

ТЕХНОЛОГІЯ ОЧИЩЕННЯ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ВІД ГІДРАТОСМОЛОПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДІВ

¹В. Д. Макаренко, ¹А. В. Ляшенко, ²О. Ю. Витязь

¹ Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»;
36011, м. Полтава, просп. Першотравневий, 24,

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: anliashenko14@gmail.com

Під час експлуатації нафтогазових свердловин постійно спостерігається спад видобутку продукції. Причиною можуть бути різні чинники, як, наприклад, зменшення внутрішнього простору насосно-компресорних труб (НКТ) за рахунок відкладення гідратопарафінів, асфальтенів, смол та мінеральних солей. Для попередження та очищення від цих відкладів застосовуються нанесення спеціальних покриттів на внутрішню поверхню труб, введення в перекачуваний потік різних хімічних реагентів, обробка ультразвуком, магнітна обробка, механічні методи тощо. Однак, деякі з цих методів визнано малоефективними, економічно не вигідними або такими, які швидко виходять з ладу. Саме тому було запропоновано удосконалену конструкцію пристрою для механічного очищення внутрішньої поверхні насосно-компресорних труб нафтогазових свердловин. Пристрій відноситься до обладнання нафтогазової промисловості, а саме, механізмів з відновлення внутрішнього простору насосно-компресорних труб свердловин. Наведено розрахунки для конструювання очисних пристроїв для різних діаметрів НКТ. Виконано кінетичні розрахунки руху очисної фрези в трубах НКТ під дією гідравлічних сил та на основі отриманих рівнянь розраховано розміри і форми робочої (основної) та додаткової (реверсної) фрез, підібрано маси і міцнісні характеристики конструктивних елементів (штифів, траверс, троса, болтових з'єднань та ін.), які забезпечили необхідну жорсткість і надійність усього очисного пристрою. Таким чином, запропоновані конструкторські розробки разом з раніше відомими дозволять отримати новий позитивний ефект, що полягає в покращенні якості очищення насосно-компресорних труб. Промислові випробування розробленої конструкції на об'єктах показали суттєві переваги у порівнянні із вітчизняними і закордонними аналогами.

Ключові слова: фреза, гідратопарафінові відклади, корозія, розгерметизація, насосно-компресорна труба.

При эксплуатации нефтегазовых скважин наблюдается постоянный спад добычи продукции. Причиной этого становится, к примеру, уменьшение внутреннего пространства насосно-компрессорных труб (НКТ) за счет отложения гидратопарафинов, асфальтенов, смол и минеральных солей. Для предупреждения и очистки труб от этих отложений применяют нанесение особых покрытий на внутреннюю поверхность труб, введение в перекачиваемый поток разных химических реагентов, ультразвуковую и магнитную обработку, механические способы очистки и т.д. Однако некоторые из этих методов признаны малоэффективными, экономически невыгодными или быстро выходящими из строя. Предложена усовершенствованная конструкция устройства для механической очистки внутренней поверхности насосно-компрессорных труб нефтегазовых скважин. Устройство относится к оборудованию нефтегазовой промышленности, а именно к механизмам для восстановления внутреннего пространства насосно-компрессорных труб скважин. Приведены расчеты конструкции очистных устройств для НКТ различных диаметров. Выполнены кинетические расчеты движения очистной фрезы в трубах НКТ под воздействием гидравлических сил и на основе полученных уравнений рассчитаны размеры и формы рабочей (основной) и дополнительной (реверсной) фрез, подобраны массы и прочностные характеристики конструктивных элементов (штифов, траверс, троса, болтовых соединений и др.), которые обеспечили необходимую жесткость и надежность всего очистного устройства. Таким образом, предложенные конструкторские разработки в сочетании с ранее известными позволяют получить новый положительный эффект, заключающийся в улучшении качества очистки насосно-компрессорных труб. Промышленные испытания разработанной конструкции на объектах показали их существенные преимущества по сравнению с отечественными и зарубежными аналогами.

Ключевые слова: фреза, гидратопарафиновые отложения, коррозия, разгерметизация, насосно-компрессорная труба.

During the operation of oil and gas wells there is a constant decline in production. The reason may be various factors, such as the reduction of the internal space of the tubing due to the deposition of hydrate-paraffins, asphaltenes, resins and mineral salts. To prevent and clean these deposits, various control methods are used: the use of special coatings on the inner surface of the pipes, the introduction into the pumped stream of various chemical reagents, sonication, magnetic treatment, mechanical methods, etc. However, some of them are considered inefficient, economically unprofitable or quickly fail. That is why an improved design of a device for cleaning the inner surface of tubings of oil and gas wells was proposed. The device refers to the equipment of the oil and gas industry, namely as a mechanism for restoring the internal space of well pumps. Calculations for the design of cleaning devices for different diameters of tubing are given. Kinetic calculations of the movement of the cleaning mill in tubing pipes under the action of hydraulic forces were performed. Based on the obtained equations, in the process of design development, the dimensions and shapes of the working (main) and additional (reverse) cutters were calculated, the masses and strength characteristics of structural elements (pins, traverse, cable, bolted joints, etc.) were selected. Provided the necessary rigidity and reliability of the entire cleaning device. Thus, the proposed design developments in combination with the previously known will allow to obtain a new positive effect, which is to improve the quality of cleaning of tubing. Industrial tests of the developed design on objects showed significant advantages in comparison with domestic and foreign analogs.

Keywords: mill, hydrate-paraffin deposits, corrosion, depressurization, tubing.

Вступ

У процесі видобутку нафти регулярно відбувається відкладення гідратопарафінів, смол, асфальтенів і мінеральних солей на внутрішніх стінках НКТ, що призводить до зменшення поперечного їх перерізу.

Ці фактори викликають збої в роботі глибинних насосів і насосних штанг, що негативно позначається на експлуатаційних характеристиках свердловинного обладнання [1-2] і, зрештою, призводить до зниження видобутку нафти [3].

Всю сукупність методів боротьби із гідратосмолопарафіновими відкладами можна поділити на дві групи – попередження і видалення. Перші передбачають використання засобів і методів, які уповільнюють або запобігають процесам утворення гідратів, смол і парафіну, другі – передбачають періодичне очищення обладнання від утворень, які ще не досягли розмірів, що суттєво ускладнюють роботу установок [4-5].

У зв'язку з цим необхідно постійно проводити підземні ремонти, пов'язані з очищенням внутрішнього простору свердловин, що вимагає значних економічних витрат.

Метою роботи є удосконалення та підвищення якості очищення внутрішніх стінок НКТ від гідратопарафінів, смол, асфальтенів та мінеральних солей.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Для запобігання утворенню гідратосмолопарафінових відкладень запропоновано ряд методів, наприклад, застосування спеціальних покриттів для внутрішньої поверхні труб, введення в перекачуваний потік різних хімічних

реагентів, обробка ультразвуком, магнітна обробка і т.д. [6-8].

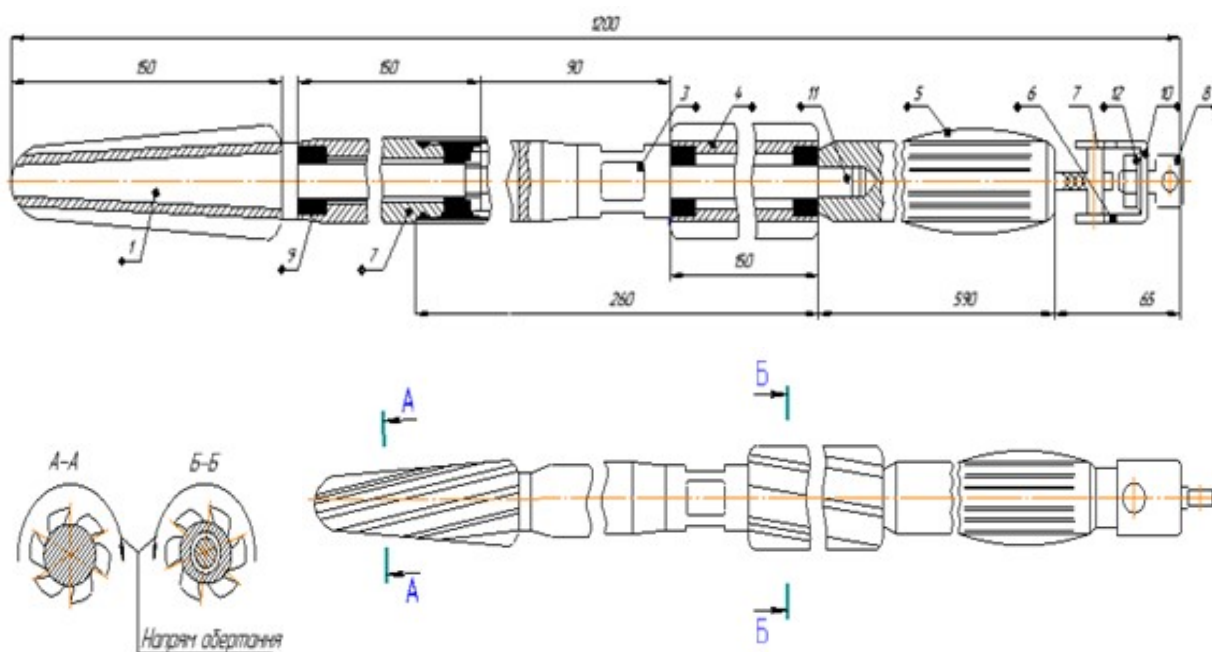
В даний час для очищення внутрішнього простору труб НКТ на родовищах найчастіше застосовують хімічні методи та механічні щітки-поршні, однак через зношування вони швидко виходять з ладу і не дають бажаного результату.

Багатьма фахівцями-практиками визнано малоефективним застосування хімічних реагентів, що розчиняють парафінові та інші відклади, через викликані ними високу локальну корозію та розгерметизацію стінок труб НКТ [9-10]. Відомі випадки, коли після використання хімреагентів корозія вражала стінки НКТ з утворенням наскрізних свищів протягом 2-3-х місяців, що призводило до значних матеріальних витрат і важких екологічних наслідків [11], тому цій проблемі за останні роки в нафтогазовидобувних компаніях приділяють значну увагу.

Оскільки на багатьох родовищах України більшість з методів боротьби технічно важко реалізувати і вони є економічно недоцільними, на сьогодні найчастіше обмежуються проведенням заходів з механічного очищення. Методи видалення гідратосмолопарафінових відкладів передбачають застосування шкребків, проте більшість з них мають суттєві конструкційні недоліки, а сам метод є тривалим і трудомістким [5]. Таким чином, виникає гостра потреба у розробленні сучасного пристрою для ефективного очищення внутрішньосвердловинного обладнання від гідратосмолопарафінових та інших органічних відкладів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Для очищення внутрішнього простору труб НКТ від відкладів запропоновано вдосконалене



1 – конусна фреза, 2 – корпус підшипника, 3 – зв'язок, 4 – затиловочна фреза, 5 – направляючий стрижень, 6 – скоба, 7 – вісь, 8 – вертлюжок, 9 – підшипник ковзання, 10 – шайба, 11 – штифт, 12 – гайка

Рисунок 1 – Конструкція очисного пристрою моделі СКФ-03

обладнання (рис. 1), конструкторсько-технічні особливості якого і технологія очищення за його допомогою полягають у наступному.

Пристрій містить підшипниковий корпус 2, в який монтується і кріпиться консольна фреза 1, виконана у вигляді зрізаного конуса. Іншим кінцем корпус 2 скріплений зі зв'язком 3, на вал якої встановлена затиловочна фреза 4 на підшипниках ковзання 9. Зв'язок 3, в свою чергу, з'єднаний із напрямним стрижнем 5 і стопориться штифтом 11 для запобігання відгвинчуванню. На кінці керуючого стрижня 5 встановлений вертлюжок 8, що кріпиться до осі 7 стрижня за допомогою скоби 6. До вертлюжка 8 кріпиться трос, на якому пристрій опускається трубою НКТ.

Принцип роботи пристрою (модель СКФ-03) для очищення внутрішніх порожнин труб від парафінових і інших відкладів полягає в наступному.

При закритій буферній засувці пристрій поміщають в лубрикатор, який герметизується. Після відкриття буферної засувки за допомогою тягового органу пристрій опускають в колону НКТ до початку контактування з рідиною. Висхідний потік рідини починає обертати консольну фрезу вправо, а затиловочна фреза при цьому обертається вліво через протилежно спрямовані елементи. У такий спосіб відбува-

ється зрізання нафтових відкладів. Зруйновані відклади підхоплюються потоком свердловинної рідини і виносяться на поверхню. Наявність консольної фрези 1, виконаної конструктивно у вигляді зрізаного конуса, дозволяє збільшити швидкість обертання (до 900 об/хв) і швидкість переміщення пристрою в робочому режимі, а отже, збільшити продуктивність при високій якості очищення. Робота консольної 1 і затиловочної 4 фрез одночасно перешкоджає виникненню обертового моменту на направляючому стрижні 5.

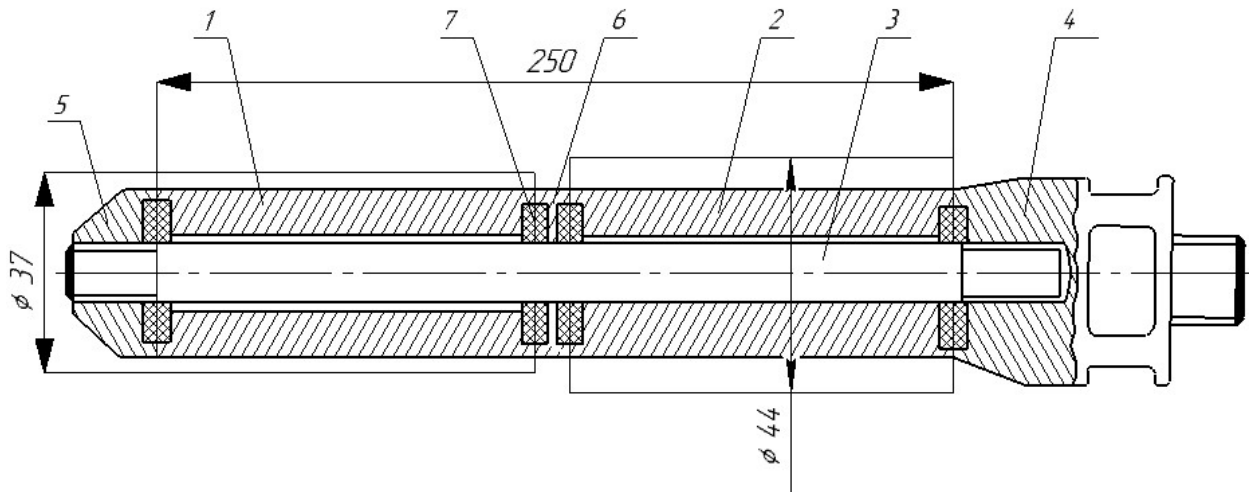
Довжина різальної поверхні фрези H виражається співвідношенням

$$H = d / 2 \operatorname{tg} \alpha,$$

де d – діаметр фрези,

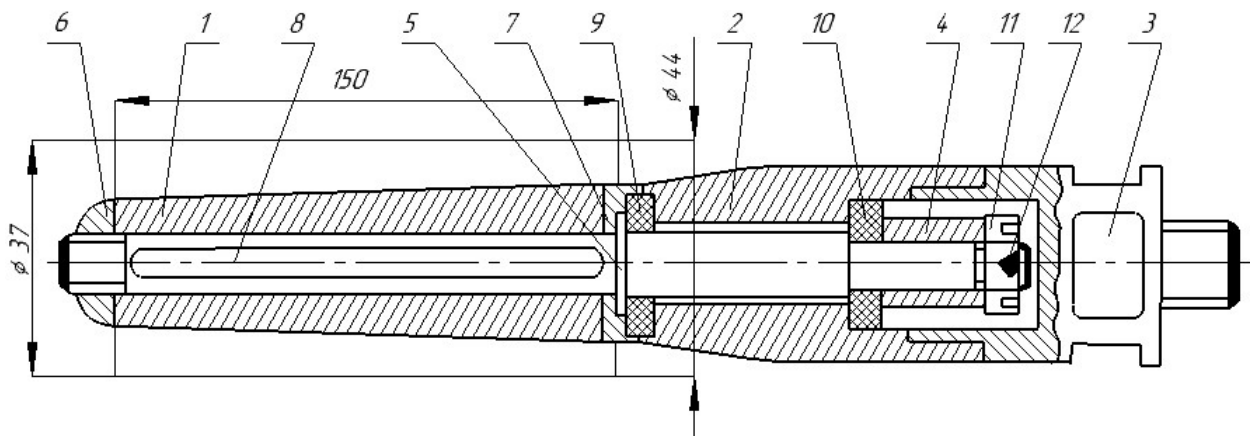
α – кут атаки евольвентного елемента фрези.

Новий пристрій СКФ-03 відрізняється від вітчизняних (рис. 2) і закордонних (рис. 3) аналогів. У вітчизняного пристрою відсутній конус на малій фрезі, що викликає додаткові гальмівні зусилля при врізанні фрези у парафіновий шар і не створює того додаткового осьового зусилля, яке збільшує продуктивність очищення. У конструкції закордонного пристрою відсутність затиловочної фрези створює момент скручування на механізмі опускання фрези, що призводить, як правило, до скручування троса і



1 – мала фреза, 2 – фреза, 3 – вісь, 4 – хвостовик, 5 – гайка, 6 – розпірне кільце, 7 – опорний підшипник

Рисунок 2 – Конструкція вітчизняного очисного пристрою



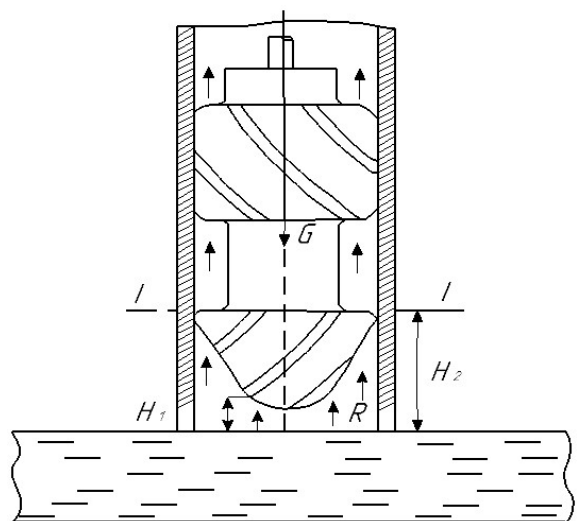
1 – конусна фреза, 2 – корпус, 3 – хвостовик, 4 – втулка, 5 – вісь, 6 – гайка, 7 – кільце, 8 – шпонка, 9 і 10 – підшипники, 11 – гайка, 12 – шплінт

Рисунок 3 – Конструкція закордонного очисного пристрою

обриву фрези. В цьому випадку суттєво погіршується якість очищення і знижується продуктивність очисних робіт.

Кінетичні розрахунки руху очисної фрези в трубах НКТ під дією гідравлічних сил проводяться наступним чином. При опусканні в гирло насосно-компресорної труби (НКТ) очисний пристрій під дією сили тяжіння G починає рухатись вниз (до нафтовмісного пласта). У цей момент на очисну фрезу діють гідравлічні сили рідкої суміші, що піднімається за допомогою глибинного насоса вгору трубою НКТ із нафтового пласта. Рухаючись вгору каналами поміж зубами робочої очисної фрези, рідина одночасно здійснює обертальний рух разом із фрезою (рис. 4).

Спочатку розглянемо схему, коли фреза I (див. рис. 4) нерухома, а рідка суміш рухається каналами між зубцями із тією ж відносною швидкістю, що і під час обертання фрези. Кожна



G – вага очисної колони,
 R – сила гідравлічного опору рідкої суміші

Рисунок 4 – Схема руху очисної фрези в трубі НКТ

з абсолютних швидкостей руху рідини на вході в фрезу C_1 і на виході з фрези C_2 є геометричною сумою відносної і обертальної швидкостей, тому їх можна розкласти (рис. 5) на відносні складові ω_1 і ω_2 (спрямовані уздовж зубців), і обертальні складові U_1 і U_2 відповідно (спрямовані по дотичній до кола обертання).

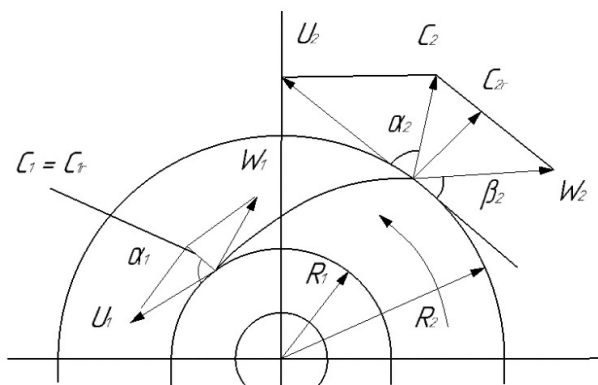


Рисунок 5 – Кінематичні характеристики рухомої частинки рідини між зубами робочої очисної фрези

Застосовуючи як площину порівняння ($I-I$) площину верхньої поверхні торця фрези I (див. рис. 4), складемо баланс енергії рідини під час проходження її через фрезу за рівнянням Бернуллі ($z_1 = z_2$):

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g}, \quad (1)$$

де P_1 і P_2 – тиск рідини на зубці на вході і виході фрези відповідно,

ρ – густина рідкої суміші,

g – прискорення вільного падіння.

При обертанні фрези рідина на виході набуває додаткової енергії E , рівної роботі відцентрової сили на шляху довжиною $R_2 - R_1$. Тоді

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g} - E. \quad (2)$$

Якщо робоча фреза обертається з кутовою швидкістю ω , то відцентрова сила $F_{ц}$, що діє на частинку рідини масою m , дорівнює

$$F_{ц} = m \omega^2 r = \frac{P}{\rho} \omega^2 r,$$

де P – вага частинки рідини,

r – поточний радіус обертання частинки.

Робота A_P , що здійснюється відцентровою силою при переміщенні цієї ж частки на шляху $R_2 - R_1$, становить

$$A_P = \int_{R_1}^{R_2} \frac{P}{g} \omega^2 r dr = \frac{P \omega^2}{2g} (R_2^2 - R_1^2).$$

Вираз кутової швидкості ω на радіус обертання R дорівнює обертальній швидкості U , тому

$$\omega^2 R_2^2 = U_2^2; \quad \omega^2 R_1^2 = U_1^2.$$

Робота A_P виразиться рівнянням

$$A_P = \frac{P}{g} \left(\frac{U_2^2 - U_1^2}{2} \right).$$

Питома робота, віднесена до одиниці ваги рідини, рівна питомій енергії, одержуваної рідиною за допомогою фрези. Тому

$$E = \frac{U_2^2 - U_1^2}{2g}.$$

Підставляючи цей вираз в рівняння (2), отримуємо

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g} - \frac{U_2^2 - U_1^2}{2g}.$$

звідки

$$\frac{P_2 - P_1}{\rho g} = \frac{\omega_1^2 - \omega_2^2}{2g} + \frac{U_2^2 - U_1^2}{2g}. \quad (3)$$

Відповідно до рівняння Бернуллі, напори рідини на вході в обертуючу фрезу H_1 і на виході з неї H_2 складуть

$$H_1 = \frac{P_1}{\rho g} + \frac{C_1^2}{2g},$$

$$H_2 = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{C_2^2}{2g}.$$

Теоретичний напір H_T на фрезу дорівнює різниці напорів на вході і виході фрези:

$$H_T = H_2 - H_1 = \frac{P_2 - P_1}{\rho g} + \frac{C_2^2 - C_1^2}{2g}. \quad (4)$$

Підставивши вираз для $(P_2 - P_1)/\rho g$ з рівняння (3), отримаємо

$$H_T = \frac{\omega_1^2 - \omega_2^2}{2g} + \frac{U_2^2 - U_1^2}{2g} + \frac{C_2^2 - C_1^2}{2g}. \quad (5)$$

Із паралелограма швидкостей на вході і виході фрези (див. рис. 5) випливає, що

$$\omega_1^2 = U_1^2 + C_1^2 - 2U_1 C_1 \cos \alpha_1,$$

$$\omega_2^2 = U_2^2 + C_2^2 - 2U_2 C_2 \cos \alpha_2.$$

Тоді, після відповідних перетворень, рівняння (5) запишеться у вигляді

$$H_T = \frac{U_2 C_2 \cos \alpha_2 - U_1 C_1 \cos \alpha_1}{g}. \quad (6)$$

Цей вираз є основним рівнянням руху очищення фрези в трубах НКТ під дією гідравлічних сил. Воно правильно виражає кінематику руху очисного пристрою в насосно-

компресорних трубах в тому випадку, коли всі частинки рідини рухаються в каналах фрези подібними траєкторіями. Це можливо лише за умови, що робоча фреза має нескінченно велике число зубців і перетин каналу (простір між зубцями) для проходу рідини невеликий. Зазвичай рідина, потрапляючи на фрезу, рухається нею в радіальному напрямку. У цьому випадку кут між абсолютним значенням швидкості рідини на вході в фрезу і обертальною швидкістю $\alpha_1 = 90^\circ$ (що відповідає умові безударного введення рідини у фрезу). Тоді рівняння (6) спрощується:

$$H_T = \frac{U_2 C_2 \cos \alpha_2}{g}$$

Із паралелограма швидкостей на виході з фрези (див. рис. 5) знаходимо:

$$C_2 \cos \alpha_2 = U_2 - \omega_2 \cos \beta_2,$$

звідки

$$H_T = \frac{U_2^2}{g} \left(1 - \frac{\omega_2}{U_2} \cos \beta_2 \right). \quad (7)$$

Рівняння (7) показує, що напір на фрезі пропорційний квадрату числа обертів фрези (так як $U_2 = \pi D_2 n$, де D_2 – зовнішній діаметр оправки фрези в розглянутому перерізі, n – число обертів фрези) і залежить від конструктивної форми зубців.

При цьому можливі три випадки:

1 – зубці нахилені в напрямку обертання робочої фрези:

$$\beta_2 > 90^\circ, \cos \beta_2 < 0 \text{ и } H_T > U_2^2 / g;$$

2 – зубці нахилені в напрямку, протилежному напрямку обертання фрези:

$$\beta_2 < 90^\circ, \cos \beta_2 > 0 \text{ и } H_T < U_2^2 / g;$$

3 – зубці не мають нахилу:

$$\beta_2 = 90^\circ, \cos \beta_2 = 0 \text{ и } H_T = U_2^2 / g;$$

Звідси впливає, що теоретично найбільший напір досягається на фрезі із зубцями, нахиленими в напрямку обертання фрези, найменший – в протилежному. Тому при розробці конструкторських особливостей форм очисного пристрою нами було прийнято рішення щодо виготовлення робочих фрез із невеликими кутами ($\beta_2 < 90^\circ$) нахилу зубців, так як зі зростанням β_2 збільшуються гідравлічні втрати і зменшується гідравлічний ККД очищення колони загалом. Нами розраховувався також дійсний напір на фрезу, який менший теоретичного, оскільки частина енергії рідини витрачається на подолання гідравлічних опорів між зубцями фрези, і рідина в такому разі не рухається

подібними (як було прийнято в розрахунку) траєкторіями. Тоді дійсний напір становить

$$H_D = H_E \eta_T \xi,$$

де η_T – гідравлічний ККД фрези (рівний 0,7-0,8);

ξ – коефіцієнт, що враховує число зубців фрези (рівний 0,8-0,9).

Значення коефіцієнтів η_T і ξ , отримані з натурних випробувань очисних пристроїв у нафтових свердловинах на деяких родовищах Полтавської області.

Слід зазначити, що отримані рівняння можуть бути використані при розрахунках очисних пристроїв для НКТ різних діаметрів. Це впливає з того, що за умови збереження подібності траєкторій руху частинок рідини паралелограми швидкостей в будь-яких подібних точках потоків будуть геометрично подібні в разі різних діаметрів НКТ, тож, відповідно, і розмірів очисних фрез (рис. 6).

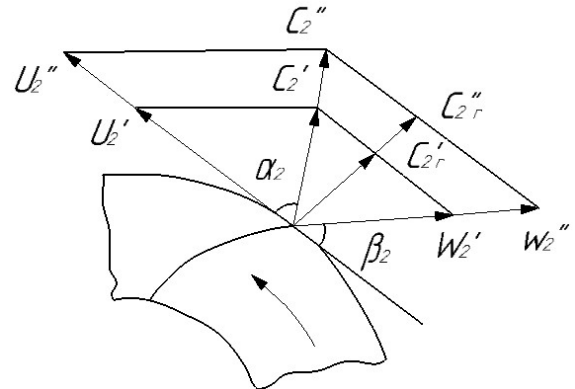


Рисунок 6 – Типовість паралелограмів швидкостей при зміні числа обертів фрези від n_1 до n_2 для різних діаметрів труб НКТ

Це можна пояснити тим, що зі зміною діаметрів труб НКТ буде змінюватися обернено пропорційно числу обертів робочих фрез.

На підставі промислових випробувань вкажемо на наступні переваги запропонованої до впровадження конструкції очисного пристрою:

- простота у виготовленні і збірці конструкції;
- висока маневровість і гнучкість (можна використовувати як у вертикальних, так і в вертикально-похилих свердловинах);
- повне (90-100%) очищення внутрішньої поверхні труб НКТ від відкладів парафінованих нафт;
- не потрібна висока кваліфікація робітників для підземного ремонту свердловин;
- висока керованість і надійність під час експлуатації.

Висновки

Висока зносостійкість матеріалу фрез дозволяє використовувати їх тривалий час. Наприклад, дві одиниці очисних пристроїв нової конструкції дозволили очистити від гідрато-смолопарафінових відкладень близько 50 труб НКТ впродовж трьох років, що дало можливість збільшити видобуток нафти на 15-20%. В теперішній час важливо налагодити виробництво і ремонт очисних пристроїв нової конструкції на підприємствах нафтогазової галузі. Результати стендових і промислових досліджень, а також конструкторсько-технологічних розробок були реалізовані в удосконалених нормативних документах, що регламентують перевірку, очищення, ремонт і контроль труб НКТ в процесі їх експлуатації [12].

Удосконалена конструкція пристрою для очищення внутрішньої поверхні насосно-компресорних труб нафтових свердловин. Виконані кінетичні розрахунки руху очисної фрези в трубах НКТ під дією гідравлічних сил. На основі отриманих рівнянь, в процесі конструкторських розробок, були розраховані розміри і форми робочої (основної) та додаткової (реверсної) фрези, підібрані маси і міцнісні характеристики конструктивних елементів (штифів, траверс, троса, болтових з'єднань та ін.), які забезпечили необхідну жорсткість і надійність усього очисного пристрою. Промислові випробування розробленої конструкції на промислових об'єктах показали суттєві переваги у порівнянні із вітчизняними і закордонними аналогами.

Література

1. Тронів В.П. Механізм утворення смолопарафінових відкладень і боротьба з ними. М.: Недра, 1970. 220 с.
2. Бабалян Г.А. Фізико-хімічні процеси в добувці нафти. М.: Недра, 1974. 200 с.
3. Колєсник І.О., Лукашевич І.П., Сусаніна О.Г. Дослідження прилипаємості парафінистих відкладень к сталій поверхності. *Транспорт і зберігання нафти і нафтопродуктів і вуглеводородного сировини*. 1972. № 5.
4. Копей Б.В., Кузьмін О.О., Копей В.В. Механічні методи зняття відкладень парафіну та асфальтосмолистих речовин з поверхні свердловинного обладнання. *Нафтогазова енергетика*. 2008. № 3(8). С. 10-14.
5. Копей Б.В., Кузьмін О.О., Онищук С.Ю. Обладнання для попередження відкладень асфальтосмолистих речовин, парафіну та піску: монографія. Серія «Нафтогазове обладнання»,

том 3. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. 216 с.

6. Mansoori G.A. Asphaltene, resin, and wax deposition from petroleum fluids. *The Arabian Journal for Science and Engineering*. 1996. Vol. 21, Number 48. P. 707-723.

7. Мазепа Б.А. Защита нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений. М.: Недра, 1972. 117. с.

8. Малышев А.Г., Черемисин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиногидратообразованием. *Нефтяное хозяйство*. 1997. № 9. С. 62-69.

9. Маганов Р., Вахитов Г., Вафина Н. Оптимальная технология борьбы с гидратопарафиновыми отложениями. *Нефть России*. 2000. № 3. С. 96-99.

10. Сизая В.В. Химические методы борьбы с отложениями парафина. М.: ВНИИОЭНГ, 1977. 41 с.

11. Образование осадков сульфидов железа в скважинах и влияние их на отказы ЭЦН / В.А. Котов, И.Ш. Гарифулин, Ш.В. Тукаев и др. *Нефтяное хозяйство*. 2001. № 4. С. 58-60.

12. Пристрій для очищення насосно-компресорних труб свердловин нафтоносних пластів: пат. 143964 Україна : E21B37/00, B08B 09/02, E01B 26/00 / В.Д. Макаренко № u 2020 00761; заявл. 10.02.2020; опубл. 25.08.2020, Бюл. № 16. 4 с.

References

1. Tronov V.P. Mechanism obrazovaniya smoloparafinovoyih otlozheniy i borba s nimi. M.: Nedra, 1970. 220 p. [in Russian]
2. Babalyan G.A. Fiziko-himicheskie protsessy v dobyche nefi. M.: Nedra, 1974. 200 p. [in Russian]
3. Koliosnik I.O., Lukashevich I.P., Susanina O.G. Issledovanie prilipaemosti parafinistyih otlozheniy k stalnoy povernosti. *Transport i hranenie nefi i nefteproduktov i uglevodorodnogo syrya*. 1972. No 5. [in Russian]
4. Kopei B.V., Kuzmin O.O., Kopei V.B. Mekhanichni metody zniattia vidkladen parafinu ta asfaltosmolystykh rehovyn z poverkhni sverdlvynnoho obladdannia. *Naftohazova enerhetyka*. 2008. № 3(8). P. 10-14. [in Ukrainian]
5. Kopei B.V., Kuzmin O.O., Onyshchuk S.Iu. Obladdannia dlia poperedzhennia vidkladen asfaltosmolystykh rehovyn, parafinu ta pisku: monohrafiia. Seriiia «Naftohazove obladdannia», tom 3. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2014. 216 p. [in Ukrainian]

6. Mansoori G.A. Asphaltene, resin, and wax deposition from petroleum fluids. *The Arabian Journal for Science and Engineering*. 1996. Vol. 21, Number 48. P. 707-723.

7. Mazepa B.A. Zashchita neftepromyislovogo oborudovaniya ot parafinovyih otlozheniy. M.: Nedra, 1972. 117 p. [in Russian]

8. Malyshev A.G., Cheremisin N.A., Shevchenko G.V. Vyibor optimalnih sposobov borbyi s parafinogidratoobrazovaniem. *Neftyanoe hozyaystvo*. 1997. No 9. P. 62-69. [in Russian]

9. Maganov R., Vahitov G., Vafina N. Optimalnaya tehnologiya borbyi s gidratoparafinovymi otlozheniyami. *Neft Rossii*. 2000. No 3. P. 96-99. [in Russian]

10. Sizaya V.V. Himicheskie metodyi borbyi s otlozheniyami parafina. M.: VNIIOENG, 1977. 41 p. [in Russian]

11. Obrazovanie osadkov sulfidov zheleza v skvazhinah i vliyaniyeh na otkazyi ETsN / V.A. Kotov, I.Sh. Garifulin, Sh.V. Tukaev i dr. *Neftyanoe hozyaystvo*. 2001. No 4. P. 58-60. [in Russian]

12. Prystirii dlia ochyshchennia nasosno-kompresornykh trub sverdlvovyn naftonosnykh plastiv: pat. 143964 Ukraina : E21V37/00, B08B 09/02, E01B 26/00 / V.D. Makarenko No u 2020 00761; zaiavl. 10.02.2020 ; opubl. 25.08.2020, Biul. № 16. 4 P. [in Ukrainian]