

Галузь техніки

Цей винахід стосується металевої труби, зокрема, металевої труби для нафтової свердловини.

Рівень техніки

Металеву трубу для нафтової свердловини використовують для буріння на родовищах нафти та природного газу (далі спільно іменованих "нафтові свердловини"). Металева труба для нафтової свердловини містить різьбові з'єднання. Зокрема, на майданчику для буріння нафтової свердловини, відповідно до глибини нафтової свердловини, кілька металевих труб для нафтової свердловини з'єднують для утворення збірки трубних виробів нафтопромислового сортаменту, типовим прикладом якого може слугувати обсадна труба або насосно-компресорна труба. Збірка трубних виробів нафтопромислового сортаменту сформована шляхом згвинчування металевих труб для нафтової свердловини одна з одною. Іноді на збірках трубних виробів нафтопромислового сортаменту проводять інспекції. Під час проведення інспекції збірку трубних виробів нафтопромислового сортаменту піднімають і розгвинчують. Потім металеві труби для нафтової свердловини від'єднують від збірки трубних виробів нафтопромислового сортаменту за допомогою розгвинчування і проводять інспекцію. Після інспекції різьбові з'єднання металевих труб для нафтової свердловини знову скріплюють одна з одною, і металеві труби для нафтової свердловини повторно використовують як частину збірки трубних виробів нафтопромислового сортаменту.

Металева труба для нафтової свердловини містить ніпель і муфту. Ніпель містить контактну поверхню ніпеля, що містить частину із зовнішнім різьбленням, виконану на зовнішній периферійній поверхні кінцевої частини металевої труби для нафтової свердловини. Муфта містить контактну поверхню муфти, що містить частину із внутрішнім різьбленням, виконану на внутрішній периферійній поверхні кінцевої частини металевої труби для нафтової свердловини. У цьому описі частина із зовнішнім різьбленням і частина з внутрішнім різьбленням можуть спільно іменуватися "частини з різьбленням". Слід враховувати, що в деяких випадках контактна поверхня ніпеля також може містити металеву контактну частину без різьблення, яка містить ущільнювальну поверхню ніпеля та упорну поверхню ніпеля. Аналогічно в деяких випадках контактна поверхня муфти також може містити металеву контактну частину без різьблення, що містить ущільнювальну поверхню муфти та упорну поверхню муфти.

Контактна поверхня ніпеля та контактна поверхня муфти неодноразово зазнають сильного тертя під час згвинчування та розгвинчування металевої труби для нафтової свердловини. Відповідно, під час повторного згвинчування та розгвинчування відбудеться утворення задирів (непереборних задирів) на контактних поверхнях ніпеля та муфти. Відповідно, металева труба для нафтової свердловини повинна мати достатню стійкість до тертя, тобто мати відмінну стійкість до утворення задирів.

До цього часу для підвищення стійкості металевих труб для нафтової свердловини до утворення задирів використовували компаундні консистентні мастила із вмістом порошку важкого металу, які називають "присадками". Нанесення компаундного консистентного мастила на контактну поверхню ніпеля та/або муфти може підвищити стійкість металевої труби для нафтової свердловини до утворення задирів. Проте порошок важких металів, таких як Pb, Zn і Cu, що міститься в компаундних консистентних мастилах, може впливати на навколишнє середовище. Тому необхідна розробка металевої труби для нафтової свердловини, що має відмінну стійкість до утворення задирів навіть без застосування компаундного консистентного мастила.

Технологію підвищення стійкості металевої труби для нафтової свердловини до утворення задирів запропоновано, наприклад, у публікації патентної заявки Японії № 2003-021278 (патентний документ 1) і публікації міжнародної заявки № WO2006/104251 (патентний документ 2).

Металева труба для нафтової свердловини, розкрита в патентному документі 1, містить різьбове з'єднання для труб, яке складається з ніпеля та муфти, кожна з яких має контактну поверхню, яка містить частину з різьбленням і металеву контактну частину без різьблення. Крім того, металева труба для нафтової свердловини має твердозмашувальне покриття, яке складається з твердого мастила і зв'язуючого, на контактній поверхні щонайменше одного з ніпеля і муфти. Крім того, у поперечному перерізі в напрямку товщини твердозмашувального покриття частка вторинних частинок твердого мастила з еквівалентним діаметром від 15 до 60 мкм становить від 5 до 90 %. Згідно з патентним документом 1 у такий спосіб отримують металеву трубу для нафтової свердловини, здатну стабільно забезпечувати стійкість до утворення задирів і герметичність без застосування компаундного консистентного мастила.

Металева труба для нафтової свердловини, розкрита в патентному документі 2, містить різьбове з'єднання для труб, яке складається з ніпеля та муфти, кожна з яких має контактну поверхню, яка містить частину з різьбленням і металеву контактну частину без різьблення. Крім того, контактна поверхня щонайменше одного з ніпеля та муфти має в'язкорідке або напівтверде змашувальне покриття та сухе тверде покриття, сформоване на змашувальному покритті. Згідно з патентним документом 2 у такий спосіб отримують металеву трубу для нафтової свердловини, що запобігає виникненню іржі та вирізняється високою стійкістю до утворення задирів і герметичністю без

використання компаундного консистентного мастила.

Список процитованих матеріалів

Патентні документи

Патентний документ 1: Публікація патентної заявки Японії № 2003-021278

Патентний документ 2: Публікація міжнародної заявки № WO2006/104251

Сутність винаходу

Технічне завдання

У зв'язку з цим під час буріння нафтових і газових свердловин зазвичай вертикальний стовбур свердловини бурять вертикально, і похилий стовбур свердловини бурять із нахилом. З іншого боку, горизонтальне буріння доступне як один зі способів буріння на нафту і природний газ. Під "горизонтальним бурінням" розуміють спосіб, у якому нафтову свердловину, для якої виконано вертикальне буріння, поступово криволінійно переводять у горизонтальний напрямок і зрештою бурять у горизонтальному напрямі вздовж родовища нафти або природного газу. Порівняно зі звичайним вертикальним або похилим стовбуром свердловини, горизонтальна свердловина може контактувати з більшим об'ємом родовища нафти або природного газу, що дає змогу збільшити об'єм видобутку нафти або природного газу на одиницю діаметра свердловини. Останнім часом для видобутку нафти та природного газу частіше застосовують горизонтальне буріння. Відповідно, існує потреба в металевій трубі для нафтової свердловини, яку також можна використовувати для горизонтального буріння.

Під час горизонтального буріння трубні вироби нафтопромислового сортаменту згинаються під час зміни напрямку буріння з вертикального на горизонтальний. У разі горизонтального буріння буріння здійснюють у напрямку найглибшої частини родовища нафти або природного газу з одночасним згинанням і обертанням збірки трубних виробів нафтопромислового сортаменту в окружному напрямку. Тому, зокрема на вигнутій ділянці збірки трубних виробів нафтопромислового сортаменту до різьбових з'єднань докладають крутний момент, який супроводжує згинання та обертання в окружному напрямку збірки трубних виробів нафтопромислового сортаменту. Якщо крутний момент докладають із високим навантаженням, можливе розгвинчування металевих труб для нафтової свердловини. Якщо буріння виконують у вертикальному напрямку, крутний момент в окружному напрямку металевих труб для нафтової свердловини прикладають переважно до металевих труб для нафтової свердловини. Проте, у разі горизонтального буріння, крім крутного моменту в окружному напрямку металевих труб для нафтової свердловини, на металеві труби для нафтової свердловини також впливає крутний момент, зумовлений згинанням металевих труб для нафтової свердловини. Тому, порівняно з бурінням у вертикальному напрямку, у разі горизонтального буріння на металеві труби для нафтової свердловини впливає додатковий надмірний крутний момент. Тому металеві труби для нафтової свердловини більшою мірою схильні до розгвинчування.

Таким чином, якщо металеву трубу для нафтової свердловини можна буде згвинтити зі збільшеним крутним моментом порівняно зі застосуванням до цих пір, то розгвинчування різьбового з'єднання буде ускладнене. Отже, розгвинчування різьбового з'єднання на вигнутій ділянці збірки трубних виробів нафтопромислового сортаменту під час горизонтального буріння буде ускладнено.

Завданням цього винаходу є розробка металевої труби для нафтової свердловини, що характеризується високою міцністю на зсув.

Рішення завдання

Металева труба для нафтової свердловини згідно з цим винаходом містить: основний корпус труби, що містить першу кінцеву частину і другу кінцеву частину, при цьому основний корпус труби містить: ніпель, сформований на першій кінцевій частині, і муфту, сформовану на другій кінцевій частині; ніпель містить: контактну поверхню ніпеля, що містить частину із зовнішнім різьбленням; і муфта містить: контактну поверхню муфти, що містить частину з внутрішнім різьбленням; металева труба для нафтової свердловини додатково містить: полімерне покриття на або над щонайменше однією поверхнею з контактної поверхні ніпеля та контактної поверхні муфти; полімерне покриття містить: полімер у кількості від 50,0 до 99,5 мас. %, віск у кількості від 0 до 10,0 мас. %, присадку на основі фтору в кількості від 0 до 30,0 мас. %, графіт у кількості від 0 до 10,0 мас. %, антикорозійний пігмент у кількості від 0 до 30,0 мас. %, фарбувальний пігмент у кількості від 0 до 10,0 мас. %, зв'язувальний агент у кількості від 0 до 10,0 мас. %, і один тип або два типи, обраних із групи, що містить порошок гідроксиду силікату магнію в кількості від 1,5 до 50,0 мас. % і TiO_2 у кількості від 0,5 до 30,0 мас. %; і відповідає формулі (1)

$$(W+F+G)/(M+T) \leq 5.00, (1)$$

причому у формулі (1) W є вмістом воску в мас. %, F - вмістом присадки на основі фтору в мас. %, G - вмістом графіту в мас. %, M - вмістом порошку гідроксиду силікату магнію в мас. %, T - вмістом TiO_2 в мас. %.

Технічний результат винаходу

Металева труба для нафтової свердловини згідно з цим винаходом вирізняється високою міцністю

на зсув.

Короткий опис креслень

На Фіг. 1 зображено взаємозв'язок між коефіцієнтом тертя полімерного покриття та крутним моментом на межі плинності.

На Фіг. 2 зображено взаємозв'язок між міцністю на зсув полімерного покриття і крутним моментом на межі плинності.

На Фіг. 3 зображено взаємозв'язок між $F1 = (W+F+G)/(M+T)$ і міцністю на зсув полімерного покриття.

На Фіг. 4 зображено структурну схему одного з прикладів металевої труби для нафтової свердловини згідно з цим винаходом.

На Фіг. 5 зображено частковий вид у розрізі (поздовжньому розрізі), паралельному напрямку осі з'єднувальної муфти металевої труби для нафтової свердловини, зображеної на Фіг. 4.

На Фіг. 6 зображено переріз, паралельний напрямку осі металевої труби для нафтової свердловини, показаної на Фіг. 5, що ілюструє частину поблизу ніпеля металевої труби для нафтової свердловини.

На Фіг. 7 зображено переріз, паралельний напрямку осі металевої труби для нафтової свердловини, показаної на Фіг. 5, що ілюструє частину поблизу муфти металевої труби для нафтової свердловини.

На Фіг. 8 зображено приклад металевої труби для нафтової свердловини, у якому ніпель містить частину із зовнішнім різьбленням, але не містить ущільнювальну поверхню ніпеля та упорну поверхню ніпеля, а муфта містить частину із внутрішнім різьбленням, але не містить ущільнювальну поверхню муфти та упорну поверхню муфти.

На Фіг. 9 зображено структурну схему, що ілюструє інтегральний тип металевої труби для нафтової свердловини згідно з цим винаходом.

На Фіг. 10 зображено збільшений вигляд контактної поверхні ніпеля, зображеної на Фіг. 6.

На Фіг. 11 зображено збільшений вигляд контактної поверхні муфти, зображеної на Фіг. 7.

Розкриття прикладів здійснення винаходу

Нижче цей винахід буде детально розкрито з посиланнями на креслення, що додаються. На кресленнях використовуватимуться однакові посилальні позначення для одних і тих самих або подібних деталей, і їхній опис не повторюватиметься.

По-перше, автори цього винаходу виконали дослідження металевої труби для нафтової свердловини, що може бути використана як трубний виріб нафтопромислового сортаменту для горизонтального буріння та згвинчена з більшим крутним моментом, ніж звичайна металева труба для нафтової свердловини. У результаті автори цього винаходу дійшли таких висновків.

Як зазначено вище, збірку трубних виробів нафтопромислового сортаменту отримують шляхом згвинчування різьбових з'єднань металевих труб для нафтової свердловини одна з одною. Під час згвинчування різьбових з'єднань крутний момент збільшується залежно від кількості обертів. Зокрема, на останньому етапі згвинчування крутний момент швидко зростає. З іншого боку, якщо крутний момент під час згвинчування стає занадто великим, у деяких випадках металева труба для нафтової свердловини виходить із зачеплення. У цьому описі крутний момент у момент часу, у який металеві труби для нафтової свердловини виходять із зачеплення, також називають "крутним моментом на межі плинності". Чим вищий крутний момент на межі плинності, тим вищий крутний момент, яким може бути згвинчена металева труба для нафтової свердловини. Іншими словами, крутний момент на межі плинності можна використовувати як показник можливості згвинчування металевої труби для нафтової свердловини з високим крутним моментом.

У рівні техніки як засіб збільшення крутного моменту зтяжки металевої труби для нафтової свердловини був запропонований спосіб, що збільшує коефіцієнт тертя полімерного покриття, сформованого на металевій трубі для нафтової свердловини. Якщо під час згвинчування металевих труб для нафтової свердловини полімерні покриття, кожне з яких має високий коефіцієнт тертя, стикаються та ковзають одне відносно одного, очікується, що крутний момент під час згвинчування зростатиме. Таким чином, збільшуючи коефіцієнт тертя полімерного покриття, можна збільшити крутний момент на межі плинності. Таким чином, автори цього винаходу додали порошок гідроксиду силікату магнію, що є твердим порошком, та/або TiO_2 до полімерного покриття, відрегулювали коефіцієнт тертя полімерного покриття та дослідили зв'язок між коефіцієнтом тертя та крутним моментом на межі плинності.

На Фіг. 1 зображено взаємозв'язок між коефіцієнтом тертя полімерного покриття та крутним моментом на межі плинності. Абсциса на Фіг. 1 відображає коефіцієнт тертя (μ) полімерного покриття. Ордината на Фіг. 1 відображає крутний момент на межі плинності (фунт сили-фут) у разі згвинчування металевої труби для нафтової свердловини, на якій було сформовано полімерне покриття. Як показано на Фіг. 1, коефіцієнт R^2 кореляції між коефіцієнтом тертя полімерного покриття та крутним моментом на межі плинності становив 0,144. Виходячи з цього, позитивна кореляція між коефіцієнтом тертя полімерного покриття та крутним моментом на межі плинності практично відсутня. Таким чином,

всупереч очікуванню авторів цього винаходу було виявлено, що кореляція між коефіцієнтом тертя і крутним моментом на межі плинності слабка. Підбиваючи підсумок, результат дослідження, виконаного авторами цього винаходу, показав, що крутний момент на межі плинності не може бути ефективно збільшений шляхом простого збільшення коефіцієнта тертя полімерного покриття.

Тому автори цього винаходу виконали додаткові дослідження щодо металевої труби для нафтової свердловини, яка допускає згинчування з високим крутним моментом. Насамперед автори цього винаходу сконцентрували свою увагу на поведінці полімерного покриття на останньому етапі згинчування. На останньому етапі згинчування полімерні покриття вступають у контакт одне з одним під високим тиском між поверхнями і ковзають одне відносно одного. Автори цього винаходу визнали, що в цей час на кожне полімерне покриття діє сила, що чинить ковзне зрізання (зсувна сила) контактної поверхні ніпеля та контактної поверхні муфти. Якщо на полімерне покриття діє зсувна сила, що перевищує міцність полімерного покриття на зсув, полімерне покриття буде зруйновано. У результаті існує ймовірність того, що металева труба для нафтової свердловини може вийти із зачеплення.

Інакше кажучи, автори цього винаходу визнали, що збільшення міцності на зсув полімерного покриття може призвести до збільшення крутного моменту на межі плинності металевої труби для нафтової свердловини. Тому автори цього винаходу детально вивчили зв'язок між міцністю на зсув полімерного покриття та крутним моментом на межі текучості металевої труби для нафтової свердловини. На Фіг. 2 зображено взаємозв'язок між міцністю на зсув полімерного покриття та крутним моментом на межі плинності. Абсциса на Фіг. 2 відображає міцність на зсув (МПа) полімерного покриття. Ордината на Фіг. 2 відображає крутний момент на межі плинності (фунт сили-фут) у разі згинчування металевої труби для нафтової свердловини, на якій було сформовано полімерне покриття.

Як показано на Фіг. 2, коефіцієнт R^2 кореляції між міцністю на зсув полімерного покриття та крутним моментом на межі плинності становив 0,874. Виходячи з цього, має місце суттєва позитивна кореляція між міцністю на зсув полімерного покриття та крутним моментом на межі плинності. Таким чином, детальні дослідження, виконані авторами цього винаходу, показали, що збільшення міцності на зсув полімерного покриття призводить до ефективного збільшення крутного моменту на межі плинності металевої труби для нафтової свердловини.

Далі, автори цього винаходу досліджували спосіб збільшення міцності на зсув полімерного покриття. У результаті автори цього винаходу виявили, що введення до складу порошку гідроксиду силікату магнію у вигляді твердого порошку та/або TiO_2 може призвести до збільшення міцності на зсув полімерного покриття. Тому автори цього винаходу детально досліджували міцність на зсув полімерного покриття, що містить порошок гідроксиду силікату магнію та/або TiO_2 .

Насамперед автори цього винаходу зосередили свою увагу на компонентах, що містяться в полімерному покритті, і досліджували засоби збільшення міцності на зсув. У результаті автори цього винаходу вирішили, що, якщо полімерне покриття містить полімер у кількості від 50,0 до 99,5 мас. %; віск у кількості від 0 до 10,0 мас. %, присадку на основі фтору в кількості від 0 до 30,0 мас. %, графіт у кількості від 0 до 10,0 мас. %, антикорозійний пігмент у кількості від 0 до 30,0 мас. %, фарбувальний пігмент у кількості від 0 до 10,0 мас. %, зв'язувальний агент у кількості від 0 до 10,0 мас. % і один тип або два типи, обрані з групи, що містить порошок гідроксиду силікату магнію у кількості від 1,5 до 50,0 мас. % та/або TiO_2 у кількості від 0,5 до 30,0 мас. %, існує можливість збільшити міцність на зсув. Результати детальних досліджень, виконаних авторами цього винаходу, також показали, що якщо полімерне покриття містить вищезгадані компоненти, міцність полімерного покриття на зсув збільшується, якщо склад полімерного покриття задовольняє наступній формулі (1):

$$(W+F+G)/(M+T) \leq 5.00, (1)$$

причому у формулі (1) W є вмістом воску в мас. %, F - вмістом присадки на основі фтору в мас. %, G - вмістом графіту в мас. %, M - вмістом порошку гідроксиду силікату магнію в мас. %, T - вмістом TiO_2 в мас. %.

У цьому описі $F1 = (W+F+G)/(M+T)$. На ФІГ. 3 зображено взаємозв'язок між F1 для полімерного покриття і міцністю на зсув полімерного покриття. На ФІГ. 3 зображено витяг із частини результатів прикладів, які будуть розкриті нижче. Абсциса на ФІГ. 3 відображає F1. Ордината на ФІГ. 3 відображає міцність на зсув (МПа) полімерного покриття. Як показано на ФІГ. 3, якщо F1 становить 5,00 і менше, міцність на зсув полімерного покриття стає такою, що дорівнює 36,00 МПа і більше. Що стосується причини цього, то, хоча подробиці не були з'ясовані, автори цього винаходу припускають таке.

У полімерному покритті, що має вищезазначену композицію, гідроксид силікату магнію являє собою частинку з високою міцністю на зсув у кристалах. Крім того, у полімерному покритті, що має вищезазначену композицію, TiO_2 являє собою тверду частинку. Якщо ці компоненти містяться у великій кількості в полімерному покритті, то під час впливу на полімерне покриття зсувної сили самі частинки чинять опір зсуву і перешкоджають виникненню зсувного руйнування полімерного покриття. Тобто вважається, що чим вищий вміст порошку гідроксиду силікату магнію і TiO_2 , тим вища міцність

на зсув полімерного покриття. Навпаки, віск, присадка з вмістом фтору і графіт знижують твердість полімерного покриття. Тому вважається, що чим вищий вміст воску, присадки на основі фтору і графіту, тим нижча міцність на зсув полімерного покриття. Таким чином, автори цього винаходу припускають, що міцність на зсув збільшується, якщо відношення загального вмісту воску, присадки на основі фтору і графіту до загального вмісту порошку гідроксиду силікату магнію і TiO_2 буде невеликим.

Таким чином, на відміну від відомих результатів було виявлено, що крутний момент на межі плинності не можна ефективно збільшити простим збільшенням коефіцієнта тертя полімерного покриття, і що крутний момент на межі плинності ефективно збільшується тільки після збільшення міцності на зсув полімерного покриття. Крім того, було виявлено, що міцність на зсув полімерного покриття збільшується тільки тоді, коли вміст компонентів у полімерному покритті задовольняє формулі (1). Збільшення міцності на зсув полімерного покриття для збільшення крутного моменту на межі плинності дає змогу отримати металеву трубу для нафтової свердловини, придатну, зокрема, для горизонтального буріння. Металева труба для нафтової свердловини згідно з цим винаходом виконана на основі вищевказаних результатів і має наступну конструкцію.

1. Металева труба для нафтової свердловини, що містить: основний корпус труби, що містить першу кінцеву частину і другу кінцеву частину, при цьому основний корпус труби містить: ніпель, сформований на першій кінцевій частині, і муфту, сформовану на другій кінцевій частині; ніпель містить: контактну поверхню ніпеля, що містить частину із зовнішнім різьбленням; і муфта містить: контактну поверхню муфти, що містить частину з внутрішнім різьбленням; металева труба для нафтової свердловини додатково містить: полімерне покриття на або над щонайменше однією поверхнею з контактної поверхні ніпеля та контактної поверхні муфти; полімерне покриття містить: полімер у кількості від 50,0 до 99,5 мас. %, віск у кількості від 0 до 10,0 мас. %, присадку на основі фтору в кількості від 0 до 30,0 мас. %, графіт у кількості від 0 до 10,0 мас. %, антикорозійний пігмент у кількості від 0 до 30,0 мас. %, фарбувальний пігмент у кількості від 0 до 10,0 мас. %, зв'язувальний агент у кількості від 0 до 10,0 мас. %, і один тип або два типи, обраних із групи, що містить порошок гідроксиду силікату магнію в кількості від 1,5 до 50,0 мас. % і TiO_2 у кількості від 0,5 до 30,0 мас. %; і відповідає формулі (1):

$$(W+F+G)/(M+T) \leq 5.00, (1)$$

причому у формулі (1) W є вмістом воску в мас. %, F - вмістом присадки на основі фтору в мас. %, G - вмістом графіту в мас. %, M - вмістом порошку гідроксиду силікату магнію в мас. %, T - вмістом TiO_2 в мас. %.

2. Металева труба для нафтової свердловини за п. 1, у якій: полімер являє собою один тип або два типи, обраних із групи, що містить епоксидну смолу та/або уретанову смолу.

3. Металева труба для нафтової свердловини за пп. 1 або 2, в якій: контактна поверхня ніпеля додатково містить ущільнювальну поверхню ніпеля та упорну поверхню ніпеля, і контактна поверхня муфти додатково містить ущільнювальну поверхню муфти та упорну поверхню муфти.

Далі буде детально розкрито металеву трубу для нафтової свердловини згідно з цим винаходом.

Конструкція металевої труби для нафтової свердловини

Спочатку буде розкрито конструкцію металевої труби для нафтової свердловини згідно з цим винаходом. Металева труба для нафтової свердловини має загальновідому конструкцію. Доступними типами металевих труб для нафтової свердловини є металева труба для нафтової свердловини з різьбленням і з'єднувальною муфтою та металева труба для нафтової свердловини інтегрального типу. Нижче буде детально розкрито кожен тип металевої труби для нафтової свердловини.

Варіант, у якому металева труба 1 для нафтової свердловини належить до типу з різьбленням і з'єднувальною муфтою

На Фіг. 4 зображено структурну схему, що ілюструє один приклад металевої труби 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом. На Фіг. 4 зображено структурну схему, що ілюструє металеву трубу 1 для нафтової свердловини, яка належить до так званого типу з різьбленням і з'єднувальною муфтою. Як показано на Фіг. 4, металева труба 1 для нафтової свердловини містить основний корпус 10 труби.

Основний корпус 10 труби орієнтований у напрямку осі труби. Поперечний переріз, перпендикулярний напрямку осі труби основного корпусу 10 труби, має круглу форму. Основний корпус 10 труби містить першу кінцеву частину 10A та другу кінцеву частину 10B. Перша кінцева частина 10A є кінцевою частиною на стороні, протилежній другій кінцевій частині 10B. У металевій трубі 1 для нафтової свердловини типу з різьбленням і з'єднувальною муфтою, зображений на Фіг. 4, основний корпус 10 труби містить трубчастий корпус 11 ніпеля та з'єднувальну муфту 12. З'єднувальна муфта 12 приєднана до одного кінця трубчастого корпусу 11 ніпеля. Зокрема, з'єднувальна муфта 12 нагвинчена на різьбу на одному кінці трубчастого корпусу 11 ніпеля.

На Фіг. 5 зображено частковий вид у розрізі (поздовжньому розрізі), паралельному напрямку осі труби з'єднувальної муфти 12 металевої труби 1 для нафтової свердловини, показаної на Фіг. 4. Як показано на Фіг. 4 та Фіг. 5, основний корпус 10 труби містить ніпель 40 та муфту 50. Ніпель 40

сформований на першій кінцевій частині 10А основного корпусу 10 труби. Під час згинчування ніпель 40 вставляють у муфту 50 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини (не показано) і вгвинчують у муфту 50 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини.

Муфта 50 сформована на другій кінцевій частині 10В основного корпусу 10 труби. Під час згинчування ніпель 40 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини вставляють у муфту 50, і муфту 50 нагвинчують на ніпель 40 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини.

Конструкція ніпеля 40

На Фіг. 6 зображено переріз частини поблизу ніпеля 40 металевої труби 1 для нафтової свердловини, показаної на Фіг. 5, а саме переріз паралельно напрямку осі металевої труби 1 для нафтової свердловини. Пунктирна лінія на Фіг. 6 позначає конструкцію муфти 50 іншої металевої труби для нафтової свердловини у разі згинчування металевої труби 1 для нафтової свердловини з іншою металевою трубою 1 для нафтової свердловини. Як показано на Фіг. 6, ніпель 40 містить контактну поверхню 400 ніпеля на зовнішній периферійній поверхні першої кінцевої частини 10А основного корпусу 10 труби. Під час згинчування з іншою металевою трубою 1 для нафтової свердловини контактну поверхню 400 ніпеля ввертають у муфту 50 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини, і вона контактує з контактною поверхнею 500 (буде розкрита нижче) муфти 50.

Контактна поверхня 400 ніпеля містить щонайменше частину 41 із зовнішнім різьбленням, сформовану на зовнішній периферійній поверхні першої кінцевої частини 10А. Контактна поверхня 400 ніпеля може додатково містити ущільнювальну поверхню 42 ніпеля та упорну поверхню 43 ніпеля. На Фіг. 6 упорна поверхня 43 ніпеля розташована на передній торцевій поверхні першої кінцевої частини 10А та на зовнішній периферійній поверхні першої кінцевої частини 10А, ущільнювальна поверхня 42 ніпеля розташована далі на передній торцевій стороні першої кінцевої частини 10А, ніж частина 41 із зовнішнім різьбленням. Інакше кажучи, ущільнювальна поверхня 42 ніпеля розташована між частиною 41 із зовнішнім різьбленням і упорною поверхнею 43 ніпеля. Ущільнювальна поверхня 42 ніпеля має конусну форму. Зокрема, зовнішній діаметр ущільнювальної поверхні 42 ніпеля поступово зменшується від частини 41 із зовнішнім різьбленням до упорної поверхні 43 ніпеля в подовжньому напрямку (напрямок осі труби) першої кінцевої частини 10А.

Під час згинчування з іншою металевою трубою 1 для нафтової свердловини ущільнювальна поверхня 42 ніпеля вступає в контакт з ущільнювальною поверхнею 52 (буде розкрита нижче) муфти 50 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини. Точніше кажучи, під час згинчування, коли ніпель 40 вставляють у муфту 50 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини, ущільнювальна поверхня 42 ніпеля вступає в контакт з ущільнювальною поверхнею 52 муфти. Отже, коли ніпель 40 продовжують угвинчувати в муфту 50 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини, ущільнювальна поверхня 42 ніпеля вступає в щільний контакт з ущільнювальною поверхнею 52 муфти. За рахунок цього під час згинчування ущільнювальна поверхня 42 ніпеля вступає в щільний контакт з ущільнювальною поверхнею 52 муфти, тим самим формуючи ущільнення, що ґрунтується на безпосередньому контакті металів. У такий спосіб можна підвищити газонепроникність у кожній металевій трубі 1 для нафтової свердловини, що згинчується з іншою трубою.

На Фіг. 6 упорна поверхня 43 ніпеля розташована на передній кінцевій поверхні першої кінцевої частини 10А. Інакше кажучи, у ніпелі 40, зображеному на ФІГ. 6, частина 41 із зовнішнім різьбленням, ущільнювальна поверхня 42 ніпеля та упорна поверхня 43 ніпеля послідовно розташовані в зазначеному порядку від центру основного корпусу 10 труби у напрямку до першої кінцевої частини 10А. Під час згинчування з іншою металевою трубою 1 для нафтової свердловини упорна поверхня 43 ніпеля розташована навпроти упорної поверхні 53 (буде розкрита нижче) муфти 50 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини та контактує з нею. Точніше кажучи, під час згинчування упорна поверхня 43 ніпеля вступає в контакт з упорною поверхнею 53 муфти внаслідок введення ніпеля 40 у муфту 50 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини. Це дає змогу отримати високий крутний момент під час згинчування. Крім того, може бути стабілізовано позиційний взаємозв'язок між ніпелем 40 і муфтою 50 у положенні згинчування.

Слід враховувати, що контактна поверхня 400 ніпеля 40 містить щонайменше частину 41 із зовнішнім різьбленням. Іншими словами, контактна поверхня 400 ніпеля містить частину 41 із зовнішнім різьбленням і не обов'язково містить ущільнювальну поверхню 42 ніпеля та упорну поверхню 43 ніпеля. Контактна поверхня 400 ніпеля може містити частину 41 із зовнішнім різьбленням і упорну поверхню 43 ніпеля і не обов'язково містить ущільнювальну поверхню 42 ніпеля. Контактна поверхня 400 ніпеля може містити частину 41 із зовнішнім різьбленням і ущільнювальну поверхню 42 ніпеля і не обов'язково містить упорну поверхню 43 ніпеля.

Конструкція муфти 50

На Фіг. 7 зображено переріз частини поблизу муфти 50 металевої труби 1 для нафтової свердловини, показаної на Фіг. 5, а саме переріз паралельно напрямку осі металевої труби 1 для нафтової свердловини. Пунктирна лінія на Фіг. 7 позначає конструкцію ніпеля 40 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини у разі згинчування металевої труби 1 для нафтової свердловини з іншою металевою трубою 1 для нафтової свердловини. Як показано на Фіг. 7, муфта 50 містить

контактну поверхню 500 муфти на внутрішній периферійній поверхні другої кінцевої частини 10В основного корпусу 10 труби. Під час згвинчування з іншою металевою трубою 1 для нафтової свердловини контактна поверхня 500 муфти вступає в контакт із контактною поверхнею 400 ніпеля 40 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини, коли ніпель 40 вкручують у муфту 50.

Контактна поверхня 500 муфти містить щонайменше частину 51 із внутрішнім різьбленням, сформовану на внутрішній периферійній поверхні другої кінцевої частини 10В. Під час згвинчування частина 51 із внутрішнім різьбленням контактує з частиною 41 із зовнішнім різьбленням ніпеля 40 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини.

Контактна поверхня 500 муфти може додатково містити ущільнювальну поверхню 52 муфти та упорну поверхню 53 муфти. На Фіг. 7 на внутрішній периферійній поверхні другої кінцевої частини 10В ущільнювальна поверхня 52 муфти розташована далі на стороні основного корпусу 10 труби, ніж частина 51 із внутрішнім різьбленням. Інакше кажучи, ущільнювальна поверхня 52 муфти розташована між частиною 51 із внутрішнім різьбленням і упорною поверхнею 53 муфти. Ущільнювальна поверхня 52 муфти має конусну форму. Зокрема, внутрішній діаметр ущільнювальної поверхні 52 муфти поступово зменшується від частини 51 із внутрішнім різьбленням до упорної поверхні 53 муфти в поздовжньому напрямку (напрямку осі труби) другої кінцевої частини 10В.

Під час згвинчування з іншою металевою трубою 1 для нафтової свердловини ущільнювальна поверхня 52 муфти вступає в контакт з ущільнювальною поверхнею 42 ніпеля 40 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини. Точніше кажучи, під час згвинчування, коли ніпель 40 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини угвинчують у муфту 50, ущільнювальна поверхня 52 муфти вступає в контакт з ущільнювальною поверхнею 42 ніпеля, а коли ніпель 40 продовжують угвинчувати, ущільнювальна поверхня 52 муфти вступає в щільний контакт з ущільнювальною поверхнею 42 ніпеля. За рахунок цього під час згвинчування ущільнювальна поверхня 52 муфти вступає в щільний контакт з ущільнювальною поверхнею 42 ніпеля, тим самим формуючи ущільнення, що ґрунтується на безпосередньому контакті металів. У такий спосіб можна підвищити газонепроникність у кожній металевій трубі 1 для нафтової свердловини, що згвинчується з іншою трубою.

Упорна поверхня 53 муфти розташована далі на стороні основного корпусу 10 труби, ніж ущільнювальна поверхня 52 муфти. Інакше кажучи, у муфті 50 упорна поверхня 53 муфти, ущільнювальна поверхня 52 муфти та частина 51 із внутрішнім різьбленням розташовані послідовно в порядку від центру основного корпусу 10 труби до переднього торця другої кінцевої частини 10В. Під час згвинчування з іншою металевою трубою 1 для нафтової свердловини упорна поверхня 53 муфти розташована навпроти упорної поверхні 43 ніпеля 40 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини та контактує з нею. Точніше кажучи, під час згвинчування упорна поверхня 53 муфти вступає в контакт з упорною поверхнею 43 ніпеля внаслідок введення ніпеля 40 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини в муфту 50. Це дає змогу отримати високий крутний момент під час згвинчування. Крім того, може бути стабілізовано позиційний взаємозв'язок між ніпелем 40 і муфтою 50 у положенні згвинчування.

Контактна поверхня 500 муфти містить щонайменше частину 51 із внутрішнім різьбленням. Під час згвинчування частина 51 із внутрішнім різьбленням контактної поверхні 500 муфти 50 контактує з частиною 41 із зовнішнім різьбленням контактної поверхні 400 ніпеля 40 таким чином, що частина 51 із внутрішнім різьбленням відповідає частині 41 із зовнішнім різьбленням. Ущільнювальна поверхня 52 муфти контактує з ущільнювальною поверхнею 42 ніпеля таким чином, що ущільнювальна поверхня 52 муфти відповідає ущільнювальній поверхні 42 ніпеля. Упорна поверхня 53 муфти контактує з упорною поверхнею 43 ніпеля таким чином, що упорна поверхня 53 муфти відповідає упорній поверхні 43 ніпеля.

Якщо контактна поверхня 400 ніпеля містить частину 41 із зовнішнім різьбленням і не містить ущільнювальну поверхню 42 ніпеля та упорну поверхню 43 ніпеля, контактна поверхня 500 муфти містить частину 51 із внутрішнім різьбленням і не містить ущільнювальну поверхню 52 муфти та упорну поверхню 53 муфти. Якщо контактна поверхня 400 ніпеля містить частину 41 із зовнішнім різьбленням і упорну поверхню 43 ніпеля та не містить ущільнювальну поверхню 42 ніпеля, контактна поверхня 500 муфти містить частину 51 з внутрішнім різьбленням і упорну поверхню 53 муфти та не містить ущільнювальну поверхню 52 муфти. Якщо контактна поверхня 400 ніпеля містить частину 41 із зовнішнім різьбленням і ущільнювальну поверхню 42 ніпеля та не містить упорну поверхню 43 ніпеля, контактна поверхня 500 муфти містить частину 51 із внутрішнім різьбленням та ущільнювальну поверхню 52 муфти і не містить упорну поверхню 53 муфти.

Контактна поверхня 400 ніпеля може містити кілька частин 41 із зовнішнім різьбленням, кілька ущільнювальних поверхонь 42 ніпеля та кілька упорних поверхонь 43 ніпеля. Наприклад, упорна поверхня 43 ніпеля, ущільнювальна поверхня 42 ніпеля, частина 41 із зовнішнім різьбленням, ущільнювальна поверхня 42 ніпеля, упорна поверхня 43 ніпеля, ущільнювальна поверхня 42 ніпеля та частина 41 із зовнішнім різьбленням можуть бути розташовані в зазначеному порядку на контактній поверхні 400 ніпеля 40 у напрямку від переднього кінця першої кінцевої частини 10А до центру

основного корпусу 10 труби. У цьому випадку частина 51 із внутрішнім різьбленням, ущільнювальна поверхня 52 муфти, упорна поверхня 53 муфти, ущільнювальна поверхня 52 муфти, частина 51 із внутрішнім різьбленням, ущільнювальна поверхня 52 муфти та упорна поверхня 53 муфти будуть розташовані в зазначеному порядку на контактній поверхні 500 муфти 50 у напрямі від переднього кінця другої кінцевої частини 10В до центру основного корпусу 10 труби.

На Фіг. 6 і Фіг. 7 зображено так зване "найкраще з'єднання", у якому ніпель 40 містить частину 41 із зовнішнім різьбленням, ущільнювальну поверхню 42 ніпеля та упорну поверхню 43 ніпеля, а муфта 50 містить частину 51 із внутрішнім різьбленням, ущільнювальну поверхню 52 муфти та упорну поверхню 53 муфти. Проте, згідно з розкритим вище ніпель 40 може містити частину 41 із зовнішнім різьбленням і не обов'язково містить ущільнювальну поверхню 42 ніпеля та упорну поверхню 43 ніпеля. У цьому випадку муфта 50 містить частину 51 із внутрішнім різьбленням і не містить ущільнювальну поверхню 52 муфти та упорну поверхню 53 муфти. На ФІГ. 8 представлено вид, що ілюструє один приклад металевої труби 1 для нафтової свердловини, у якій ніпель 40 містить частину 41 із зовнішнім різьбленням і не містить ущільнювальну поверхню 42 ніпеля та упорну поверхню 43 ніпеля, а муфта 50 містить частину 51 із внутрішнім різьбленням і не містить ущільнювальну поверхню 52 муфти та упорну поверхню 53 муфти.

Варіант, у якому металева труба 1 для нафтової свердловини належить до інтегрального типу

Металева труба 1 для нафтової свердловини, зображена на Фіг. 4, Фіг. 5 і Фіг. 8, є металевою трубою 1 для нафтової свердловини з різьбленням і з'єднувальною муфтою, в якій основний корпус 10 труби містить трубчастий корпус 11 ніпеля та з'єднувальну муфту 12. Проте металева труба 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом може належати до інтегрального типу замість типу з різьбленням і з'єднувальною муфтою.

На Фіг. 9 зображено структурну схему, що ілюструє інтегральний тип металевої труби 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом. Як показано на Фіг. 9, металева труба 1 для нафтової свердловини інтегрального типу містить основний корпус 10 труби. Основний корпус 10 труби містить першу кінцеву частину 10А і другу кінцеву частину 10В. Перша кінцева частина 10А розташована на стороні, протилежній другій кінцевій частині 10В. Відповідно до розкритого вище в металевій трубі 1 для нафтової свердловини типу з різьбленням і з'єднувальною муфтою основний корпус 10 труби містить трубчастий корпус 11 ніпеля і з'єднувальну муфту 12. Інакше кажучи, у металевій трубі 1 для нафтової свердловини типу з різьбленням і з'єднувальною муфтою основний корпус 10 труби утворено згвинчуванням двох окремих елементів (трубчастого корпусу 11 ніпеля і з'єднувальної муфти 12). Навпаки, у металевій трубі 1 для нафтової свердловини інтегрального типу основний корпус 10 труби утворено нероз'ємним способом.

Ніпель 40 сформований на першій кінцевій частині 10А основного корпусу 10 труби. При згвинчуванні ніпель 40 вставляють і вгвинчують у муфту 50 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини інтегрального типу, і таким чином фіксують у муфті 50 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини інтегрального типу. Муфта 50 сформована на другій кінцевій частині 10В основного корпусу 10 труби. Під час згвинчування ніпель 40 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини інтегрального типу вставляють і вгвинчують у муфту 50, щоб у такий спосіб загвинтити муфту 50 з ніпелем 40 іншої металевої труби 1 для нафтової свердловини інтегрального типу.

Конструкція ніпеля 40 металевої труби 1 для нафтової свердловини інтегрального типу аналогічна конструкції ніпеля 40 металевої труби 1 для нафтової свердловини типу з різьбленням та з'єднувальною муфтою, показаній на ФІГ. 6. Аналогічно, конструкція муфти 50 металевої труби 1 для нафтової свердловини інтегрального типу така сама, як конструкція муфти 50 металевої труби 1 для нафтової свердловини типу з різьбленням та з'єднувальною муфтою, показаній на Фіг. 7. Слід зазначити, що на Фіг. 6 і Фіг. 7, упорна поверхня 43 ніпеля, ущільнювальна поверхня 42 ніпеля та частина 41 із зовнішнім різьбленням у ніпелі 40 розташовані в зазначеному порядку від переднього кінця першої кінцевої частини 10А в бік центру основного корпусу 10 труби. Таким чином, частина 51 із внутрішнім різьбленням, ущільнювальна поверхня 52 муфти і упорна поверхня 53 муфти в муфті 50 розташовані в цьому порядку від переднього торця другої кінцевої частини 10В у бік центру основного корпусу 10 труби. Проте, аналогічно контактній поверхні 400 ніпеля 40 металевої труби 1 для нафтової свердловини типу з різьбленням і з'єднувальною муфтою, достатньо, щоб контактна поверхня 400 ніпеля 40 металевої труби 1 для нафтової свердловини містила щонайменше частину 41 із зовнішнім різьбленням. Крім того, аналогічно до контактної поверхні 500 муфти 50 металевої труби 1 для нафтової свердловини типу з різьбленням і з'єднувальною муфтою достатньо, щоб контактна поверхня 500 муфти 50 металевої труби 1 для нафтової свердловини містила щонайменше частину 51 із внутрішнім різьбленням.

Стисло, металева труба 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом може належати до типу з різьбленням і з'єднувальною муфтою або інтегрального типу.

Полімерне покриття

Металева труба 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом містить полімерне покриття 100 на або над щонайменше однією поверхнею з контактної поверхні 400 ніпеля та контактної

поверхні 500 муфти. На Фіг. 10 зображено збільшений вигляд контактної поверхні 400 ніпеля, показаної на Фіг. 6. На Фіг. 11 зображено збільшений вигляд контактної поверхні 500 муфти, показаної на Фіг. 7. Як показано на Фіг. 10 та ФІГ. 11, металева труба 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом може містити полімерне покриття 100 на або над обома поверхнями з контактної поверхні 400 ніпеля та контактної поверхні 500 муфти. Проте, також може застосовуватися конфігурація, в якій металева труба 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом містить полімерне покриття 100 на або над тільки контактною поверхнею 400 ніпеля або тільки контактною поверхнею 500 муфти. Наприклад, якщо полімерне покриття 100 утворено на або над контактною поверхнею 400 ніпеля, як показано на Фіг. 10, полімерне покриття 100 не обов'язково повинно бути передбачено на або над контактною поверхнею 500 муфти. Крім того, якщо полімерне покриття 100 утворено на або над контактною поверхнею 500 муфти, як показано на Фіг. 11, полімерне покриття не обов'язково повинно бути передбачено на контактній поверхні 400 ніпеля. Інакше кажучи, металева труба 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом містить полімерне покриття 100 на або над контактною поверхнею 400 ніпеля та/або на або над контактною поверхнею 500 муфти.

Компоненти полімерного покриття

Полімерне покриття 100 містить такі компоненти.

Полімер у кількості від 50,0 до 99,5 мас. %

Полімер, що міститься в полімерному покритті 100 згідно з цим винаходом, не має конкретних обмежень. Проте вважається, що зсувна сила діятиме на полімерне покриття 100 під час згинчування металевої труби 1 для нафтової свердловини. Тому для стабільного підвищення крутного моменту на межі плинності металевої труби 1 для нафтової свердловини, на якій сформовано полімерне покриття 100, бажано використовувати полімер, що має помірну твердість. З урахуванням вищевикладеного, полімер, що міститься в полімерному покритті 100 згідно з цим винаходом, являє собою один або кілька типів, обраних із групи, що містить епоксидну смолу, фенольну смолу, акрилову смолу, уретанову смолу, поліефірну смолу, поліамідоїмідну смолу, поліамідну смолу, поліімідну смолу та поліефірефірефіркетонну смолу. Переважно, полімер згідно з цим винаходом являє собою одну або кілька з таких речовин: епоксидна смола, уретанова смола, поліімідна смола та фенольна смола, ще краще - являє собою один або декілька з таких типів: епоксидна смола та уретанова смола, ще більш переважно - епоксидну смолу або уретанову смолу. Полімерне покриття 100 може містити кілька типів полімеру. Якщо полімерне покриття 100 містить кілька типів полімеру, під "вмістом полімеру" розуміють загальний вміст кількох типів полімеру.

Полімер слугує основним матеріалом полімерного покриття 100. У цьому випадку під "основним матеріалом" розуміють компонент, який найбільше міститься в полімерному покритті 100. Якщо вміст полімеру занадто малий, диспергування в полімері такого компонента, як порошок гідроксиду силікату магнію (див. далі), буде ускладнене. У результаті міцність полімерного покриття на зсув буде знижена. З іншого боку, якщо вміст полімеру занадто великий, інші компоненти, зокрема порошок гідроксиду силікату магнію та/або TiO_2 , не можуть міститися в достатній кількості. У результаті міцність на зсув полімерного покриття 100, навпаки, буде зменшена. Таким чином, вміст полімеру становить від 50,0 до 99,5 мас. %. Переважна нижня межа вмісту полімеру становить 55,0 мас. %, більш переважно - 60,0 мас. %, ще більш переважно - 65,0 мас. %. Переважна верхня межа вмісту полімеру становить 97,0 мас. %, більш переважно - 95,0 мас. %, ще більш переважно - 90,0 мас. %.

Полімерне покриття 100 згідно з цим винаходом містить один тип або два типи речовини, обраної з групи, що містить порошок гідроксиду силікату магнію та TiO_2 . Зокрема, полімерне покриття 100 містить один тип або два типи, вибрані з групи, що містить порошок гідроксиду силікату магнію в кількості від 1,5 до 50,0 мас. % і TiO_2 в кількості від 0,5 до 30,0 мас. %. Кожен із цих компонентів збільшує міцність на зсув полімерного покриття 100.

Порошок гідроксиду силікату магнію в кількості від 1,5 до 50,0 мас. %

Згідно зі цим винаходом порошок гідроксиду силікату магнію є опціональним компонентом, який не обов'язково входить до складу покриття. Тобто вміст порошку гідроксиду силікату магнію може становити 0 мас. %. Присутність порошку гідроксиду силікату магнію збільшує міцність на зсув полімерного покриття 100. Порошок гідроксиду силікату магнію являє собою твердий порошок із шаруватою структурою. Крім того, у порошку гідроксиду силікату магнію велика сила зчеплення між шарами і висока міцність на зсув. Тобто, порошок гідроксиду силікату магнію складається з частинок, що мають високу міцність на зсув у кристалах. Отже, коли на полімерне покриття 100 діє зсувна сила, порошок гідроксиду силікату магнію протидіє зсуву і запобігає виникненню зсувного руйнування полімерного покриття 100. Вважається, що таким чином порошок гідроксиду силікату магнію підвищує міцність на зсув полімерного покриття 100. З іншого боку, якщо вміст порошку гідроксиду силікату магнію занадто великий, вміст полімеру відносно зменшиться, а міцність на зсув полімерного покриття 100, навпаки, знизиться. Таким чином, вміст порошку гідроксиду силікату магнію, введеного до складу сполуки, становить від 1,5 до 50,0 мас. %. Переважна нижня межа вмісту порошку гідроксиду силікату магнію становить 2,0 мас. %, більш переважно - 4,0 мас. %, більш переважно - 7,0 мас. %, ще більш переважно - 10,0 мас. %. Переважна верхня межа вмісту порошку гідроксиду силікату магнію

становить 45,0 мас. %, більш переважно - 43,0 мас. %, ще більш переважно - 40,0 мас. %.

TiO₂ у кількості від 0,5 до 30,0 мас. %

У цьому винаході TiO₂ є опціональним компонентом, який не обов'язково входить до складу покриття. Тобто вміст TiO₂ може становити 0 мас. %. Присутність TiO₂ збільшує міцність на зсув полімерного покриття 100. TiO₂ являє собою частинки твердого порошку. Таким чином, коли на полімерне покриття 100 діє зсувна сила, TiO₂ протидіє зсуву і запобігає виникненню зсувного руйнування полімерного покриття 100. Вважається, що таким чином TiO₂ підвищує міцність на зсув полімерного покриття 100. З іншого боку, якщо вміст TiO₂ є надто високим, TiO₂ сприятиме абразивному зношуванню і може призвести до зниження стійкості металевої труби 1 для нафтової свердловини до утворення задирів. Таким чином, вміст TiO₂, введеного до складу сполуки, становить від 0,5 до 30,0 мас. %. Переважна нижня межа вмісту TiO₂ становить 0,7 мас. %, більш переважно - 1,0 мас. %, більш переважно - 2,0 мас. %, більш переважно - 2,5 мас. %, більш переважно - 2,5 мас. % і ще більш переважно - 5,0 мас. %. Переважна верхня межа вмісту TiO₂ становить 25,0 мас. %, більш переважно - 20,0 мас. %, ще більш переважно - 15,0 мас. %.

Віск у кількості від 0 до 10,0 мас. %.

Віск, що міститься в полімерному покритті 100 згідно з цим винаходом, не має конкретних обмежень. Віск являє собою, наприклад, один тип або кілька з таких типів: тваринний віск, рослинний віск, мінеральний віск і синтетичний віск. Точніше кажучи, віск являє собою один тип або кілька з таких типів: бджолиний віск, спермацетовий віск (перелічені вище типи воску належать до тваринних восків), японський віск, карнаубський віск, канделільський віск і рисовий віск (перелічені вище типи воску належать до рослинних восків), парафін, мікрокристалічний віск, петролатум, монтановий віск, озокерит і церезин (перелічені вище типи воску належать до мінеральних восків), окислений віск, поліетиленовий віск, поліпропіленовий віск, віск Фішера-Тропша, амідний віск та гідрогенізована рицинова олія (рициновий віск) (перелічені вище види воску належать до синтетичних восків). У кращому варіанті віск являє собою поліетиленовий віск і/або поліпропіленовий віск. Полімерне покриття 100 може містити кілька типів воску. Якщо полімерне покриття 100 містить кілька типів воску, під "вмістом воску" розуміють загальний вміст кількох типів воску.

У цьому винаході віск являє собою опціональний компонент, який не обов'язково входить до складу покриття. Тобто вміст воску може становити 0 мас. %. Присутність воску збільшує змащувальну здатність полімерного покриття 100. Якщо присутня навіть невелика кількість воску, вищезазначений ефект настає певною мірою. З іншого боку, якщо вміст воску занадто великий, твердість полімерного покриття 100 зменшиться. У результаті міцність полімерного покриття 100 на зсув буде знижена. Таким чином, вміст воску становить від 0 до 10,0 мас. %. Переважна нижня межа вмісту воску становить 0,1 мас. %, більш переважно - 0,5 мас. %, більш переважно - 1,0 мас. %, ще більш переважно - 1,0 мас. % і ще більш переважно - 2,0 мас. %. Переважна верхня межа вмісту воску становить 9,0 мас. %, більш переважно - 8,0 мас. %, ще більш переважно - 7,5 мас. %.

Присадка на основі фтору у кількості від 0 до 30,0 мас. %.

У цьому описі присадки, що містять фтор, у сукупності названі "присадками на основі фтору". Присадка на основі фтору являє собою, наприклад, перфторополієфір (ПФПЕ) та/або політетрафторетилен (ПТФЕ). Полімерне покриття 100 може містити кілька типів присадки на основі фтору. Якщо полімерне покриття 100 містить кілька типів присадки на основі фтору, під "вмістом присадки на основі фтору" розуміють загальний вміст кількох типів присадки на основі фтору.

Згідно з цим винаходом присадка на основі фтору є опціональним компонентом, який не обов'язково входить до складу покриття. Тобто вміст присадки на основі фтору може становити 0 мас. %. Присутність присадки на основі фтору збільшує змащувальну здатність полімерного покриття 100. Якщо присутня присадка на основі фтору навіть у невеликій кількості, то вищезазначений ефект настає певною мірою. З іншого боку, якщо вміст присадки на основі фтору буде занадто високим, твердість полімерного покриття 100 знизиться. У результаті міцність полімерного покриття 100 на зсув може бути знижена. Таким чином, вміст присадки на основі фтору становить від 0 до 30,0 мас. %. Переважна нижня межа вмісту присадки на основі фтору становить 1,0 мас. %, більш переважно - 3,0 мас. %, більш переважно - 4,5 мас. % і ще більш переважно - 7,5 мас. %. Переважна верхня межа вмісту присадки на основі фтору становить 25,0 мас. %, більш переважно - 20,0 мас. %, більш переважно - 15,0 мас. % і ще більш переважно - 12,5 мас. %.

Графіт у кількості від 0 до 10,0 мас. %.

У цьому винаході графіт є опціональним компонентом, який не обов'язково входить до складу покриття. Тобто вміст графіту може становити 0 мас. %. Присутність графіту збільшує змащувальну здатність полімерного покриття 100. Якщо графіт присутній навіть у невеликій кількості, то вищезгаданий ефект настає певною мірою. З іншого боку, якщо вміст графіту занадто великий, твердість полімерного покриття 100 зменшиться. У результаті міцність полімерного покриття 100 на зсув може бути знижена. Таким чином, вміст графіту становить від 0 до 10,0 мас. %. Переважна нижня межа вмісту графіту становить 1,0 мас. %, більш переважно - 2,0 мас. %, ще більш переважно - 3,0 мас. %. Переважна верхня межа вмісту графіту становить 9,0 мас. %, більш переважно - 8,0 мас. %,

ще більш переважно - 7,0 мас. %.

Антикорозійний пігмент у кількості від 0 до 30,0 мас. %.

Згідно з цим винаходом вибір антикорозійного пігменту, по суті, не обмежений за умови, що обраний пігмент є добре відомим пігментом, що підсилює антикорозійні властивості полімерного покриття 100. Антикорозійний пігмент являє собою, наприклад, один або кілька типів, обраних з групи, що містить фосфат цинку, триполіфосфат алюмінію, фосфіт алюмінію, металеве мило карбонової кислоти і сульфонат. Полімерне покриття 100 може містити кілька типів антикорозійного пігменту. Якщо полімерне покриття 100 містить кілька типів антикорозійного пігменту, під "вмістом антикорозійного пігменту" розуміють загальний вміст кількох типів антикорозійного пігменту.

Згідно з цим винаходом антикорозійний пігмент являє собою опціональний компонент, який не обов'язково входить до складу покриття. Тобто вміст антикорозійного пігменту може становити 0 мас. %. Присутність антикорозійного пігменту підвищує антикорозійні властивості полімерного покриття 100. Якщо присутній антикорозійний пігмент навіть у невеликій кількості, то вищезазначений ефект настає певною мірою. З іншого боку, якщо вміст антикорозійного пігменту є надто високим, під час формування полімерного покриття 100 виникатимуть дефекти. Таким чином, вміст антикорозійного пігменту становить від 0 до 30,0 мас. %. Переважна нижня межа вмісту антикорозійного пігменту становить 1,0 мас. %, більш переважно - 2,0 мас. %, більш переважно - 3,0 мас. %, ще більш переважно - 3,0 мас. % і ще більш переважно - 4,0 мас. %. Переважна верхня межа вмісту антикорозійного пігменту становить 25,0 мас. %, більш переважно - 20,0 мас. %, ще більш переважно - 10,0 мас. %.

Фарбувальний пігмент: від 0 до 10,0 мас. %.

Згідно з цим винаходом вибір фарбувального пігменту, по суті, не обмежений за умови, що обраний пігмент є добре відомим пігментом, здатним забарвлювати полімерне покриття 100. Фарбувальний пігмент являє собою, наприклад, один або кілька типів, обраних з групи, що містить фталоціанін міді, оксид цинку, жовтий оксид заліза, оксид заліза і гідроксид хрому. Полімерне покриття 100 може містити кілька типів фарбувальних пігментів. Якщо полімерне покриття 100 містить кілька типів фарбувальних пігментів, під "вмістом фарбувального пігменту" розуміють загальний вміст кількох типів фарбувальних пігментів.

Згідно з цим винаходом фарбувальний пігмент являє собою опціональний компонент, який не обов'язково входить до складу покриття. Тобто вміст фарбувального пігменту може становити 0 мас. %. Присутність фарбувального пігменту забарвлює полімерне покриття 100. У результаті полегшується візуальне розпізнавання пошкоджень полімерного покриття 100. Якщо фарбувальний пігмент присутній навіть у невеликій кількості, то вищезазначений ефект настає певною мірою. З іншого боку, якщо вміст фарбувального пігменту занадто високий, під час формування полімерного покриття 100 виникатимуть дефекти. Таким чином, вміст фарбувального пігменту становить від 0 до 10,0 мас. %. Переважна нижня межа вмісту фарбувального пігменту становить 0,1 мас. %, більш переважно - 0,2 мас. %, ще більш переважно - 0,5 мас. %. При введенні фарбувального пігменту до складу сполуки переважна верхня межа вмісту фарбувального пігменту становить 8,0 мас. %, більш переважно - 5,0 мас. %, ще більш переважно - 3,0 мас. %.

Зв'язувальний агент у кількості від 0 до 10,0 мас. %.

У цьому винаході зв'язувальний агент, по суті, не обмежений і, наприклад, є одним типом або двома типами, вибраними з групи, що містить силановий зв'язувальний агент і титановий зв'язувальний агент. Полімерне покриття 100 може містити кілька типів зв'язувальних агентів. Якщо полімерне покриття 100 містить кілька типів зв'язувальних агентів, під "вмістом зв'язувального агенту" розуміють загальний вміст декількох типів зв'язувальних агентів.

Згідно з цим винаходом, зв'язувальний агент являє собою опціональний компонент, який не обов'язково входить до складу покриття. Тобто вміст зв'язувального агенту може становити 0 мас. %. Присутність зв'язувального агенту збільшує адгезійну здатність полімерного покриття 100. Таким чином, під час багаторазового згвинчування та розгвинчування металевої труби 1 для нафтової свердловини зв'язувальний агент запобігає розшаровуванню полімерного покриття 100. Якщо зв'язувальний агент присутній навіть у невеликій кількості, то вищезазначений ефект настає певною мірою. З іншого боку, якщо вміст зв'язувального агенту перевищує 10,0 мас. %, під час формування полімерного покриття 100 виникатимуть дефекти. Таким чином, вміст зв'язувального агенту становить від 0 до 10,0 мас. %. Переважна нижня межа вмісту зв'язувального агенту становить 0,1 мас. %, більш переважно - 0,2 мас. %, ще більш переважно - 0,5 мас. %. Переважна верхня межа вмісту зв'язувального агенту становить 8,0 мас. %, більш переважно - 6,0 мас. %, ще більш переважно - 4,0 мас. %.

Інші компоненти в кількості від 0 до 10,0 мас. %.

Згідно з цим винаходом інші компоненти являють собою опціональні компоненти, які не обов'язково входять до складу покриття. Тобто вміст інших компонентів може становити 0 мас. %. Під "іншими компонентами" розуміють, наприклад, один тип або два типи, обраних із групи, що містить антисептичний агент та/або антиоксидант. За наявності інших компонентів, загальний вміст інших

компонентів становить 10,0 мас. % і менше. Таким чином, загальний вміст інших компонентів становить від 0 до 10,0 мас. %.

Полімерне покриття 100 може являти собою полімерне покриття 100, що містить: полімер у кількості від 50,0 до 99,5 мас. %; віск у кількості від 0 до 10,0 мас. %, присадку на основі фтору у кількості від 0 до 30,0 мас. %, графіт у кількості від 0 до 10,0 мас. %, антикорозійний пігмент у кількості від 0 до 30,0 мас. %, фарбувальний пігмент у кількості від 0 до 10,0 мас. %, зв'язувальний агент у кількості від 0 до 10,0 мас. %, інші компоненти у кількості від 0 до 10,0 мас. % та один тип або два типи, вибрані з групи, яка містить порошок гідроксиду силікату магнею у кількості від 1,5 до 50,0 мас. % і TiO_2 у кількості від 0,5 до 30,0 мас. %.

Формула (1)

Виходячи з того, що полімерне покриття 100 містить вищезгадані компоненти, полімерне покриття 100 задовольняє наступній формулі (1):

$$(W+F+G)/(M+T) \leq 5.00, (1)$$

причому у формулі (1) W є вмістом воску в мас. %, F - вмістом присадки на основі фтору в мас. %, G - вмістом графіту в мас. %, M - вмістом порошку гідроксиду силікату магнею в мас. %, T - вмістом TiO_2 в мас. %.

Тут $F1 = (W+F+G)/(M+T)$ служить показником міцності на зсув полімерного покриття 100. Як зазначено вище, чим вищий вміст порошку гідроксиду силікату магнею та вміст TiO_2 , тим вища міцність на зсув полімерного покриття 100. З іншого боку, чим вищий вміст воску, присадки на основі фтору та графіту, тим нижча міцність на зсув полімерного покриття 100. Таким чином, міцність на зсув полімерного покриття 100 можна збільшити, якщо відношення загального вмісту воску, присадки на основі фтору і графіту до загального вмісту порошку гідроксиду силікату магнею і TiO_2 буде невеликим. Слід зазначити, що стосовно полімерного покриття 100, що містить вищезгадані компоненти, на прикладах, що будуть розкриті далі, було перевірено, що можна отримати міцність на зсув полімерного покриття 100 36,00 МПа та більше, надавши F1 значення 5,00 та менше.

Тому в цьому винаході, виходячи з того, що полімерне покриття 100 містить вищезгадані компоненти, F1 становить 5,00 і менше. Переважна верхня межа F1 становить 4,90, більш переважно - 4,80, ще більш переважно - 4,70. Нижня межа F1 по суті не обмежена і може становити 0,00.

При використанні полімерного покриття 100, що містить вищезгадані компоненти і задовольняє формулу (1), міцність на зсув збільшується. У результаті крутий момент на межі плинності металевої труби 1 для нафтової свердловини, що містить полімерне покриття 100, збільшується.

Міцність на зсув

Хоча величина міцності на зсув полімерного покриття 100, по суті, не обмежена, переважною є більш висока міцність на зсув. Якщо міцність на зсув полімерного покриття 100 становить 36,00 МПа і більше, можна значно збільшити крутий момент на межі плинності металевої труби 1 для нафтової свердловини, що містить полімерне покриття 100. Тому міцність на зсув полімерного покриття 100, переважно, становить 36,00 МПа і більше. Переважна нижня межа міцності на зсув полімерного покриття 100 становить 36,50 МПа, більш переважно - 36,70 МПа, ще більш переважно - 37,00 МПа. Хоча верхня межа міцності на зсув полімерного покриття 100, по суті, не обмежена, верхня межа становить, наприклад, 70,00 МПа.

Спосіб вимірювання міцності на зсув

Міцність на зсув полімерного покриття 100 можна виміряти таким способом. Міцність на зсув зразка, на якому сформовано полімерне покриття 100, визначають за допомогою системи аналізу поверхні та межі розділу фаз (виробництва DAIPLA WINTES CO., LTD; назва продукту: SAICAS). Зокрема, полімерне покриття 100 формують на холоднокатаному сталевому аркуші (хімічний склад: $C \leq 0,15\%$, $Mn \leq 0,60\%$, $P \leq 0,100\%$, $S \leq 0,050\%$, і решта: Fe та домішки). Задана товщина покриття становить 20 мкм. Використовуючи гостре ріжуче лезо, поверхню полімерного покриття 100 розрізають по діагоналі під кутом 10° з постійною швидкістю (горизонтальна швидкість 2 мкм/с, вертикальна швидкість 0,2 мкм/с), щоб спричинити відшаровування полімерного покриття 100 від холоднокатаного сталевого листа. Слід зазначити, що випробування виконують виключно за кімнатної температури. У цей час міцність на зсув (МПа) полімерного покриття 100 може бути визначена на основі горизонтальної сили та вертикальної сили, прикладеної до ріжучого леза, а також вертикального зміщення.

Товщина полімерного покриття

Згідно з цим винаходом товщина полімерного покриття 100 по суті не обмежена. Товщина полімерного покриття 100 становить, наприклад, від 1 до 100 мкм. У цьому випадку можна отримати більш стабільне збільшення крутного моменту на межі плинності металевої труби 1 для нафтової свердловини. Нижня межа товщини полімерного покриття 100 переважно становить 2 мкм, більш переважно - 5 мкм і ще більш переважно - 10 мкм. Верхня межа товщини полімерного покриття 100 переважно становить 50 мкм, більш переважно - 40 мкм і ще більш переважно - 30 мкм.

Спосіб вимірювання товщини полімерного покриття

Товщину полімерного покриття 100 можна виміряти таким способом. Зонд електромагнітного індукційного приладу для вимірювання товщини плівки приводять у контакт із контактною поверхнею 400 ніпеля або контактною поверхнею 500 муфти, на якій сформовано полімерне покриття 100. Зонд оснащений електромагнітом, і коли до нього наближається магнітний об'єкт, відбувається електромагнітна індукція, і його напруга змінюється залежно від відстані між зондом і магнітним об'єктом. Товщину полімерного покриття 100 визначають за зміною напруги. Вимірювання проводять у дванадцяти місцях (на 0°, 30°, 60°, 90°, 120°, 150°, 180°, 210°, 240°, 270°, 300° та 330°) в оточуючому напрямку металевої труби 1 для нафтової свердловини. Середнє арифметичне результатів вимірювання у дванадцяти місцях є товщиною полімерного покриття 100.

Хімічний склад основного корпусу труби

Хімічний склад основного корпусу 10 металевої труби 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом, по суті, не обмежений. Відповідно, вид сталі основного корпусу 10 металевої труби 1 для нафтової свердловини, по суті, не обмежений. Основний корпус 10 труби може бути сформований, наприклад, з вуглецевої сталі, нержавіючої сталі, легованої сталі тощо. Відповідно, металева труба 1 для нафтової свердловини може являти собою сталеву трубу, виготовлену зі сплаву на основі заліза, або трубу зі сплаву, представлену трубою зі сплаву на основі нікелю. У даному випадку під сталеву трубу розуміють, наприклад, трубу з низьколегованої сталі, мартенситної нержавіючої сталі та дуплексної нержавіючої сталі. Серед легуваних сталей високу корозійну стійкість мають високолеговані сталі, зокрема, сплави на основі нікелю і дуплексні нержавіючі сталі, які містять легувальні елементи, зокрема, Cr, Ni і Mo. Таким чином, при використанні цих високолегованих сталей в якості основного корпусу 10 труби досягається чудова корозійна стійкість в корозійному середовищі, що містить сірководень, діоксид вуглецю тощо.

Спосіб виготовлення

Спосіб виготовлення металевої труби 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом розкрито нижче.

Спосіб виготовлення металевої труби 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом містить процес підготовки, процес нанесення та процес затвердіння. Процес затвердіння здійснюють після процесу нанесення.

Процес підготовки

У процесі підготовки готують сталеву трубу 1 для нафтової свердловини, яка має основний корпус 10 труби, що містить ніпель 40, який містить контактну поверхню 400 ніпеля, що має частину 41 із зовнішнім різьбленням, і муфту 50, яка містить контактну поверхню 500 муфти, що має частину 51 із внутрішнім різьбленням. Відповідно до розкритого вище металева труба 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом має загальновідому конструкцію. Іншими словами, у процесі підготовки достатньо підготувати сталеву трубу 1 для нафтової свердловини, яка має загальновідому конструкцію.

Процес нанесення

У процесі нанесення композицію наносять на контактну поверхню 400 ніпеля та/або контактну поверхню 500 муфти підготовленої металевої труби 1 для нафтової свердловини. Під композицією розуміють композицію для формування вищевказаного полімерного покриття 100. До складу композиції входить: полімер у кількості від 50,0 до 99,5 мас. %; віск у кількості від 0 до 10,0 мас. %, присадка на основі фтору в кількості від 0 до 30,0 мас. %, графіт у кількості від 0 до 10,0 мас. %, антикорозійний пігмент у кількості від 0 до 30,0 мас. %, фарбувальний пігмент у кількості від 0 до 10,0 мас. %, зв'язувальний агент у кількості від 0 до 10,0 мас. % і один тип або два типи, вибрані з групи, що містить порошок гідроксиду силікату магнію в кількості від 1,5 до 50,0 мас. % та TiO_2 у кількості від 0,5 до 30,0 мас. %; за такого виконання виконується умова формули (1). Композиція також містить розчинник. Композиція для формування полімерного покриття 100 аналогічна розкритому вище полімерному покриттю 100, за винятком розчинника.

Композицію можна отримати, наприклад, шляхом розплавлення або диспергування полімеру, порошку гідроксиду силікату магнію та/або TiO_2 і, за необхідності, інших компонентів у розчиннику та їх змішування. Розчинник являє собою, наприклад, одну або кілька з таких речовин: вода, спирт і органічний розчинник. Розчинник може містити невелику кількість поверхнево-активної речовини. Вміст розчинника по суті не обмежений. Достатньо відрегулювати вміст розчинника до певної в'язкості згідно з методом нанесення. Вміст розчинника становить, наприклад, від 40 до 60 мас. %, якщо прийняти суму всіх компонентів, крім розчинника, за 100 мас. %.

Спосіб нанесення композиції на контактну поверхню 400 ніпеля та/або контактну поверхню 500 муфти по суті не обмежений, і можливе застосування добре відомого способу. Наприклад, композицію у формі розчину наносять на контактну поверхню 400 ніпеля та/або контактну поверхню 500 муфти шляхом розпилення. У цьому випадку в'язкість композиції слід відрегулювати таким чином, щоб забезпечити можливість її нанесення шляхом розпилення покриття в навколишньому середовищі за нормальної температури та нормального тиску. Замість нанесення розпиленням можливе

застосування іншого способу, такого як нанесення пензлем або занурення, для нанесення композиції на контактну поверхню 400 ніпеля та/або контактну поверхню 500 муфти.

Процес затвердіння

У процесі затвердіння нанесена композиція твердне для формування полімерного покриття 100. Під час нагрівання композиції, нанесеної на контактну поверхню 400 ніпеля та/або контактну поверхню 500 муфти, композицію піддають термічному затвердінню і формують тверде полімерне покриття 100. Вибір способу нагрівання, по суті, не обмежений, і допускається використання відомого способу. Наприклад, спосіб нагрівання являє собою спосіб, у якому металеву трубу 1 для нафтової свердловини, на яку нанесено композицію, поміщають у відому нагрівальну піч і нагрівають. Температура нагрівання становить, наприклад, від 200 до 250° С, а час нагрівання - наприклад, від 5 до 30 хвилин.

Металеву трубу 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом виготовляють із застосуванням вищевказаних процесів. Слід зазначити, що спосіб виготовлення металеві труби 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом може містити інші процеси.

Процес попередньої обробки

Спосіб виготовлення металеві труби 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом може додатково містити процес попередньої обробки перед процесом нанесення. На етапі попередньої обробки виконують, наприклад, один або кілька наступних видів обробки з групи, до якої входить травлення, струменева обробка та лужне знежирення.

Під час травлення, наприклад, контактну поверхню 400 ніпеля та/або контактну поверхню 500 муфти занурюють у розчин сильної кислоти, наприклад, сірчаної кислоти, соляної кислоти, азотної кислоти, плавикової кислоти або їхню суміш, щоб підвищити таким чином шорсткість контактної поверхні 400 ніпеля та/або контактної поверхні 500 муфти. Під час струменевого оброблення, наприклад, виконують піскоструминне оброблення, під час якого абразивний матеріал (абразив) змішують зі стисненим повітрям і отриману суміш подають на контактну поверхню 400 ніпеля та/або контактну поверхню 500 муфти. У цьому випадку збільшується шорсткість контактної поверхні 400 ніпеля та/або контактної поверхні 500 муфти.

Слід зазначити, що як процес попередньої обробки на контактній поверхні 400 ніпеля та контактній поверхні 500 муфти можуть бути здійснені однакові або відмінні один від одного процеси. Крім того, попередня обробка може бути виконана тільки на контактній поверхні 400 ніпеля або тільки на контактній поверхні 500 муфти.

Металеву трубу 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом виробляють із застосуванням вищеописаних процесів. Проте спосіб виготовлення, розкритий вище, є одним із прикладів способу виготовлення металеві труби 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом, і цей винахід не обмежується розкритим вище способом виготовлення. Металева труба 1 для нафтової свердловини згідно з цим винаходом також може бути виготовлена іншим способом.

Приклад

Переваги металеві труби для нафтової свердловини згідно з цим винаходом розкрито нижче на прикладах. Умови в нижченаведених прикладах являють собою один із прикладів умов, які використовують для підтвердження технологічності та переваг металеві труби для нафтової свердловини згідно з цим винаходом. Відповідно, металева труба для нафтової свердловини згідно з цим винаходом не обмежується цим прикладом умов.

У прикладах були підготовлені композиції для формування полімерних покриттів і оцінена міцність на зсув відповідних полімерних покриттів. Конкретні деталі розкрито нижче.

Випробування на міцність на зсув

Були підготовлені композиції, що містять зазначені в таблиці 1 хімічні сполуки. Відповідні компоненти в масових відсотках від складу кожного номера випробування і F1, визначений на основі відповідних компонентів і формули (1), наведено в таблиці 1. Слід зазначити, що кожна композиція містила розчинник на додаток до хімічного складу, зазначеного в таблиці 1. Як розчинник використовували розчин із суміші води, спирту та поверхнево-активної речовини. Кожну приготовану композицію наносили на холоднокатаний сталевий лист (хімічний склад: C ≤ 0,15 %, Mn ≤ 0,60 %, P ≤ 0,100 %, S ≤ 0,050 %, і решта: Fe і домішки). Задана товщина покриття становила 20 мкм. Холоднокатаний сталевий лист, на який було нанесено композицію, нагрівали в нагрівальній печі за температури від 200 до 250°C протягом 5-30 хвилин, отримуючи полімерне покриття.

Таблиця 1

Випробування	Композиція для полімерного покриття	Результат оцін
--------------	-------------------------------------	----------------

№														юван ня
	Епо кси дна смо ла (мас. %)	Урет анов а смо ла (мас. %)	Пол іме р (мас. %)	Віск (мас. %)	Прис адка на осно ві фтор у (мас. %)	Граф іт (мас. %)	Антик орозій ний пігмен т (мас. %)	Фарб уваль ний пігмен т (мас. %)	Сила новий зв'язу вальн ий агент (мас. %)	Титан овий зв'язу вальн ий агент (мас. %)	Порош ок гідрокс иду силікат у магнію (мас. %)	TiO ₂ (мас. %)	F1	Міцні сть на зсув (МПа)
1	98,6	0,0	98,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,00	58,30
2	89,9	0,0	89,9	0,0	0,0	0,0	7,6	1,1	0,0	0,0	0,0	1,4	0,00	55,67
3	77,6	0,0	77,6	0,0	12,0	0,0	7,0	1,0	0,0	0,0	2,4	0,0	5,00	37,91
4	85,6	0,0	85,6	0,0	0,0	0,0	7,0	1,0	3,0	0,0	3,4	0,0	0,00	42,09
5	77,1	0,0	77,1	0,0	0,0	0,0	4,9	1,0	2,4	0,0	14,6	0,0	0,00	40,30
6	77,1	0,0	77,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2,4	0,0	19,5	0,0	0,00	56,00
7	84,4	0,0	84,4	4,9	0,0	0,0	7,3	1,0	0,0	0,0	2,4	0,0	2,04	39,02
8	67,5	0,0	67,5	9,8	0,0	0,0	4,9	1,0	2,1	0,0	14,7	0,0	0,67	36,30
9	72,3	0,0	72,3	4,9	0,0	0,0	4,9	1,0	2,2	0,0	14,7	0,0	0,33	40,30
10	73,1	0,0	73,1	3,0	0,0	0,0	4,9	1,0	3,0	0,0	15,0	0,0	0,20	42,27
11	73,1	0,0	73,1	0,0	0,0	3,0	4,9	1,0	3,0	0,0	15,0	0,0	0,20	40,48
12	65,1	0,0	65,1	3,0	3,0	0,0	4,9	1,0	3,0	0,0	20,0	0,0	0,30	44,22
13	65,7	0,0	65,7	0,0	2,0	2,0	4,9	1,0	3,0	0,0	20,0	1,4	0,19	44,41
14	64,7	0,0	64,7	3,0	0,0	2,0	4,9	1,0	3,0	0,0	20,0	1,4	0,23	40,64
15	63,7	0,0	63,7	2,0	2,0	2,0	4,9	1,0	3,0	0,0	20,0	1,4	0,28	39,85
16	79,0	0,0	79,0	0,0	4,5	0,0	7,6	1,0	3,0	0,0	0,0	5,1	0,88	40,33
17	69,0	0,0	69,0	0,0	4,5	0,0	7,6	1,0	3,0	0,0	0,0	15,0	0,30	55,67
18	80,3	0,0	80,3	0,0	3,0	0,0	7,3	1,0	0,0	3,4	5,0	0,0	0,60	58,00
19	59,7	0,0	59,7	0,0	0,0	0,0	4,9	1,0	3,0	0,0	30,0	1,4	0,00	36,89
20	71,1	0,0	71,1	5,0	10,0	0,0	4,9	1,0	0,0	3,0	5,0	0,0	3,00	43,16
21	0,0	80,3	80,3	0,0	3,0	0,0	7,3	1,0	0,0	3,4	5,0	0,0	0,60	47,31
22	0,0	76,0	76,0	0,0	10,7	0,0	7,0	1,0	0,0	0,0	0,0	5,0	2,14	47,07
23	57,0	0,0	57,0	0,0	12,0	0,0	22,0	9,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	35,87
24	61,1	0,0	61,1	5,0	15,0	10,0	4,9	1,0	0,0	3,0	0,0	0,0	-	33,66
25	56,1	0,0	56,1	10,0	20,0	0,0	4,9	1,0	0,0	3,0	5,0	0,0	6,00	34,91
26	56,1	0,0	56,1	10,0	10,0	10,0	4,9	1,0	0,0	3,0	5,0	0,0	6,00	34,91
27	0,0	57,0	57,0	0,0	30,0	0,0	7,0	1,0	0,0	0,0	0,0	5,0	6,00	16,73
28	0,0	57,0	57,0	0,0	29,6	0,0	7,0	1,0	0,0	0,0	0,0	5,0	5,91	15,04
29	48,6	0,0	48,6	0,0	0,0	0,0	7,5	1,0	2,5	0,0	39,0	1,4	0,00	16,30
30	49,8	0,0	49,8	0,0	0,0	0,0	7,7	1,1	0,0	0,0	40,0	1,4	0,00	33,41

У кожному номері випробування вимірювали міцність на зсув холоднокатаного сталевих листа, на якому було сформовано полімерне покриття. Міцність на зсув вимірювали розкритим вище способом. Отримана міцність на зсув (МПа) для кожного номера випробування вказана в таблиці 1.

Результати оцінювання

Як показано в Таблиці 1 щодо полімерних покриттів у випробуваннях № 1-22, вміст кожного компонента був відповідним, і композиція кожного полімерного покриття відповідала формулі (1). У результаті міцність на зсув кожного з цих полімерних покриттів становила 36,00 МПа і більше, і таким чином ці полімерні покриття мали високу міцність на зсув.

З іншого боку, в полімерних покриттях у випробуваннях № 23 і 24 був відсутній порошок гідроксиду силікату магнію або TiO₂. У результаті міцність на зсув цих полімерних покриттів становила менше 36,00 МПа, і таким чином ці полімерні покриття не мали високої міцності на зсув.

У випробуваннях № 25-28, незважаючи на відповідний вміст кожного компонента у відповідних полімерних покриттях, композиції цих полімерних покриттів не відповідали формулі (1). У результаті міцність на зсув цих полімерних покриттів становила менше ніж 36,00 МПа, і таким чином ці полімерні покриття не мали високої міцності на зсув.

У полімерних покриттях у випробуваннях № 29 і 30 вміст полімеру був занадто низьким. У результаті міцність на зсув цих полімерних покриттів становила менше ніж 36,00 МПа, і таким чином ці полімерні покриття не мали високої міцності на зсув.

Вище було розкрито приклад здійснення винаходу цього винаходу. Проте, вищевикладений приклад здійснення винаходу є одним із прикладів реалізації цього винаходу. Відповідно, цей винахід не обмежений вищеописаним прикладом здійснення винаходу, і згаданий вище приклад здійснення винаходу може бути відповідним чином змінений у межах обсягу без відхилення від сутності цього винаходу.

Перелік довідкових позначень

1 Металічна труба для нафтової свердловини

10 Основний корпус труби

10А Перша кінцева частина

10В Друга кінцева частина

11 Трубчастий корпус ніпеля

12 З'єднувальна муфта

40 Ніппель

41 Частина із зовнішнім різьбленням

42 Ущільнювальна поверхня ніпеля

43 Упорна поверхня ніпеля

50 Муфта

51 Частина з внутрішнім різьбленням

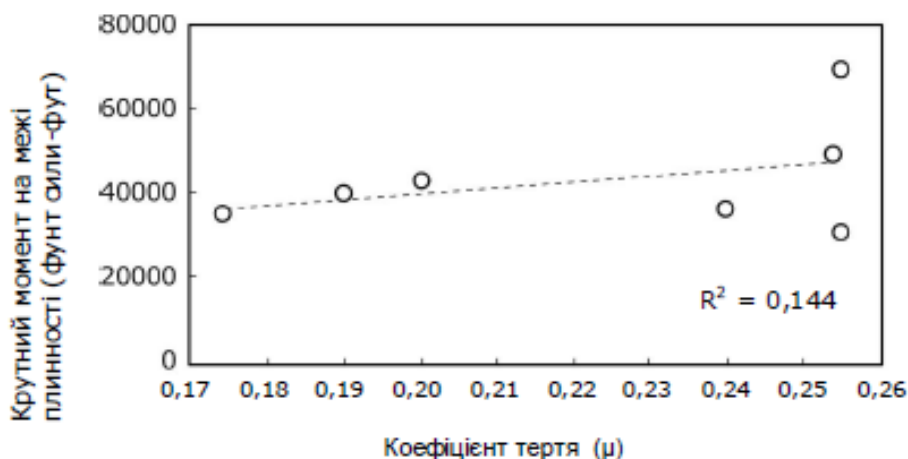
52 Ущільнювальна поверхня муфти

53 Упорна поверхня муфти

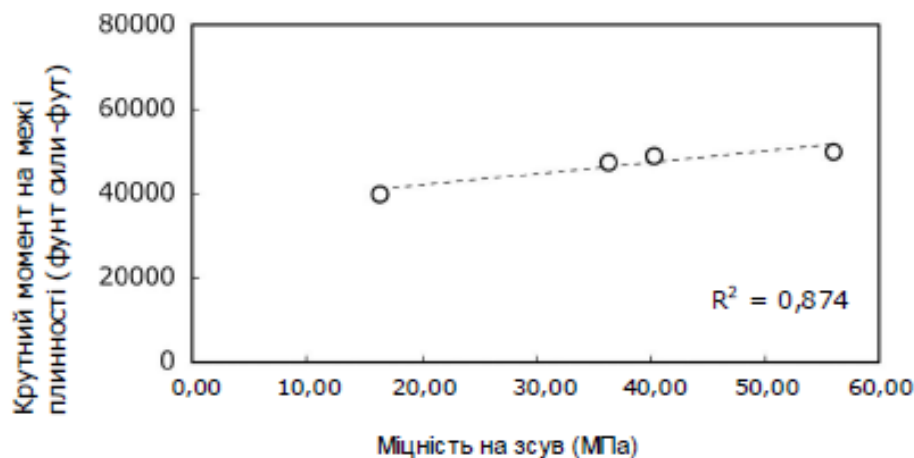
100 Полімерне покриття

400 Контактна поверхня ніпеля

500 Контактна поверхня муфти



Фиг. 1



Фиг. 2

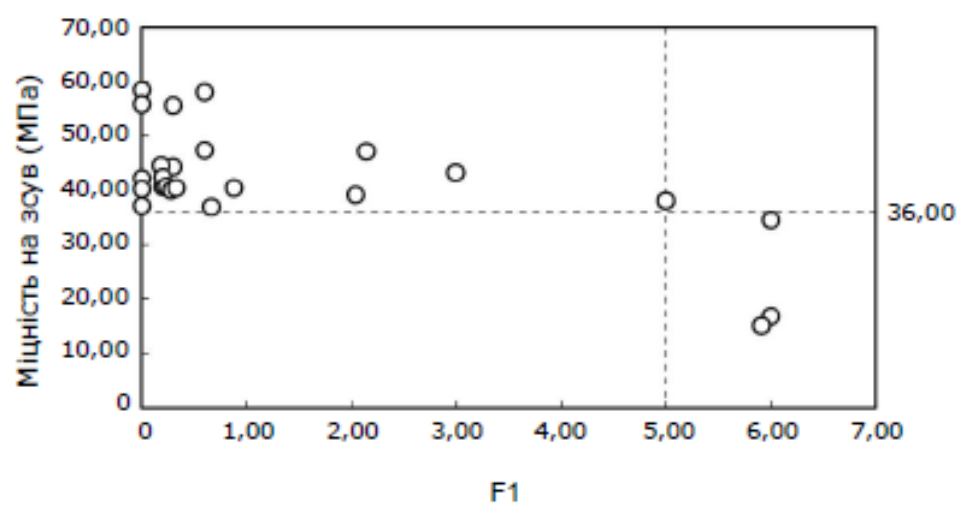


Fig. 3

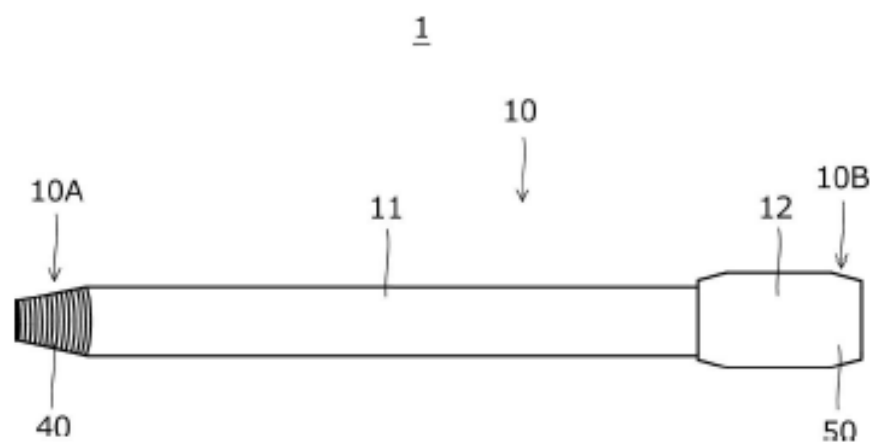


Fig. 4

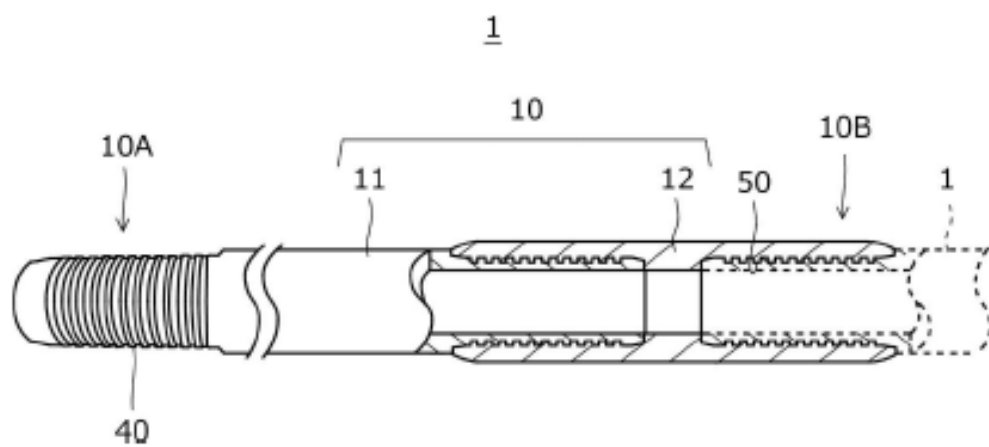


Fig. 5

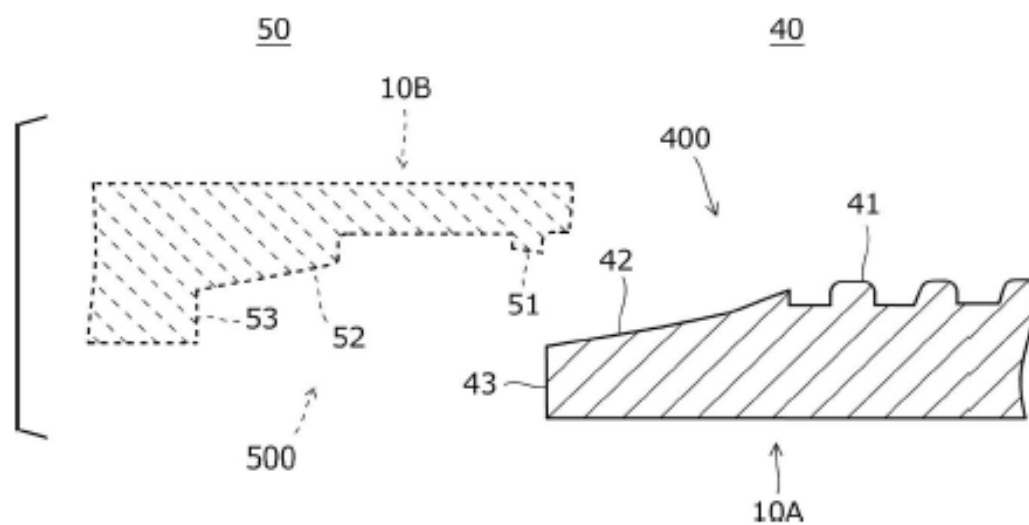


Fig. 6

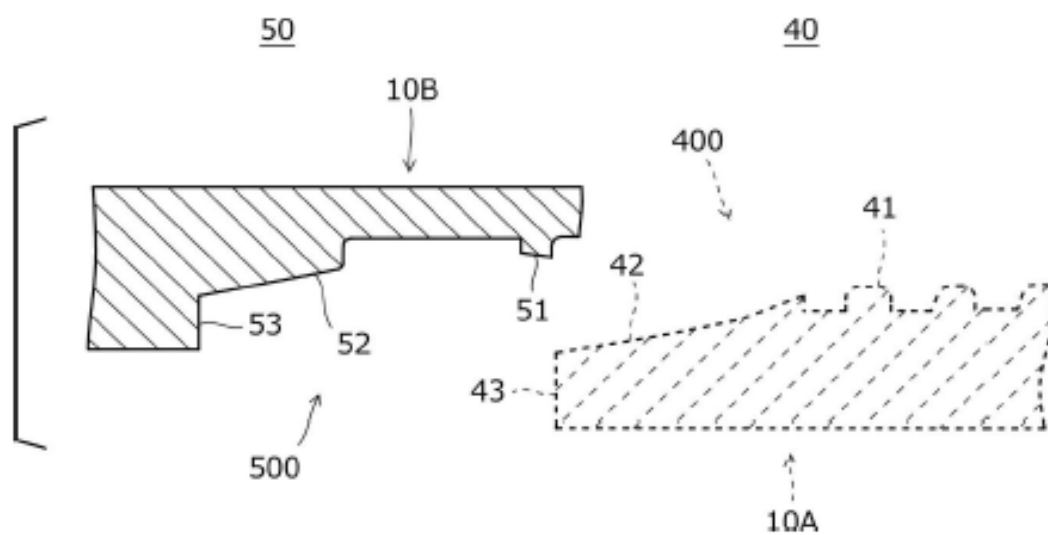


Fig. 7

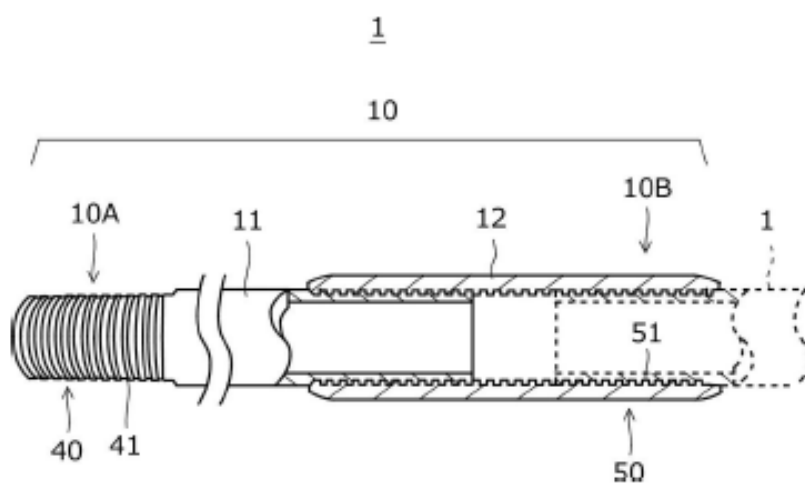


Fig. 8

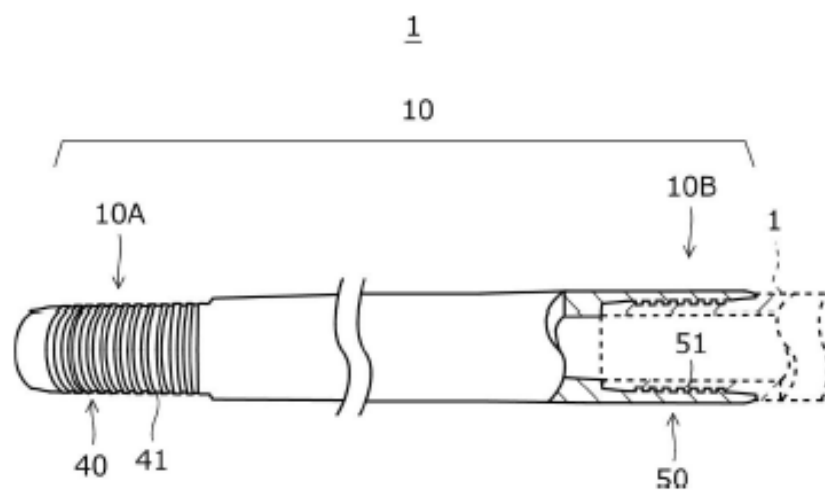


Fig. 9

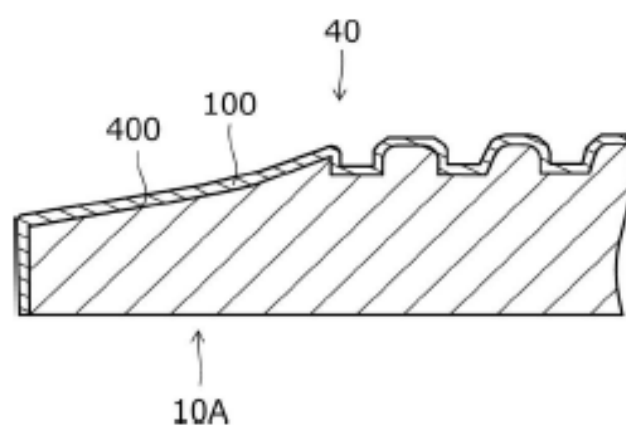


Fig. 10

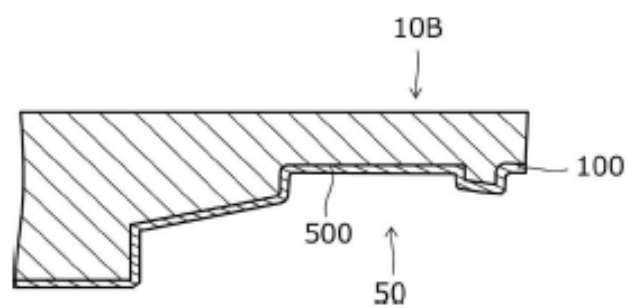


Fig. 11