



ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ

УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **94194** (13) **U**
(51) МПК
B08B 9/02 (2006.01)

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: u 2013 15179	(72) Винахідник(и): Братах Михайло Іванович (UA), Кустурова Олена Валеріївна (UA), Фесенко Юрій Леонідович (UA), Кривуля Сергій Вікторович (UA), Світлицький Віктор Михайлович (UA), Вахрів Андрій Петрович (UA)
(22) Дата подання заявки: 24.12.2013	
(24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: 10.11.2014	
(46) Публікація відомостей про видачу патенту: 10.11.2014, Бюл.№ 21	(73) Власник(и): ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ", вул. Кудрявська, 26/28, м. Київ, 04053 (UA)
	(74) Представник: Савченко Галина Миколаївна, реєстр. №291

(54) СПОСІБ ОЧИСТКИ ВНУТРІШНЬОЇ ПОРОЖНИНИ ТРУБОПРОВОДУ

(57) Реферат:

Спосіб очистки внутрішньої порожнини трубопроводу полягає у формуванні поршня шляхом перемішування компонентів до отримання однорідної маси, видалення забруднень за рахунок переміщення поршня у порожнині трубопроводу з наступним його руйнуванням. Спочатку вводять розчин інгібітору корозії, а поршень формують у вигляді пружно-полімерної композиції в еластичній оболонці, що руйнується під час руху, при цьому час руйнування поршня має бути не менше часу його проходження у трубопроводі.

UA 94194 U

Корисна модель належить до процесів очистки від забруднень внутрішньої порожнини рельєфних газопроводів, які формують газозбірну систему родовищ будь-якого типу, незалежно від стадії розробки, робочого тиску і дебіту свердловин.

Відомий спосіб видалення рідини з газопроводу [АС СРСР № 441046, МПК В08В 9/02, публ. 30.08.1974 р., бюл. № 32] шляхом продувки його газом, при якому для прискорення і здешевлення процесу перед продувкою газопроводу газом в його вхідну ділянку вводять піну, створену шляхом спінування газу, відібраного з газопроводу.

Недоліком цього способу є те, що в умовах низьких швидкостей піни зменшується сила тангенціального тертя, в декілька разів збільшується час контакту, пов'язаний з частковим руйнуванням піни і порушенням суцільності потоку. Результатом є зміна форми руху піногазорідинного потоку із пробкової на хвильову розшаровану, що призводить до руйнування пінного поршня. В умовах високих швидкостей піни в порожнині трубопроводу порушується стабільність роботи піногенератора внаслідок проскакування диспергованих часток розчину піноутворювача через чарунки сітки і відбувається деформація потоку піни, що супроводжується проковзуванням пінного поршня над дзеркалом рідини.

Відомий спосіб газорідинної очистки газопроводів [АС СРСР № 645715, МПК² В08В 9/02, публ. 05.02.1979 р., бюл. № 2], що полягає в прокачуванні піни за допомогою газу, що подається під тиском в газопровід, при якому з метою підвищення ефективності процесу очистки газу безперервно подають із швидкістю 2,4 м/с, а кратність піни підтримують в межах 100-1000.

Однак, внаслідок обмеження швидкості газу дебетами свердловин цей спосіб неможливо використовувати для очистки газопроводів, які формують газозбірну систему вуглеводневих родовищ, а зумовлена в суті способу необхідність регулювання обсягів транспортування газу по газозбірній та газотранспортній системі нових родовищ порушує технологічний режим роботи свердловин, сепараційного обладнання на установках збору і підготовки газу, дотискувальних компресорних станцій.

Найбільш близьким аналогом за технічною суттю є спосіб очистки внутрішньої порожнини трубопроводу [АС СРСР № 860899, МПК³ В08В 9/04, публ. 07.09.1981 р., бюл. № 33], що полягає у формуванні гідратного поршня шляхом введення в охолоджувальну камеру компонентів, які утворюють гідрати, їх періодичного перемішування в камері до отримання суспензії гідратів, пониженні тиску в камері нижче за пружність дисоціації гідратів, фільтруванні суспензії з утворенням кристалічного осаду, пресуванні останнього до отримання поршня, знятті забруднень за рахунок переміщення поршня з подальшим його видаленням з трубопроводу шляхом його розкладання за рахунок введення в охолоджувальну камеру в процесі кристалізації суспензії щонайменше однієї речовини, що не утворює гідратів, наприклад, компонентів вуглеводневого конденсату.

Головним недоліком цього способу є те, що визначити реальну температуру і тиск в точці газопроводу із накопиченими забрудненнями можливо аналітично із значною похибкою, що спотворює значення рівноважної температури і температури руйнування гідратів, а відповідно і ваги розчиненої рідини, наслідком чого є можливість руйнування поршня раніше за час його надходження до точки із накопиченими забрудненнями. Крім того, вимірювання тиску і температури в точці газопроводу із накопиченими забрудненнями вимагає значних часових ресурсів, що призводить до подорожчання реалізації способу на практиці. Другий недолік представленого способу зумовлений використанням як речовини, яка не утворює гідратів, компонентів вуглеводневого конденсату, що під час очистки шлейфів газоконденсатних родовищ, основним видом забруднень в порожнині яких є вуглеводневий конденсат, призведе до активного перемішування останнього із речовиною і руйнування поршня перед висхідною ділянкою. Крім того, стійкість поршня у вигляді суспензії гідратів під час його руху до точки накопичення забруднень значно скорочується при реалізації способу для очистки шлейфів низьконапірних свердловин, а використання такого поршня для рельєфних трубопроводів може призводити лише до простого перерозподілу мас рідини між пониженими місцями внаслідок руйнування поршня вже в першому по руху газовому потоку.

В основу корисної моделі поставлена задача підвищення ефективності очистки газопроводів, що формують газозбірну та газотранспортну системи родовищ, зокрема шлейфів свердловин, без змін технологічного режиму роботи об'єктів наземної частини цих родовищ.

Поставлена задача вирішується за рахунок введення в початкову точку водного розчину інгібітору корозії для забезпечення руху по водній підкладці через внутрішню порожнину газопроводу поршня, що складається з пружно-полімерної композиції в еластичній оболонці, який руйнується під час руху у трубопроводі, при цьому час руйнування визначається за формулою:

$$t = \frac{2}{3} \cdot L \cdot \left(16,24 - 4,5 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} + 210 \cdot \alpha \cdot \pi \cdot d^2 + 0,85 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{забр}} \right), \text{ с}$$

де

L - довжина трубопроводу, м;

q - витрата газу, тис. м³/добу;

5 z - коефіцієнт надстисливості газу;

T - температура газового потоку, К;

P - середній тиск в порожнині трубопроводу, кгс/см²;

d - внутрішній діаметр трубопроводу, м;

$\rho_{\text{забр}}$ - густина забруднень в порожнині трубопроводу, кг/м³;

10 α - ступінь забруднення порожнини трубопроводу.

Очистка газопроводів, що формують газозбірну систему родовищ, зокрема шлейфів свердловин за представленим способом виконується в чотири етапи.

Спочатку вимірюють гідравлічні параметри режиму роботи, досліджують його рельєф, компонентний склад газу, якісний склад забруднень та визначають час проходження поршня через порожнину шлейфа.

Після цього формують поршень шляхом перемішування компонентів, що входять до його складу, до отримання однорідної густини маси, яку поміщають у еластичну оболонку, що виконана з пористого матеріалу, який може мати властивості до саморуйнування за час, обмежений визначеним по формулі часом проходження поршня у порожнині трубопроводу.

20 Перед запуском поршня стравлюють тиск в фонтанній арматурі свердловини та монтують гнучкий перехідник. За допомогою насоса на гирло свердловини подають технічну воду та інгібітор корозії після чого вводять очисний поршень. Після початку руху поршня демонтують гнучкий перехідник.

25 Завдяки тому, що поршень виконаний у вигляді пружно-полімерної композиції, він, не зважаючи на те, що щільно притискається до стінок трубопроводу, легко проходить через рельєфні та кутові ділянки. Крім того, при руху поршня компоненти, що входять до його складу, через пори еластичної оболонки контактують з поверхнею труби, розчинюючи та виштовхуючи бруд з стінок та донної частини трубопроводу.

30 Під час, коли поршень досягає установки комплексної підготовки газу, він має вигляд брудної маси, яка потрапляє у сепаратор першого ступеня, де забруднення відокремлюються від природного газу та відводяться.

Для оцінки ефективності очищення шлейфа свердловини повторно вимірюють параметри режиму роботи свердловини.

35 Технічним результатом застосування запропонованого способу очистки внутрішньої поверхні трубопроводів є зменшення втрат тиску між гирлом свердловини та установкою збору і підготовки газу, між іншими об'єктами газозбірної системи за рахунок досягнення високої ефективності очистки, що в підсумку призводить до збільшення пропускної здатності системи і можливості нарощування обсягів видобутку газу з родовищ.

40 Експериментальні дослідження показали, що при правильному підборі кількісного складу пружно-полімерної композиції та щільності еластичної оболонки, практично усі наявні забруднення видалені та винесені з порожнини трубопроводу. Час проходження поршня залежить від експлуатаційних характеристик та діаметру трубопроводу.

45 При витраті газу низькодебітних свердловин 1000 м³/добу визначили час проходження поршня на окремих ділянках, забруднених на 38 % пластовою водою шлейфів свердловин довжиною 1000 м за умов стандартної температури та робочого тиску 10 кгс/см², коефіцієнт надстисливості газу прийнятий 0,96.

Як видно з таблиці в однакових експлуатаційних умовах та час проходження поршня через порожнину окремих ділянок трубопроводу рівної довжини залежить від його діаметра.

Таблиця

Діаметр зов., мм	Товщина стінки, мм	Діаметр внутр., м	Довжина, м	Витрата, тис. м ³ /доб	Роб. тиск, кгс/см ²	Тип забр-нь	Коеф. гідр. ефек-ті %	Ухил висхід. ділянок, рад	Ступінь забр-ня	Час проход. поршня, с	Час проход. поршня, год.
168	12	0,144	1000	1	10	вода пластова	60	0,05	0,38	14437,39	4,01

Продовження таблиці

159	12	0,135	1000	1	10	вода пластова	60	0,05	0,38	13962,1	3,88
114	8	0,098	1000	1	10	вода пластова	60	0,05	0,38	12107,27	3,36
89	6	0,077	1000	1	10	вода	60	0,05	0,38	10949,33	3,04

Таким чином, запропонований спосіб очистки внутрішньої порожнини газопроводів може ефективно і з мінімальними затратами використовуватись для очистки шлейфів свердловин, промислових газопроводів між об'єктами наземної частини родовищ (зокрема установками збору і підготовки продукції, дотискувальними компресорними станціями), міжпромислових газопроводів, газопроводів-відводів і магістральних газопроводів, в разі обладнання останніх камерами запуску пружно-полімерної композиції до внутрішньої порожнини.

10 ФОРМУЛА КОРИСНОЇ МОДЕЛІ

Спосіб очистки внутрішньої порожнини трубопроводу, що полягає у формуванні поршня шляхом перемішування компонентів до отримання однорідної маси, видалення забруднень за рахунок переміщення поршня у порожнині трубопроводу з наступним його руйнуванням, який відрізняється тим, що спочатку вводять розчин інгібітора корозії, а поршень формують у вигляді пружно-полімерної композиції в еластичній оболонці, що руйнується під час руху, при цьому час руйнування поршня має бути не менше часу його проходження у трубопроводі:

$$t = \frac{2}{3} \cdot L \cdot \left(16,24 - 4,5 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} + 210 \cdot \alpha \cdot \pi \cdot d^2 + 0,85 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{забр}} \right), \text{ с}$$

де

20 L - довжина трубопроводу, м;

q - витрата газу, тис. м³/добу;

z - коефіцієнт надстисненості газу;

T - температура газового потоку, К;

P - середній тиск в порожнині трубопроводу, кгс/см²;

25 d - внутрішній діаметр трубопроводу, м;

$\rho_{\text{забр}}$ - густина забруднень в порожнині трубопроводу, кг/м³;

α - ступінь забруднення порожнини трубопроводу.

Комп'ютерна верстка Г. Паяльніков

Державна служба інтелектуальної власності України, вул. Урицького, 45, м. Київ, МСП, 03680, Україна

ДП "Український інститут промислової власності", вул. Глазунова, 1, м. Київ – 42, 01601