозионное покрытие 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 представляет собой, например, одно или несколько веществ из следующих веществ: триполифосфат алюминия, фосфит алюминия и диоксид кремния с ионообменным кальцием. Предпочтительно, противокоррозионная добавка представляет собой диоксид кремния с ионообменным кальцием и/или фосфит алюминия. Другие известные (доступные на рынке) реактивные водоотталкивающие агенты также можно использовать в качестве противокоррозионной добавки.

Содержание противокоррозионной добавки в антикоррозионном покрытии 80 предпочтительно в весовых % составляет 10% и менее. Предпочтительный верхний предел содержания противокоррозионной добавки в антикоррозионном покрытии 80 составляет 9%, более предпочтительно - 8%, еще более предпочтительно - 5%. Предпочтительный нижний предел содержания противокоррозионной добавки в антикоррозионном покрытии 80 составляет 2%, более предпочтительно - 3%. Следует отметить, что антикоррозионное покрытие 80 не обязательно должно содержать противокоррозионную добавку. Другими словами, в химический состав антикоррозионного покрытия 80 может входить уайт-спирит и масло на минеральной основе, а остальное может приходиться на примеси. Следует отметить, что антикоррозионное покрытие 80 по существу не содержит порошка тяжелых металлов. Другими словами, в антикоррозионном покрытии 80 тяжелый металл является примесью. Порошок тяжелого металла представляет собой, например, порошок или частицы Pb, Cu, Zn или иных подобных веществ. Антикоррозионное покрытие 80 также не содержит соединений хлора. Поэтому металлическую трубу для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения можно использовать в морской нефтяной скважине, в которой запрещено использование смазки, содержащей тяжелый металл, соединение хлора или иные подобные вещества.

(В) Структура полутвердого антикоррозионного покрытия.

Под полутвердым антикоррозионным покрытием понимают антикоррозионное покрытие в состоянии, в котором, хотя покрытие сохраняет определенную форму при нормальной температуре, при приложении внешней силы по меньшей мере часть, испытывающая воздействие внешней силы, легко изменяет свою форму без разрушения (без образования трещин). Полутвердое антикоррозионное покрытие может находиться в состоянии консистентной смазки или полусухом состоянии.

В химический состав полутвердого антикоррозионного покрытия входит, например, в весовых %, очищенное минеральное масло в количестве от 20 до 30%, воск на минеральной основе в количестве от 8

до 13%, графит в количестве от 3 до 5%, и канифоль в количестве от 5 до 10%, остальное - сульфонат кальция и примеси.

Очищенное минеральное масло представляет собой углеводородное соединение, полученное путем переработки минерального масла, природного газа и т.п. Воск на минеральной основе представляет собой воск, полученный из минерального масла. Под "воском" понимают органическое вещество, находящееся в твердом состоянии при нормальной температуре и переходящее в жидкое состояние при подведении к нему тепла. Канифоль представляет собой смолу, получаемую путем перегонки канифоли с водяным паром для удаления из нее терпентинового масла.

Следует отметить, что полутвердое антикоррозионное покрытие может представлять собой известную желтую добавку или известную зеленую добавку. Антикоррозионное покрытие 80 находится в полутвердом или жидком состоянии. Поэтому, по сравнению со случаем формирования твердого покрытия, при формировании антикоррозионного покрытия 80 на второй контактной поверхности специальное устройство обычно не требуется. В зависимости от свойств антикоррозионного покрытия 80 и технических условий может быть выполнена сушка нагреванием.

Антикоррозионное покрытие 80, сформированное на второй контактной поверхности, находится в полутвердом или жидком состоянии. При свинчивании металлической трубы для нефтяной скважины полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие 80 изменяет форму или течет, сопровождая свинчивание. В результате шероховатость поверхности антикоррозионного покрытия 80, сформированного на второй контактной поверхности, по существу равна шероховатости второй контактной поверхности.

Отметим, что на второй контактной поверхности не сформирован металлизированный слой. Если на второй контактной поверхности, представляющей собой шероховатую поверхность, сформирован металлизированный слой, и на сформированном металлизированном слое сформировано антикоррозионное покрытие 80, то неровности второй контактной поверхности не перейдут на поверхность металлизированного слоя. Другими словами, шероховатость поверхности металлизированного слоя будет меньше, чем шероховатость второй контактной поверхности. Поэтому невозможно адекватно увеличить крутящий момент на пределе текучести при свинчивании. Кроме того, если на второй контактной поверхности формируют металлизированный слой, после чего поверхности металлизированного слоя придают шероховатость и затем формируют антикоррозионное покрытие 80, производственные затраты увеличиваются. Поэтому в металлической трубе для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения не формируют металлизированный слой на второй контактной поверхности.

Случай, в котором контактная поверхность ниппеля считается первой контактной поверхностью, а контактная поверхность муфты - второй контактной поверхностью.

В предыдущем описании структуры первой и второй контактных поверхностей контактная поверхность 500 муфты считалась первой контактной поверхностью, а контактная поверхность 400 ниппеля - второй контактной поверхностью. Тем не менее, как было раскрыто выше, контактная поверхность 400 ниппеля может служить первой контактной поверхностью, а контактная поверхность 500 муфты - второй контактной поверхностью. В этом случае, как показано на фиг. 11, металлизированный слой 60 сформирован на контактной поверхности 400 ниппеля (первой контактной поверхности), а слой 70 твердой смазки - на металлизированном слое 60. Кроме того, как показано на фиг. 12, выполняют регулировку шероховатости контактной поверхности 500 муфты (второй контактной поверхности), и среднее арифметическое значение шероховатости R_a контактной поверхности 500 муфты составляет от 0,5 до 10,0 мкм. Кроме того, антикоррозионное покрытие 80 формируют на контактной поверхности 500 муфты.

Как было раскрыто выше, в металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения металлизированный слой 60 сформирован на первой контактной поверхности, представляющей собой контактную поверхность 400 ниппеля или контактную поверхность 500 муфты, и на металлизированном слое 60 формируют слой 70 твердой смазки. Кроме того, вторая контактная поверхность, расположенная напротив первой контактной поверхности во время свинчивания, имеет шероховатость, и среднее арифметическое значение шероховатости R_a второй контактной поверхности составляет от 0,5 до 10,0 мкм. Кроме того, полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие сформировано на второй шероховатой контактной поверхности. Стойкость к образованию задиров при свинчивании можно повысить благодаря металлизированному слою 60 и слою 70 твердой смазки первой контактной поверхности. Кроме того, если полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие 80 сформировано на второй контактной поверхности, представляющей собой шероховатую поверхность, высокий коэффициент трения достигается за счет металлизированного слоя 60 под слоем 70 твердой смазки на первой контактной поверхности и неровностей второй контактной поверхности. В результате увеличивается крутящий момент на пределе текучести.

Полученное химической обработкой покрытие 90, сформированное на второй контактной поверхности.

В металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения на второй контактной поверхности может быть дополнительно сформировано полученное химической обработкой покрытие, а антикоррозионное покрытие 80 может быть сформировано на полученном химической обработкой покрытии. На фиг. 13 изображен вид, иллюстрирующий структуру вто-

рой контактной поверхности, содержащей полученное химической обработкой покрытие 90, в случае, когда вторая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность 400 ниппеля. Как показано на фиг. 13, полученное химической обработкой покрытие 90 сформировано на второй контактной поверхности, шероховатость которой была отрегулирована таким образом, чтобы среднее арифметическое значение шероховатости Ra составляло от 0,5 до 10,0 мкм, и антикоррозионное покрытие 80 сформировано на полученном химической обработкой покрытии 90. При этом полученное химической обработкой покрытие 90 сформировано в контакте со второй контактной поверхностью, а антикоррозионное покрытие 80 сформировано в контакте с полученным химической обработкой покрытием 90. Полученное химической обработкой покрытие 90, например, представляет собой один или несколько типов покрытия из группы, в которую входят полученные фосфатной химической обработкой, оксалатной химической обработкой или боратной химической обработкой покрытия. Предпочтительно, полученное химической обработкой покрытие 90 представляет собой полученное фосфатной химической обработкой покрытие.

Полученное химической обработкой покрытие 90 является пористым. Поэтому, когда антикоррозионное покрытие 80 формируют на полученном химической обработкой покрытии 90, адгезивность (удерживающая способность) второй контактной поверхности антикоррозионного покрытия 80 увеличивается за счет так называемого "эффекта якоря". В этом случае коррозионная стойкость второй контактной поверхности увеличивается. Толщина полученного химической обработкой покрытия 90 по существу не ограничена. Предпочтительная толщина полученного химической обработкой покрытия 90 составляет от 5 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, адгезивность антикоррозионного покрытия 80 увеличивается с сохранением консистенции. Следует отметить, что на фиг. 13 показан случай, в котором вторая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность 400 ниппеля. Однако, даже если вторая контактная поверхность представляет собой контактную поверхность 500 муфты, полученное химической обработкой покрытие 90 может быть аналогичным образом сформировано на второй контактной поверхности, а антикоррозионное покрытие 80 - на полученном химической обработкой покрытии 90.

Следует отметить, что антикоррозионное покрытие 80 может быть сформировано в непосредственном контакте со второй контактной поверхностью, а полученное химической обработкой покрытие 90 может отсутствовать на второй контактной поверхности. Предпочтительно, в случае, когда содержание хрома составляет 1,00 весовых % и менее в химическом составе металлической трубы 1 для нефтяной скважины, полученное химической обработкой покрытие 90 формируют на второй контактной поверхности, а антикоррозионное покрытие 80 - на полученном химической обработкой покрытии 90. Если содержание хрома составляет 1,00 весовых % и менее в химическом составе металлической трубы 1 для нефтяной скважины, коррозионная стойкость основного металла металлической трубы 1 для нефтяной скважины не будет высокой. Если содержание хрома составляет 1,00 весовых % и менее в химическом составе металлической трубы 1 для нефтяной скважины, полученное химической обработкой покрытие 90 формируют на второй контактной поверхности, и антикоррозионное покрытие 80 формируют на полученном химической обработкой покрытии 90, коррозионную стойкость второй контактной поверхности можно увеличить.

Процесс изготовления.

Пример способа изготовления металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения, имеющей раскрытую выше конструкцию, будет раскрыт ниже. Следует отметить, что раскрытый способ изготовления является одним из примеров способа изготовления металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения. Соответственно, выбор способа изготовления по существу не ограничен при условии, что способ изготовления позволяет изготовить металлическую трубу для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения. Раскрытый способ изготовления является предпочтительным примером способа изготовления металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения.

Способ изготовления металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления содержит этап подготовки полой оболочки с резьбовым соединением (этап подготовки полой оболочки с резьбовым соединением), этап формирования металлизированного слоя 60 на первой контактной поверхности (этап формирования металлизированного слоя), этап формирования слоя 70 твердой смазки на металлизированном слое 60 (этап формирования слоя твердой смазки), этап регулировки шероховатости второй контактной поверхности (этап регулировки шероховатости второй контактной поверхности), и этап формирования антикоррозионного покрытия на второй контактной поверхности, шероховатость которой была отрегулирована (этап формирования антикоррозионного покрытия). Каждый из этих этапов подробно раскрыт ниже.

Этап подготовки полой оболочки с резьбовым соединением.

На этапе подготовки полой оболочки с резьбовым соединением подготавливают полую оболочку с резьбовым соединением. При этом под "полой оболочкой с резьбовым соединением" понимают основной

корпус 10 трубы. Если металлическая труба для нефтяной скважины относится к типу с резьбой и соединительной муфтой, основной корпус 10 трубы содержит трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12. Если металлическая труба для нефтяной скважины относится к интегральному типу, основной корпус 10 трубы образован неразъемным способом.

В качестве основного корпуса 10 трубы можно использовать продукт, поставляемый третьей стороной, или основной корпус 10 трубы может быть подготовлен путем изготовления основного корпуса 10 трубы. В случае изготовления основного корпуса 10 трубы основной корпус 10 трубы изготавливают, например, следующим способом.

Для получения исходного материала используют расплавленную сталь. В частности, литую деталь (сляб, блюм или заготовку) производят в процессе непрерывного литья с использованием расплавленной стали. Слиток также может быть получен с помощью процесса 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 процессом Маннесмана, или процесс горячей экструзии. Полуоболочку после горячей обработки подвергают известным процессам закалки и отпуска для регулирования прочности полой оболочки. Полуоболочку получают вышеописанным способом. Отметим, что если металлическая труба для нефтяной скважины относится к типу с резьбой и соединительной муфтой, также получают полуоболочку для соединительной муфты 12. Способ изготовления полой оболочки для соединительной муфты 12 аналогичен раскрытому выше способу изготовления полой оболочки.

Если металлическая труба 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 поверхность 400 ниппеля. Кроме того, резьбу нарезают относительно внутренней поверхности обеих концевых частей полой оболочки для соединительной муфты 12, чтобы получить контактную поверхность 500 муфты. Ниппель одного конца полой оболочки для трубчатого корпуса 11 ниппеля вставляют и ввинчивают в муфту одного конца полой оболочки для соединительной муфты 12. Основной корпус трубы, содержащий трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12 (полуоболочку с резьбовым соединением), изготавливают вышеописанным способом.

Если металлическая труба для нефтяной скважины относится к интегральному типу, резьбу нарезают относительно наружной поверхности первой концевой части 10А полой оболочки, соответствующей основному корпусу 10 трубы, чтобы получить контактную поверхность 400 ниппеля. Кроме того, резьбу нарезают относительно наружной поверхности второй концевой части 10В полой оболочки, соответствующей основному корпусу 10 трубы, чтобы получить контактную поверхность 500 муфты. Основной корпус 10 трубы, содержащий ниппель и муфту (полая оболочка с резьбовым соединением), изготавливают вышеописанным способом.

Этап формирования металлизированного слоя.

Металлизированный слой 60 формируют на первой контактной поверхности, представляющей собой контактную поверхность 400 ниппеля или контактную поверхность 500 муфты подготовленного основного корпуса трубы. Металлизированный слой 60 может быть сформирован известным способом. Металлизированный слой 60 может быть сформирован способом электроосаждения или химического осаждения.

Например, в случае формирования металлизированного слоя 60 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 в диапазоне от 1 до 10, температура в гальванической ванне в диапазоне от 25 до 80 °C, плотность тока в диапазоне от 1 до 100 А/дм² и продолжительность обработки в диапазоне от 0,1 до 30 мин. Например, в случае формирования металлизированного слоя 60 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 слоя 60, выполненного из сплава Zn-Ni. Если металлизированный слой 60 выполнен из меди или сплава меди, металлизированный слой 60 может быть получен известным способом.

Этап формирования слоя твердой смазки.

На этапе формирования слоя твердой смазки слой 70 твердой смазки формируют на металлизированном слое 60. Этап формирования слоя твердой смазки содержит этап нанесения и этап отверждения.

Этап нанесения.

На этапе нанесения композицию для формирования слоя 70 твердой смазки на металлизированном слое 60 наносят на металлизированный слой 60 известным способом.

Например, если композиция представляет собой органическую жидкую композицию, раскрытую

выше, органическую жидкую композицию наносят на первую контактную поверхность путем распыления. В этом случае вязкость органической жидкой композиции регулируют таким образом, чтобы ее можно было наносить распылением при нормальной температуре и нормальном давлении. Вместо распыления можно использовать другой способ нанесения, например, кистью или окунанием. То же самое относится к случаю, в котором композиция представляет собой неорганическое жидкое соединение.

Этап отверждения.

Если композиция представляет собой органическую жидкую композицию, на этапе отверждения нанесенную органическую жидкую композицию отверждают для формирования слоя 70 твердой смазки. Слой 70 твердой смазки формируют путем сушки и/или термического отверждения раствора полимера для нанесения, который был нанесен на металлизированный слой 60. Сушка и/или термическое отверждение могут быть выполнены известным способом в соответствии с типом связующего. Предпочтительные условия и подобные параметры этого процесса раскрыты выше. Если композиция представляет собой неорганическую жидкую композицию, раскрытую выше, нанесенную неорганическую жидкую композицию обрабатывают увлажнением и/или нагреванием на этапе отверждения.

Слой 70 твердой смазки формируют на металлизированном слое 60 путем выполнения вышеуказанных этапов нанесения и отверждения.

Этап регулировки шероховатости второй контактной поверхности.

На этапе регулировки шероховатости второй контактной поверхности, шероховатость второй контактной поверхности, представляющей собой контактную поверхность 400 ниппеля или контактную поверхность 500 муфты основного корпуса 10 трубы, регулируют таким образом, чтобы среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности составляло от 0,5 до 10,0 мкм.

Регулировку шероховатости поверхности выполняют, например, с помощью струйной обработки. Струйная обработка.

Под "струйной обработкой" понимают обработку, при которой используют дробеструйное устройство, обеспечивающее столкновение абразивного материала (абразива) со второй контактной поверхностью, с целью придания шероховатости второй контактной поверхности. 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 вторую контактную поверхность. К примерам абразивного материала относится материал в виде сферической дроби и угловатых мелких частиц. 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 или оксид алюминия. Условия пескоструйной обработке, такие как скорость продвижения, могут быть установлены соответствующим образом. Путем соответствующего выбора абразивного материала, используемого для струйной обработки, и соответствующей регулировки скорости продвижения и т.п. на этапе струйной обработки, среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности можно регулировать в диапазоне от 0,5 до 10,0 мкм.

Этап формирования антикоррозионного покрытия.

На этапе формирования антикоррозионного покрытия антикоррозионное смазочное вещество для формирования полутвердого или жидкого антикоррозионного покрытия наносят на вторую контактную поверхность основного корпуса 10 трубы после этапа регулировки шероховатости второй контактной поверхности. Антикоррозионное покрытие находится не в твердом, а в полутвердом или жидком состоянии. Поэтому, если на вторую контактную поверхность нанести полутвердое или жидкое антикоррозионное смазочное вещество, можно легко сформировать полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие. Выбор способа нанесения полутвердого или жидкого антикоррозионного смазочного вещества по существу не ограничен при условии, что он позволяет сформировать антикоррозионное покрытие на второй контактной поверхности. Например, антикоррозионное смазочное вещество может быть нанесено методом распыления. Антикоррозионное смазочное вещество можно также наносить кистью. Для нанесения антикоррозионного смазочного вещества на вторую контактную поверхность для формирования антикоррозионного покрытия можно использовать другой известный способ.

Опциональный этап.

Этап формирования полученного химической обработкой покрытия.

В случае формирования полученного химической обработкой покрытия 90 на второй контактной поверхности, этап формирования полученного химической обработкой покрытия может быть выполнен после этапа регулировки шероховатости второй контактной поверхности и перед этапом формирования антикоррозионного покрытия. Другими словами, этап формирования полученного химической обработкой покрытия опционален, и его необязательно выполнять.

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 второй контактной поверхности после регулировки шероховатости второй контактной поверхности. Химическая обработка может быть выполнена известным способом. В качестве раствора для обработки можно ис-

пользовать известный химический раствор. Например, если полученное химической обработкой покрытие 90 сформировано фосфатной химической обработкой, в одном из примеров раствор, который может быть упомянут, представляет собой раствор для химической обработки фосфатом цинка, содержащий от 1 до 150 г/л ионов фосфатов, от 3 до 70 г/л ионов цинка, от 1 до 100 г/л ионов нитратов и от 0 до 30 г/л ионов никеля. Для химической обработки можно также использовать раствор фосфата марганца. Температура раствора составляет, например, от нормальной температуры до 100°C. Время обработки может быть соответствующим образом установлено в зависимости от требуемой толщины покрытия и, например, составляет от 5 до 20 мин. 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, для модификации поверхности. После химической обработки предпочтительна промывка водой или теплой водой перед сушкой.

Металлическую трубу для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления можно изготовить с использованием вышеописанных производственных процессов.

Примеры

Примеры раскрыты ниже. Тем не менее, металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения не ограничивается примерами. Символ "%", используемый в примерах, означает "весовой %", если явно не указано иное.

Пример 1.

Были подготовлены металлические трубы для нефтяной скважины, имеющие различные конструкции. Описанное ниже испытание выполнили с использованием подготовленных таким образом металлических труб для нефтяной скважины, и измерили крутящий момент на пределе текучести (фунт силы-фут). Сначала подготовили металлические трубы для нефтяной скважины, показанные в табл. 1.

Таблица 1

Испытание №	Наружный диаметр (дюйм)	Толщина стенки, (мм)	Сорт стали	Вторая контактная поверхность				Первая контактная поверхность		Коэффициент крутящего момента на пределе текучести
				Струйная обработка	Ra (мкм)	Фосфат цинка	Антикоррозионное покрытие	Металлизованный слой	Слой твердой смазки	
11	7"	10,36	L80	-	<0,5	Да	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	100 %
12	7"	10,36	L80	-	<0,5	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	102%
13	7"	10,36	L80	Да	2,5	Да	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	122%
14	7"	10,36	L80	Да	2,4	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	122%
15	7"	10,36	L80	Да	2,5	Да	Желтая присадка	Zn-Ni	Да	134%
16	7"	10,36	L80	Да	2,7	-	Желтая присадка	Zn-Ni	Да	168%

Наружный диаметр металлических труб для нефтяной скважины в испытаниях № 11-16 составлял 7 дюймов (177,80 мм), а толщина стенки - 10,36 мм. Химический состав каждой металлической трубы для нефтяной скважины соответствовал L80, определенному в API-5CT.

В испытаниях № 11-16 первой контактной поверхностью считали контактную поверхность муфты, а второй контактной поверхностью - контактную поверхность ниппеля. Металлизованный слой из сплава Zn-Ni был сформирован на первой контактной поверхности для каждого номера испытания. В частности, первую контактную поверхность погрузили в раствор для нанесения покрытия и нанесли покрытие электроосаждением, сформировав на первой контактной поверхности металлизированный слой из сплава Zn-Ni. В качестве раствора для нанесения металлизированного слоя из сплава Zn-Ni использовали DAIN Zinalloy N2-PL (торговое название), производимый Daiwa Fine Chemicals Co., Ltd. В каждом из испытаний химический состав металлизированного слоя из сплава Zn-Ni, сформированного вышеуказанным способом, содержал никель в количестве от 10 до 16 весовых %, при этом остаток составлял цинк. Отметим, что толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni для каждого номера испытания составляла от 5 до 15 мкм. Кроме того, на металлизированном слое из сплава Zn-Ni был сформирован слой твердой смазки. В частности, на металлизированный слой из сплава Zn-Ni нанесена органическая жидкая композиция. Органическая жидкая композиция содержала эпоксидную смолу, чистую воду, моно-н-бутиловый эфир этиленгликоля, изопропиловый спирт, 1-бутанол и частицы ПТФЭ. После нанесения органической жидкой композиции на металлизированный слой из сплава Zn-Ni методом распыления выполнили известную процедуру отверждения, получив тем самым слой твердой смазки. В частности,

для отверждения выполняли предварительную сушку (при 85°C в течение 10 мин) и спекание (при 210°C в течение 20 мин). Средняя толщина полученного слоя твердой смазки составляла от 20 до 30 мкм в каждом испытании. Вторую контактную поверхность в испытаниях № 13-16 подвергали пескоструйной обработке. Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности после пескоструйной обработки измеряли в соответствии со способом измерения среднего арифметического значения шероховатости, который определен в JIS B 0601 (2013). В частности, за точки измерения приняли 10 произвольных точек на второй контактной поверхности. В каждой точке измерения измерили среднее арифметическое значение шероховатости Ra на длине оценки, ориентированной в направлении оси трубы. Длину оценки установили кратной пятикратной длине выборки (предельная длина волны). Среднее арифметическое значение шероховатости Ra измерили с помощью шупового измерителя шероховатости, а скорость измерения установили равной 0,5 мм/с. За среднее арифметическое значение шероховатости Ra приняли среднее арифметическое значение шероховатости в шести из 10 точек, исключая наибольшее среднее арифметическое значение шероховатости Ra, следующее за ним наибольшее среднее арифметическое значение шероховатости Ra, наименьшее среднее арифметическое значение шероховатости Ra и следующее за ним наименьшее среднее арифметическое значение шероховатости Ra. В качестве контактного измерителя шероховатости применили тестер шероховатости поверхности с торговым названием SURFTEST SJ-301 производства компании Mitutoyo Corporation. Полученное среднее арифметическое значение шероховатости Ra (мкм) приведено в табл. 1. Отметим, что вторую контактную поверхность в испытаниях № 11 и 12 не подвергали пескоструйной обработке (отмечено символом "-" в колонке "Струйная обработка" табл. 1). Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности металлической трубы для нефтяной скважины в испытаниях № 11 и 12, в которых пескоструйная обработка не проводилась, составило приблизительно 0,2 мкм, соответственно, то есть было ниже 0,5 мкм. Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности металлической трубы для нефтяной скважины в испытаниях № 13-16 составило 2,7, то есть каждое из этих значений находилось в диапазоне от 0,5 до 10,0 мкм.

Кроме того, в испытаниях № 11, 13 и 15 вторую контактную поверхность (контактную поверхность ниппеля) погрузили в раствор для химической обработки фосфатом цинка (PALBOND 181X (торговое название) производства Nihon Parkerizing Co., Ltd.) при температуре от 75 до 85°C на 10 мин, что позволило сформировать слой, полученный химической обработкой фосфатом цинка. Толщина слоя, полученного химической обработкой фосфатом цинка, составила 12 мкм. Отметим, что слой, полученный химической обработкой фосфатом цинка, не был сформирован на второй контактной поверхности в испытаниях № 12, 14 и 16 (отмечено символом "-" в колонке "Фосфат цинка" табл. 1).

В испытаниях № 11 и 13 на слое, полученном химической обработкой фосфатом цинка, сформировано антикоррозионное покрытие. В частности, на слое, полученном химической обработкой фосфатом цинка, в испытаниях № 11 и 13 сформировано жидкое антикоррозионное покрытие. Кроме того, на второй контактной поверхности в испытаниях № 12 и 14 было сформировано полутвердое (в состоянии консистентной смазки) антикоррозионное покрытие. На второй контактной поверхности в испытаниях № 15 и 16 сформировано полутвердое антикоррозионное покрытие, содержащее желтую присадку. В каждом из испытаний жидкое или полутвердое антикоррозионное смазочное вещество наносили распылением на поверхность слоя, полученного химической обработкой фосфатом цинка, или вторую контактную поверхность с расстояния 300 мм для образования жидкого или полутвердого антикоррозионного покрытия. В альтернативном варианте жидкое или полутвердое антикоррозионное смазочное вещество наносили кистью на поверхность слоя, полученного химической обработкой фосфатом цинка, или вторую контактную поверхность для образования жидкого или полутвердого антикоррозионного покрытия. При нанесении покрытия распылением металлическую трубу для нефтяной скважины вращали вокруг своей центральной оси, и жидкое или полутвердое антикоррозионное покрытие формировали на всей поверхности слоя, полученного химической обработкой фосфатом цинка, или на всей второй контактной поверхности.

Отметим, что жидкое антикоррозионное смазочное вещество содержало уайт-спирит в количестве от 50 до 75 весовых % и масло на минеральной основе в количестве 25 весовых % и менее. Полутвердое антикоррозионное смазочное вещество содержало (в весовых %) очищенное минеральное масло в количестве от 20 до 30%, воск на минеральной основе в количестве от 8 до 13%, графит в количестве от 3 до 5%, и канифоль в количестве от 5 до 10%, остальное -сульфонат кальция. Как раскрыто выше, в испытаниях № 15 и 16 желтую присадку (BoL4010NM (торговое название), изготовленную компанией Bestolife Corporation) использовали в качестве полутвердого антикоррозионного смазочного вещества.

Металлические трубы для нефтяной скважины для испытаний № 11-16 изготовили с использованием раскрытого выше производственного процесса.

Измерение крутящего момента на пределе текучести.

Крутящий момент на пределе текучести измеряли следующим способом с использованием пары (двух) металлических труб для нефтяной скважины (металлические трубы для нефтяной скважины с клиновидным резьбовым профилем и без упорной поверхности) в каждом испытании. В частности, значение момента затяжки постепенно увеличивали при скорости затяжки 0,5 об/мин, и испытание заканчи-

валось в тот момент, когда материал приобретал свойства текучести. Крутящий момент во время свинчивания измеряли и составляли диаграмму крутящего момента, показанную на фиг. 14. Ссылочные обозначения "Ts" на фиг. 14 обозначают крутящий момент упора. Отрезок L линии 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% превышает число в линейной области. В настоящем примере значение крутящего момента, при котором пересекаются отрезок L линии и график крутящего момента, было определено как "крутящий момент T_u на пределе текучести". Отношение (%) крутящего момента T_u на пределе текучести в каждом испытании к крутящему моменту T_u на пределе текучести в испытании № 11, в котором вторую контактную поверхность не подвергали пескоструйной обработке, было определено как "коэффициент крутящего момента на пределе текучести". Коэффициент крутящего момента на пределе текучести показан в табл. 1.

Результаты оценки.

Как указано в табл. 1, в испытаниях № 13-16 металлизированный слой из сплава Zn-Ni и слой твердой смазки были нанесены на первую контактную поверхность, вторая контактная поверхность была подвергнута пескоструйной обработке, шероховатость поверхности составляла от 0,5 до 10,0 мкм, и на второй контактной поверхности было сформировано полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие. Поэтому коэффициент крутящего момента на пределе текучести оказался высоким по сравнению с испытаниями № 11 и 12, в которых вторую контактную поверхность не подвергали пескоструйной обработке. Другими словами, был получен превосходный высокий крутящий момент.

Пример 2.

Были подготовлены металлические трубы для нефтяной скважины, показанные в табл. 2.

Таблица 2

Испытание №	Наружный диаметр (дюйм.)	Толщина стенки (мм)	Сорт стали	Вторая контактная поверхность				Первая контактная поверхность		Коэффициент крутящего момента на пределе текучести
				Струйная обработка	Ra (мкм)	Фосфат цинка	Антикоррозионное покрытие	Металлизированный слой	Слой твердой смазки	
								Тип		
21	7"	10,36	L80-13CR	-	<0,5	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	100 %
22	7"	10,36	L80-13CR	-	<0,5	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	94%
23	7"	10,36	L80-13CR	Да	2,4	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	146%
24	7"	10,36	L80-13CR	Да	2,7	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	131%

Наружный диаметр металлических труб для нефтяной скважины в испытаниях № 21-24 составлял 7 дюймов (177,80 мм), а толщина стенки - 10,36 мм. Химический состав каждой металлической трубы для нефтяной скважины соответствовал L80-13CR, определенному в API-5CT.

В испытаниях № 21-24 первой контактной поверхностью считали контактную поверхность муфты, а второй контактной поверхностью - контактную поверхность ниппеля. Металлизированный слой из сплава Zn-Ni сформирован на первой контактной поверхности для каждого номера испытания тем же способом, что и в примере 1. В каждом из испытаний химический состав металлизированного слоя из сплава Zn-Ni содержал никель в количестве от 10 до 16 весовых %, при этом остаток составлял цинк. Толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni для каждого номера испытания составляла от 5 до 15 мкм.

Кроме того, на металлизированном слое из сплава Zn-Ni был сформирован слой твердой смазки того же типа, что и в примере 1. В каждом испытании средняя толщина полученного слоя твердой смазки составляла от 20 до 30 мкм.

С другой стороны, вторую контактную поверхность в испытаниях № 23 и 24 подвергали пескоструйной обработке тем же способом, что и в примере 1. Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности после пескоструйной обработки измеряли тем же способом, что и в примере 1. Полученное среднее арифметическое значение шероховатости Ra (мкм) приведено в табл. 2. Отметим, что вторую контактную поверхность в испытаниях № 21 и 22 не подвергали пескоструйной обработке (отмечено символом "-" в колонке "Струйная обработка" табл. 2). Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности металлической трубы для нефтяной скважины в испытаниях № 21 и 22, в которых пескоструйная обработка не проводилась, составило приблизительно 0,2 мкм, соответственно, то есть было ниже 0,5 мкм.

Антикоррозионное покрытие формировали на второй контактной поверхности в каждом испытании. В частности, жидкое антикоррозионное покрытие было сформировано на второй контактной по-

верхности в испытаниях № 21 и 23. Кроме того, полутвердое антикоррозионное покрытие было сформировано на второй контактной поверхности в испытаниях № 22 и 24. Способы формирования аналогичны примеру 1. Металлические трубы для нефтяной скважины для испытаний № 21-24 были изготовлены посредством описанного выше производственного процесса.

Измерение крутящего момента на пределе текучести.

Коэффициент крутящего момента на пределе текучести металлической трубы для нефтяной скважины в каждом номере испытания определяли аналогично примеру 1.

Результаты оценки.

Как указано в табл. 2, в испытаниях № 23 и 24 металлизированный слой из сплава Zn-Ni и слой твердой смазки были нанесены на первую контактную поверхность, вторая контактная поверхность была подвергнута пескоструйной обработке, шероховатость поверхности составляла от 0,5 до 10,0 мкм, и на второй контактной поверхности было сформировано жидкое или полутвердое антикоррозионное покрытие. Поэтому коэффициент крутящего момента на пределе текучести оказался высоким по сравнению с испытаниями №21 и 22, в которых вторую контактную поверхность не подвергали пескоструйной обработке. Другими словами, был получен превосходный высокий крутящий момент.

Пример 3.

Были подготовлены металлические трубы для нефтяной скважины, показанные в табл. 3.

Таблица 3

Испытание №	Наружный диаметр (дюйм.)	Толщина стенки (мм)	Сорт стали	Вторая контактная поверхность				Первая контактная поверхность		Коэффициент крутящего момента на пределе текучести
				Струйная обработка	Ra (мкм)	Фосфат цинка	Антикоррозионное покрытие	Металлизированный слой	Слой твердой смазки	
								Тип		
31	9-5/8"	13,84	P110	-	<0,5	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	100 %
32	9-5/8"	13,84	P110	Да	2,4	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	121%

Наружный диаметр металлических труб для нефтяной скважины в испытаниях № 31-32 составлял 9-5/8 дюймов (244,475 мм), а толщина стенки -13,84 мм. Химический состав каждой металлической трубы для нефтяной скважины соответствовал P110, определенному в API-5CT.

В испытаниях № 31 и 32 первой контактной поверхностью считали контактную поверхность муфты, а второй контактной поверхностью - контактную поверхность ниппеля. Металлизированный слой из сплава Zn-Ni сформирован на первой контактной поверхности для каждого номера испытания тем же способом, что и в примере 1. В каждом из испытаний химический состав металлизированного слоя из сплава Zn-Ni содержал никель в количестве от 10 до 16 весовых %, при этом остаток составлял цинк. Толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni для каждого номера испытания составляла от 5 до 15 мкм.

Кроме того, на металлизированном слое из сплава Zn-Ni сформирован слой твердой смазки того же типа, что и в примере 1. В каждом испытании средняя толщина полученного слоя твердой смазки составляла от 20 до 30 мкм. С другой стороны, вторую контактную поверхность в испытании № 32 подвергали пескоструйной обработке тем же способом, что и в примере 1. Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности после пескоструйной обработки измеряли тем же способом, что и в примере 1. Полученное среднее арифметическое значение шероховатости Ra (мкм) приведено в табл. 3. Отметим, что вторую контактную поверхность в испытании № 31 не подвергали пескоструйной обработке (отмечено символом "-" в колонке "Струйная обработка" табл. 3). Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности металлической трубы для нефтяной скважины в испытании № 31, в которых пескоструйная обработка не проводилась, составило приблизительно 0,2 мкм, соответственно, то есть было ниже 0,5 мкм.

Антикоррозионное покрытие формировали на второй контактной поверхности в каждом испытании. В частности, полутвердое антикоррозионное покрытие было сформировано на второй контактной поверхности в испытаниях № 31 и 32. Способы формирования аналогичны примеру 1. Металлические трубы для нефтяной скважины для испытаний № 31 и 32 были изготовлены посредством описанного выше производственного процесса.

Измерение крутящего момента на пределе текучести и результаты оценки.

Коэффициент крутящего момента на пределе текучести металлической трубы для нефтяной скважины в каждом номере испытания определяли аналогично примеру 1. Как указано в табл. 3, в испытании № 32 металлизированный слой из сплава Zn-Ni и слой твердой смазки были нанесены на первую контактную поверхность, вторая контактная поверхность была подвергнута пескоструйной обработке, шероховатость поверхности составляла от 0,5 до 10,0 мкм, и на второй контактной поверхности было сформировано жидкое антикоррозионное покрытие. Поэтому коэффициент крутящего момента на пределе

текучности оказался высоким по сравнению с испытанием № 31, в котором вторую контактную поверхность не подвергали пескоструйной обработке. Другими словами, был получен превосходный высокий крутящий момент.

Пример 4.

Были подготовлены металлические трубы для нефтяной скважины, показанные в табл. 4.

Таблица 4

Испытание №	Наружный диаметр (дюйм.)	Толщина стенки (мм)	Сорт стали	Вторая контактная поверхность				Первая контактная поверхность		Коэффициент крутящего момента на пределе текучести
				Струйная обработка	Ra (мкм)	Фосфат цинка	Антикоррозионное покрытие	Металлизованный слой	Слой твердой смазки	
								Тип		
41	7"	11,51	SM13CRS-110	-	<0,5	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	100 %
42	7"	11,51	SM13CRS-110	-	<0,5	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	99%
43	7"	11,51	SM13CRS-110	Да	2,5	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	118%

Наружный диаметр металлических труб для нефтяной скважины в испытаниях № 41-43 составлял 7 дюймов (177,80 мм), а толщина стенки - 11,51 мм. Материал с торговым названием "SM13CRS-110" производства Nippon Steel Corporation был использован для изготовления металлической трубы для нефтяной скважины.

В испытаниях № 41-43 первой контактной поверхностью считали контактную поверхность муфты, а второй контактной поверхностью - контактную поверхность ниппеля. Металлизованный слой из сплава Zn-Ni сформирован на первой контактной поверхности для каждого номера испытания тем же способом, что и в примере 1. В каждом из испытаний химический состав металлизированного слоя из сплава Zn-Ni содержал никель в количестве от 10 до 16 весовых %, при этом остаток составлял цинк. Толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni для каждого номера испытания составляла от 5 до 15 мкм.

Кроме того, на металлизированном слое из сплава Zn-Ni сформирован слой твердой смазки того же типа, что и в примере 1. В каждом испытании средняя толщина полученного слоя твердой смазки составляла от 20 до 30 мкм. С другой стороны, вторую контактную поверхность в испытании № 43 подвергали пескоструйной обработке тем же способом, что и в примере 1.

Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности после пескоструйной обработки измеряли тем же способом, что и в примере 1. Полученное среднее арифметическое значение шероховатости Ra (мкм) приведено в табл. 4. Отметим, что вторую контактную поверхность в испытаниях № 41 и 42 не подвергали пескоструйной обработке (отмечено символом "-" в колонке "Струйная обработка" табл. 4). Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности металлической трубы для нефтяной скважины в испытаниях № 41 и 42, в которых пескоструйная обработка не проводилась, составило приблизительно 0,2 мкм, соответственно, то есть было ниже 0,5 мкм.

Антикоррозионное покрытие сформировали на второй контактной поверхности в каждом испытании. В частности, полутвердое антикоррозионное покрытие было сформировано на второй контактной поверхности в испытаниях № 41 и 43. Кроме того, жидкое антикоррозионное покрытие было сформировано на второй контактной поверхности в испытании № 42. Способы формирования аналогичны примеру 1. Металлические трубы для нефтяной скважины для испытаний № 41-43 были изготовлены посредством описанного выше производственного процесса.

Измерение крутящего момента на пределе текучести и результаты оценки Коэффициент крутящего момента на пределе текучести металлической трубы для нефтяной скважины в каждом номере испытания определяли аналогично примеру 1. Как указано в табл. 4, в испытании № 43 металлизированный слой из сплава Zn-Ni и слой твердой смазки были нанесены на первую контактную поверхность, вторая контактная поверхность была подвергнута пескоструйной обработке, шероховатость поверхности составляла от 0,5 до 10,0 мкм, и на второй контактной поверхности было сформировано полутвердое антикоррозионное покрытие. Поэтому коэффициент крутящего момента на пределе текучести оказался высоким по сравнению с испытаниями №41 и 42, в которых вторую контактную поверхность не подвергали пескоструйной обработке. Другими словами, был получен превосходный высокий крутящий момент.

Пример 5.

Были подготовлены металлические трубы для нефтяной скважины, показанные в табл. 5.

Таблица 5

Испытание №	Наружный диаметр (дюйм.)	Толщина стенки (мм)	Сорт стали	Вторая контактная поверхность				Первая контактная поверхность		Коэффициент крутящего момента на пределе текучести
				Струйная обработка	Ra (мкм)	Фосфат цинка	Антикоррозионное покрытие	Металлизованный слой	Слой твердой смазки	
								Тип		
51	4-1/2"	6,88	L80-13CR	-	<0,5	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	100 %
52	4-1/2"	6,88	L80-13CR	-	<0,5	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	95%
53	4-1/2"	6,88	L80-13CR	Да	2,7	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	149%
54	4-1/2"	6,88	L80-13CR	Да	2,5	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	136%

Наружный диаметр металлических труб для нефтяной скважины в испытаниях № 51-54 составлял 4,5 дюйма (114,3 мм), а толщина стенки - 6,88 мм. Химический состав каждой металлической трубы для нефтяной скважины соответствовал L80-13CR, определенному в API-5CT.

В испытаниях № 51-54 первой контактной поверхностью считали контактную поверхность муфты, а второй контактной поверхностью - контактную поверхность ниппеля. Металлизованный слой из сплава Zn-Ni был сформирован на первой контактной поверхности для каждого номера испытания тем же способом, что и в примере 1. В каждом из испытаний химический состав металлизированного слоя из сплава Zn-Ni содержал никель в количестве от 10 до 16 весовых %, при этом остаток составлял цинк. Толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni для каждого номера испытания составляла от 5 до 15 мкм.

Кроме того, на металлизированном слое из сплава Zn-Ni сформирован слой твердой смазки того же типа, что и в примере 1. В каждом испытании средняя толщина полученного слоя твердой смазки составляла от 20 до 30 мкм. С другой стороны, вторую контактную поверхность в испытаниях № 53 и 54 подвергали пескоструйной обработке тем же способом, что и в примере 1. Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности после пескоструйной обработки измеряли тем же способом, что и в примере 1. Полученное среднее арифметическое значение шероховатости Ra (мкм) приведено в табл. 5. Отметим, что вторую контактную поверхность в испытаниях № 51 и 52 не подвергали пескоструйной обработке (отмечено символом "-" в колонке "Струйная обработка" табл. 5). Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности металлической трубы для нефтяной скважины в испытаниях № 51 и 52, в которых пескоструйная обработка не проводилась, составило приблизительно 0,2 мкм, соответственно, то есть было ниже 0,5 мкм.

Антикоррозионное покрытие сформировали на второй контактной поверхности в каждом испытании. В частности, жидкое антикоррозионное покрытие было сформировано на второй контактной поверхности в испытаниях № 51 и 53. Кроме того, полутвердое антикоррозионное покрытие было сформировано на второй контактной поверхности в испытаниях № 52 и 54. Способы формирования аналогичны примеру 1. Металлические трубы для нефтяной скважины для испытаний № 51-54 изготовили посредством описанного выше производственного процесса.

Измерение крутящего момента на пределе текучести и результаты оценки Коэффициент крутящего момента на пределе текучести металлической трубы для нефтяной скважины в каждом номере испытания определяли аналогично примеру 1. Как указано в табл. 5, в испытаниях № 53 и 54 металлизированный слой из сплава Zn-Ni и слой твердой смазки были нанесены на первую контактную поверхность, вторая контактная поверхность была подвергнута пескоструйной обработке, шероховатость поверхности составляла от 0,5 до 10,0 мкм, и на второй контактной поверхности было сформировано полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие. Поэтому коэффициент крутящего момента на пределе текучести оказался высоким по сравнению с испытаниями № 51 и 52, в которых вторую контактную поверхность не подвергали пескоструйной обработке. Другими словами, был получен превосходный высокий крутящий момент.

Пример 6.

Были подготовлены металлические трубы для нефтяной скважины, показанные в табл. 6.

Таблица 6

Испытание №	Наружный диаметр (дюйм.)	Толщина стенки (мм)	Сорт стали	Вторая контактная поверхность				Первая контактная поверхность		Коэффициент крутящего момента на пределе текучести
				Струйная обработка	Ra (мкм)	Фосфат цинка	Антикоррозионное покрытие	Металлизованный слой	Слой твердой смазки	
								Тип		
61	4-1/2"	6,88	SM13CRS-110	-	<0,5	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	100 %
62	4-1/2"	6,88	SM13CRS-110	-	<0,5	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	108%
63	4-1/2"	6,88	SM13CRS-110	Да	2,4	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	154%
64	4-1/2"	6,88	SM13CRS-110	Да	2,6	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	138%

Наружный диаметр металлических труб для нефтяной скважины в испытаниях № 61-64 составлял 4,5 дюйма (114,3 мм), а толщина стенки - 6,88 мм. Материал с торговым названием "SM13CRS-110" производства Nippon Steel Corporation был использован для изготовления металлической трубы для нефтяной скважины.

В испытаниях № 61-64 первой контактной поверхностью считали контактную поверхность муфты, а второй контактной поверхностью - контактную поверхность ниппеля. Металлизованный слой из сплава Zn-Ni сформирован на первой контактной поверхности для каждого номера испытания тем же способом, что и в примере 1. В каждом из испытаний химический состав металлизированного слоя из сплава Zn-Ni содержал никель в количестве от 10 до 16 весовых %, при этом остаток составлял цинк. Толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni для каждого номера испытания составляла от 5 до 15 мкм.

Кроме того, на металлизированном слое из сплава Zn-Ni сформирован слой твердой смазки того же типа, что и в примере 1. В каждом испытании средняя толщина полученного слоя твердой смазки составляла от 20 до 30 мкм. С другой стороны, вторую контактную поверхность в испытаниях № 63 и 64 подвергали пескоструйной обработке тем же способом, что и в примере 1. Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности после пескоструйной обработки измеряли тем же способом, что и в примере 1. Полученное среднее арифметическое значение шероховатости Ra (мкм) приведено в табл. 6. Отметим, что вторую контактную поверхность в испытаниях № 61 и 62 не подвергали пескоструйной обработке (отмечено символом "-" в колонке "Струйная обработка" табл. 6). Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности металлической трубы для нефтяной скважины в испытаниях № 61 и 62, в которых пескоструйная обработка не проводилась, составило приблизительно 0,2 мкм, соответственно, то есть было ниже 0,5 мкм.

Антикоррозионное покрытие сформировали на второй контактной поверхности в каждом испытании. В частности, жидкое антикоррозионное покрытие было сформировано на второй контактной поверхности в испытаниях № 61 и 63. Кроме того, полутвердое антикоррозионное покрытие было сформировано на второй контактной поверхности в испытаниях № 62 и 64. Способы формирования аналогичны примеру 1. Металлические трубы для нефтяной скважины для испытаний № 61-64 изготовили посредством описанного выше производственного процесса.

Измерение крутящего момента на пределе текучести и результаты оценки.

Коэффициент крутящего момента на пределе текучести металлической трубы для нефтяной скважины в каждом номере испытания определяли аналогично примеру 1. Как указано в табл. 6, в испытаниях № 63 и 64 металлизированный слой из сплава Zn-Ni и слой твердой смазки были нанесены на первую контактную поверхность, вторая контактная поверхность была подвергнута пескоструйной обработке, шероховатость поверхности составляла от 0,5 до 10,0 мкм, и на второй контактной поверхности было сформировано полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие. Поэтому коэффициент крутящего момента на пределе текучести оказался высоким по сравнению с испытаниями № 61 и 62, в которых вторую контактную поверхность не подвергали пескоструйной обработке. Другими словами, был получен превосходный высокий крутящий момент.

Пример 7.

Были подготовлены металлические трубы для нефтяной скважины, имеющие различные конструкции. Используя подготовленные металлические трубы для нефтяной скважины, выполнили циклические испытания свинчивания, описанные ниже, и оценили стойкость к образованию задиров. Сначала подготовили металлические трубы для нефтяной скважины, показанные в табл. 7.

Таблица 7

Испы- тание №	Наруж- ный диаметр (дюйм)	Тол- щина стенки (мм)	Сорт стали	Вторая контактная поверхность			Первая контактная поверхность		Количество циклов свинчи- вания
				Струйная обработка	Фосфат цинка	Антикоррозионное покрытие	Металлизи- рованный слой	Твердое смазочное вещество	
71	7"	11,51	SM13CRS- 110	-	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	10
72	7"	11,51	SM13CRS- 110	-	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	10
73	7"	11,51	SM13CRS- 110	Да	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	7
74	7"	11,51	SM13CRS- 110	Да	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	6
75	7"	11,51	SM13CRS- 110	Да	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	10
76	7"	11,51	SM13CRS- 110	Да	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	10
77	7"	11,51	SM13CRS- 110	Да	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	10
78	7"	11,51	SM13CRS- 110	Да	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	10
79	7"	12,65	SM13CRS- 110	-	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	10
80	7"	12,65	SM13CRS- 110	-	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	10
81	7"	12,65	SM13CRS- 110	Да	-	Жидкое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	10
82	7"	12,65	SM13CRS- 110	Да	-	Полутвердое антикоррозионное покрытие	Zn-Ni	Да	10
83	7"	11,51	SM13CRS- 110	Да	-	Желтая присадка	Zn-Ni	Да	10

Наружный диаметр металлических труб для нефтяной скважины в испытаниях № 71-83 составлял 7 дюймов (177,80 мм), а толщина стенки - 11,51 мм или 12,65 мм. Что касается металлических труб для нефтяной скважины в испытаниях № 71-83, для этих испытаний использовали материал с торговым названием "SM13CRS-110" производства Nippon Steel Corporation. В испытаниях № 71-83 первой контактной поверхностью считали контактную поверхность муфты, а второй контактной поверхностью - контактную поверхность ниппеля. Металлизированный слой из сплава Zn-Ni сформирован на первой контактной поверхности для каждого номера испытания тем же способом, что и в примере 1. В каждом из испытаний химический состав металлизированного слоя из сплава Zn-Ni содержал никель в количестве от 10 до 16 весовых % при этом остаток составлял цинк. Толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni для каждого номера испытания составляла от 5 до 15 мкм.

Кроме того, на металлизированном слое из сплава Zn-Ni сформирован слой твердой смазки того же типа, что и в примере 1. В каждом испытании средняя толщина полученного слоя твердой смазки составляла от 20 до 30 мкм. С другой стороны, вторую контактную поверхность в испытаниях № 73-78, 81 и 82 подвергали пескоструйной обработке тем же способом, что и в примере 1. Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности после пескоструйной обработки измеряли тем же способом, что и в примере 1. Полученное среднее арифметическое значение шероховатости Ra (мкм) в каждом испытании составляло приблизительно 2,5 мкм, то есть находилось в диапазоне от 0,5 до 10,0 мкм. Отметим, что вторую контактную поверхность в испытаниях № 71, 72, 79 и 80 не подвергали пескоструйной обработке (отмечено символом "-" в колонке "Струйная обработка" табл. 7). Среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности в испытаниях, в которых пескоструйная обработка не проводилась, составило приблизительно 0,2 мкм, то есть было ниже 0,5 мкм.

Антикоррозионное покрытие сформировали на второй контактной поверхности в каждом испытании. В частности, жидкое антикоррозионное покрытие было сформировано на второй контактной поверхности в испытаниях № 71, 73, 75, 77, 79 и 81. Кроме того, полутвердое антикоррозионное покрытие было сформировано на второй контактной поверхности в испытаниях № 72, 74, 76, 78, 80 и 82. Способы формирования аналогичны примеру 1. Отметим, что в испытании № 83 была нанесена желтая присадка и образовалось полутвердое антикоррозионное покрытие. Металлические трубы для нефтяной скважины для испытаний № 71-83 были изготовлены посредством описанного выше производственного процесса.

Испытание на стойкость к образованию задиров.

Оценка стойкости к образованию задиров проводилась посредством испытания на повторное свинчивание. В испытаниях № 71-83 в табл. 7, свинчивание и развинчивание повторяли при комнатной температуре (20°C) с использованием пары (двух) металлических труб для нефтяной скважины в каждом испытании, и оценивали стойкость к образованию задиров. Был установлен крутящий момент затяжки 24350 Н·м. По завершении каждого цикла свинчивания и развинчивания визуально осматривали контактную поверхность ниппеля и контактную поверхность муфты. Уровень возникновения задиров на деталях резьбы, уплотнительной поверхности ниппеля и уплотнительной поверхности муфты проверяли визуальным осмотром. Что касается уплотнительной поверхности ниппеля и уплотнительной поверхности муфты, то испытание заканчивалось при подтверждении образования 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 10. В качестве оценочного показателя стойкости к образованию задиров было принято наибольшее количество (не более 10) циклов свинчивания без образования неустраняемых задиров на части резьбы или образования задиров на уплотнительной поверхности ниппеля и уплотнительной поверхности муфты. Результаты показаны в колонке "Количество циклов свинчивания" в табл. 7. В стандарте API определено, что количество циклов свинчивания для 7-дюймовой обсадной трубы не должно быть меньше трех. Таким образом, установлено, что высокая стойкость к образованию задиров проявляется в случае, когда количество циклов свинчивания составляет три и более.

Результаты оценки.

Как показано в табл. 7, в каждом из испытаний № 71-83 количество циклов свинчивания составляло три и более, то есть металлические трубы для нефтяной скважины, прошедшие эти испытания, обладают высокой стойкостью к образованию задиров.

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

Перечень ссылочных обозначений:

- 1 - металлическая труба для нефтяной скважины;
- 10 - основной корпус трубы;
- 10А - первая концевая часть;
- 10В - вторая концевая часть;
- 11 - трубчатый корпус ниппеля;
- 12 - соединительная муфта;
- 40 - ниппель;
- 50 - муфта;
- 60 - металлизированный слой;
- 70 - слой твердой смазки;
- 80 - антикоррозионное покрытие;
- 90 - полученное химической обработкой покрытие;
- 400 - контактная поверхность ниппеля;
- 500 - контактная поверхность муфты.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Металлическая труба 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;
 - муфта содержит:
 - контактную поверхность муфты, содержащую по меньшей мере часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части основного корпуса трубы;
 - металлизированный слой сформирован на первой контактной поверхности, причем первая контактная поверхность представляет собой одну поверхность из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты;
 - слой твердой смазки сформирован на металлизированном слое;

среднее арифметическое значение шероховатости Ra второй контактной поверхности составляет от 0,5 до 10,0 мкм, причем вторая контактная поверхность представляет собой другую поверхность из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты; и

на второй контактной поверхности сформировано полутвердое или жидкое антикоррозионное покрытие.

2. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.1, в которой:

на второй контактной поверхности дополнительно сформировано полученное химической обработкой покрытие, и

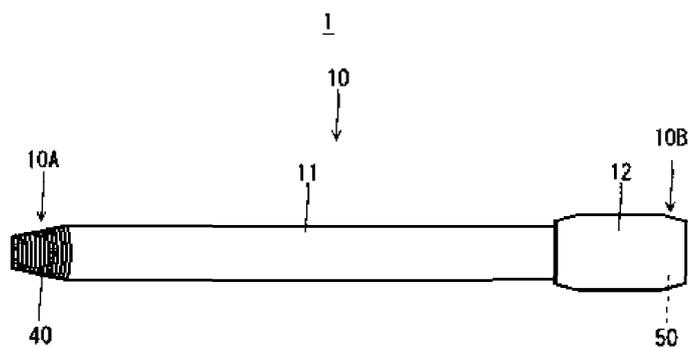
антикоррозионное покрытие сформировано на полученном химической обработкой покрытии.

3. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.1 или 2, в которой вторая контактная поверхность подвергнута струйной обработке.

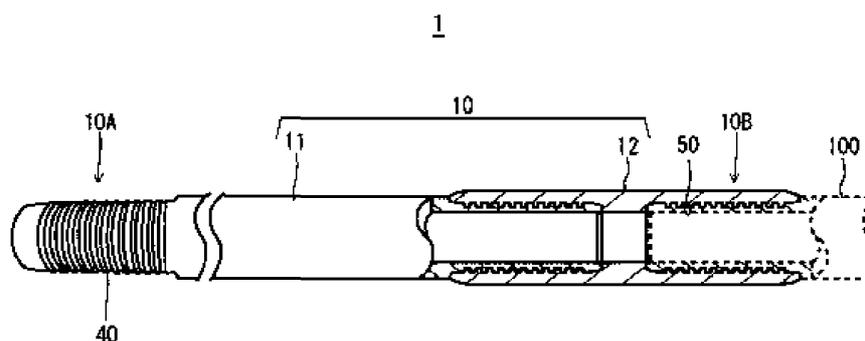
4. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-3, в которой металлизированный слой выполнен из сплава Zn-Ni.



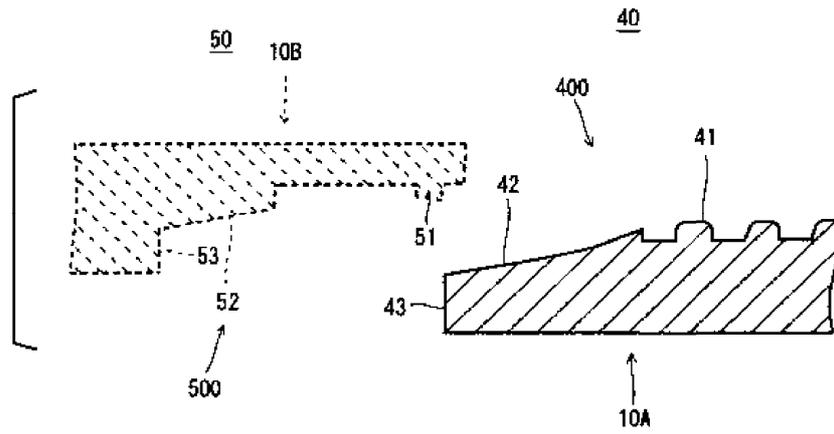
Фиг. 1



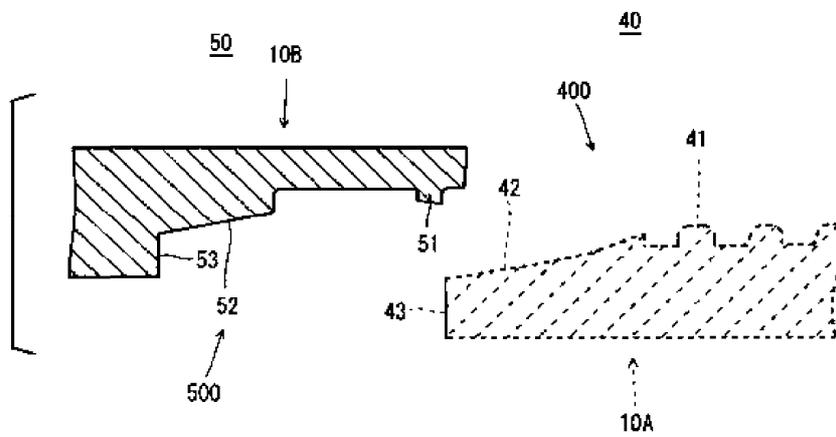
Фиг. 2



Фиг. 3

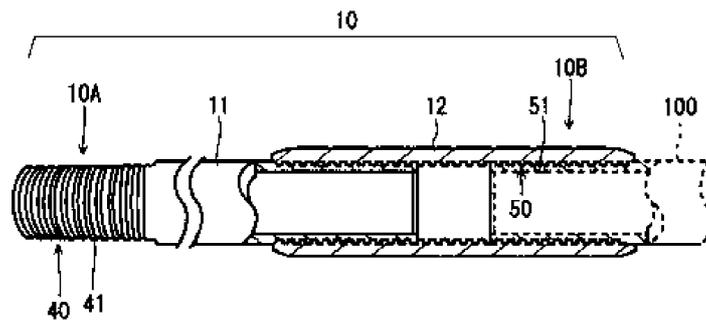


Фиг. 4

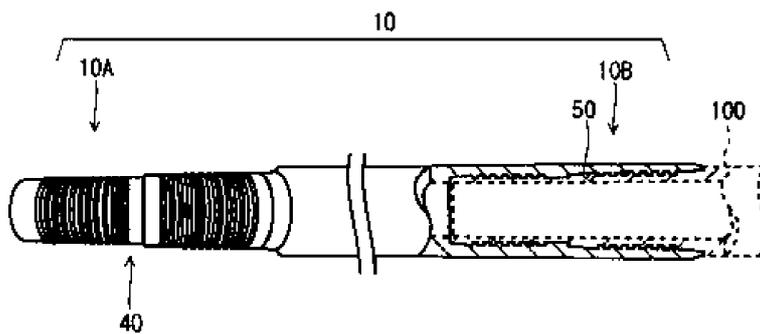


Фиг. 5

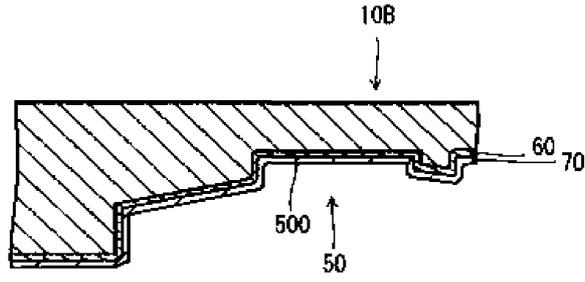
1



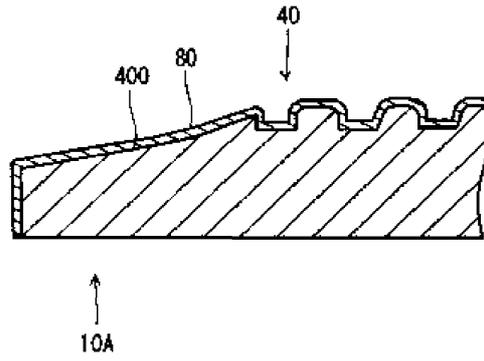
Фиг. 6



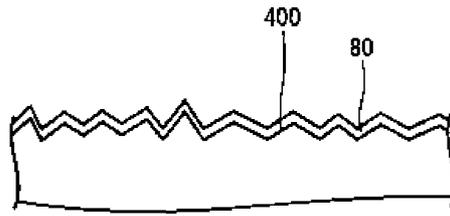
Фиг. 7



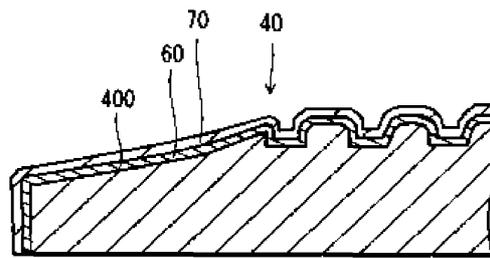
Фиг. 8



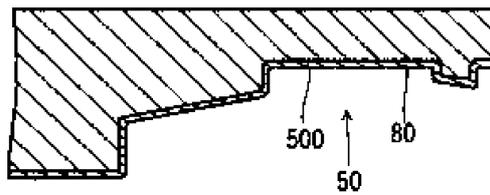
Фиг. 9



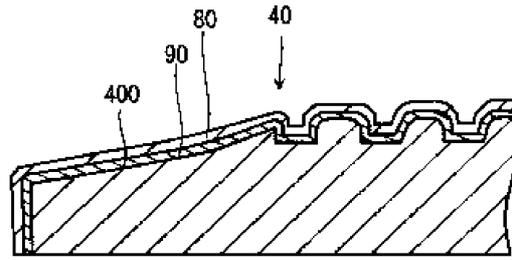
Фиг. 10



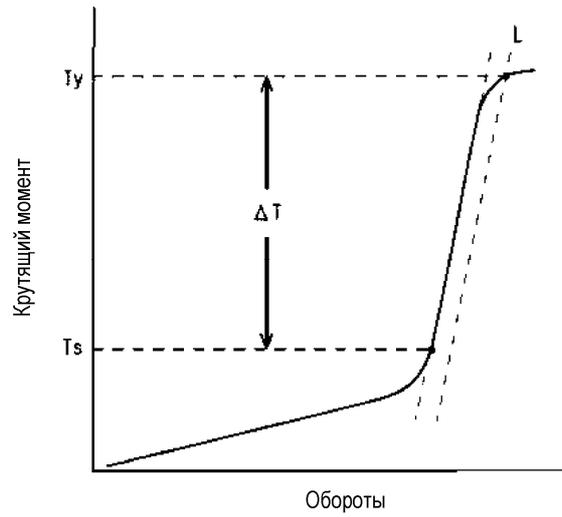
Фиг. 11



Фиг. 12



Фиг. 13



Фиг. 14