

МЕХАНІЧНІ МЕТОДИ ЗНЯТТЯ ВІДКЛАДЕНЬ ПАРАФІНУ ТА АСФАЛЬТО-СМОЛИСТИХ РЕЧОВИН З ПОВЕРХНІ СВЕРДЛОВИННОГО ОБЛАДНАННЯ

Б.В.Копей, О.О.Кузьмін, В.Б.Копей

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)4-05-43,
e-mail: koreyb@nuing.edu.ua

Одной из проблем нефтедобычи является отложение на скважинном нефтяном оборудовании тяжелых органических соединений, главным образом асфальтенов, парафина и смол. Предложена классификация скребок для борьбы с отложениями. Описана конструкция нового скребка для размещения на теле насосной штанги.

One of problems of oil production is the deposit on the oil-well equipment of heavy organic compounds, mainly asphalt, paraffin and resins. Classification of scrapers is offered for the fight against the deposits. Construction of a new scraper is described for placing on the body of sucker rod.

У процесі видобування нафти можуть виникати різноманітні проблеми, які значно збільшують експлуатаційні затрати. Однією з таких проблем є відкладання важких органічних сполук, здебільшого асфальтенів, парафіну і смол. Утворення асфальто-смолисто-парафінових речовин (АСПР) може відбуватися як у пласті, так і в насосно-компресорних трубах (НКТ), промислових системах збору нафти, нафтопромислових комунікаціях, резервуарах тощо.

Найбільш інтенсивно парафін відкладається в піднімальних трубах – НКТ. Товщина його шару збільшується від нуля на глибині 900...300 м до максимуму на глибині 200...50 м, а потім – зменшується за рахунок змивання відкладів потоком. Відкладення парафіну та смол призводять до збільшення гідравлічних опорів потоку і відповідного зниження дебіту свердловини.

Під час видобування нафти парафін випадає неминуче, оскільки її температура завжди знижується. Викристалізовується парафін на механічних домішках нафти та на стінках обладнання.

Механічні методи передбачають видалення АСПВ, що вже утворилися, на насосно-компресорних трубах. З цією метою вітчизняними науковцями розроблено цілу гамму скребок різної конструкції (рис. 1-3).

Сучасні скребки та протектори для насосних штанг можна класифікувати за основним їх призначенням на:

1. Протипарафінові (скребки-протектори). Призначені, як правило, для боротьби зі СПУ. Мають конструкцію з тонкими, зазвичай похилими лопатями, основне призначення яких не центрувати колону в свердловині, а видалити парафін з поверхонь НКТ або штанг (наприклад, скребок для системи Dual System™).

2. Центруючі (центратори). Призначені для центрування і запобігання згину штанг в свердловині. Мають, зазвичай, безлопатеvu або подовжену конструкцію з широкими лопатями (Stealth XL™, NETB™, Lotus™).

3. Такі, що зменшують тертя. Призначені для зменшення тертя колони у викривленій або похилій свердловині. Переважно це роликіві центратори, або протектори з антифрикційного матеріалу.

4. Захисні (протектори). Призначені для захисту від спрацювання елементів колони насосних штанг (наприклад, муфтові протектори).

5. Універсальні. Призначені як для боротьби з СПУ, так і для центрування, зменшення тертя і захисту від спрацювання (до них відносяться більшість пластикових протекторів для середніх умов роботи).

За місцем розташування на колоні протектори поділяються на:

1. Штангові. Розміщуються на тілі штанги з певним інтервалом один від одного.

2. Муфтові. Розміщуються на штанговій муфті. Призначені для захисту муфтового з'єднання від спрацювання.

3. Напрямні муфти або штанги. Це муфти або короткі штанги з напрямними елементами – роликками або лопатями.

За технологією монтажу штангові протектори можна поділити на:

1. Постійні. Формуються на тілі штанги методом лиття.

2. Змінні. Можлива їх заміна в польових умовах. Поділяються на:

2.1. Протектори з пазом (Lotus™, Lotus Rubber™, NEPG™, Guardian™).

2.2. Нагвинчувані (Lotus Twist-On™).

2.3. Збірні – складаються з кількох частин (Ultra-Flow™).

2.4. З нерухомими упорами (LNB™).

За можливістю переміщення відносно штанги:

1. Нерухомі (переважно всі центратори і протектори).

2. Рухомі – призначені для видалення АСПР з поверхні штанг (штангові скребки).

3. Оберткові – призначені для завихрювання потоку рідини для боротьби з відкладами парафіну (скребки-завихрювачі).

За матеріалом:

1. Металеві – більш стійкі до спрацювання та високих температур.

2. Полімерні – стійкі до корозії та мають малий коефіцієнт тертя.

3. Метало-полімерні. Сталеві елементи найчастіше використовують для зміцнення протектора або його посадки на штангу (наприклад, сталева пружина у Lotus Rubber™).

За конструктивними ознаками штангові протектори можна класифікувати за:

кількістю лопатей:

1. Лопатеві (кількість лопатей 2-6). Найвність канавок між лопатами суттєво зменшує гідродинамічний опір.

2. Багатолопатеві (кількість лопатей більша 6). Призначені для ефективного зрізання парафіну з стінок НКТ (скребок для системи Dual System™).

3. Безлопатеві. Порівняно з лопатевими ефективніше центрують колону, але значно зростає гідродинамічний опір (Lotus™, Lotus Rubber™, Lotus Twist-On™).

нахилом лопатей:

1. Без нахилу. Відсутність нахилу лопатей зменшує турбулентність потоку.

2. З нахилом. Забезпечує більш широку площу зрізання парафіну. (Positive Action Slant Vane™, Mort™, скребок для системи Dual System™).

типом поперечного перерізу канавки:

1. Вигнута. Зменшує площу тертя лопаті, але покращує гідродинамічні характеристики (переважно протектори для легких умов роботи: Straight Vane™, Positive Action Slant Vane™, Turbulence Breaker™).

2. Увігнута. Збільшує площу тертя лопаті (протектори для важких умов роботи: Stealth™, Stealth XL™, Condor™, Ultra-Flow™).

типом взаємного розміщення лопатей:

1. Без зміщення вздовж осі штанги.

2. Зі зміщенням вздовж осі штанги. Значно зменшує гідродинамічний опір, але суттєво зростає витрата матеріалу (Condor™, Ultra-Flow™, DoublePlus™).

наявністю гідродинамічних елементів:

1. Зі скругленням лопатей і без нього. Скруглення лопатей зменшує гідродинамічний опір, турбулентність потоку, ударні навантаження, покращує ковзання, але під час їх використання площа тертя зменшується.

2. З гідродинамічним конусом і без нього. Гідродинамічний конус дає змогу зменшити гідродинамічний опір і турбулентність потоку та підвищити міцність посадки протектора на штанзі, але дещо збільшує витрату матеріалу (КАНАРОСС, Turbulence Breaker™, Mort™).

наявністю технологічних елементів.

Як правило, технологічні елементи (паз, перехресні пази) зменшують загальну площу тертя протектора (див. класифікацію за технологією монтажу).

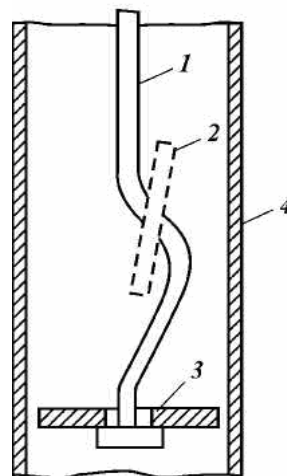
довжиною:

1. Короткі (переважно скребки і протектори для легких умов роботи).

2. Подовжені. Забезпечують кращий опір спрацюванню, але потребують для виготовлення більшого об'єму матеріалу (Stealth XL™, NETB™, NEPG™, Guardian™).

Крім цього, протектори можна поділити на ті, які вимагають застосування штангообертача для ефективної роботи і на ті, при експлуатації яких застосування штангообертача не обов'язкове або не припустимим (наприклад, Ultra-Flow™). Також, протектори можна поділити на протектори з елементами кочення і без них.

Одним з тих, що першим знайшов застосування, був скребковий пристрій, що складається із вигнутої штанги і ножа-диска, що ковзає по ній (рис. 1). Пристрій опускався в свердловину на штангах або канаті. На початку спуску ніж піднімався до зігнутої частини штанги і займав в ній вертикальне положення. Це забезпечувало вільне пропускання його в свердловину. При підйомі диск опускався вниз і займав горизонтальне положення, очищаючи із стінок НКТ АСПВ. Скребок опускався на штангах або таргальному канаті. Істотним недоліком такого методу очищення є його періодичність. Останнє не дає можливості контролювати процес і призводить до утворення пробок у процесі очищення, що закінчується підйомом НКТ.

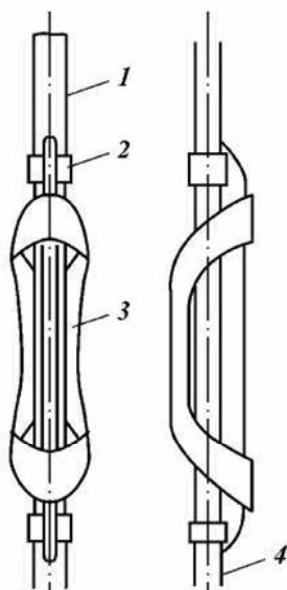


1 – штанга; 2 – диск в положенні опускання; 3 – диск в положенні піднімання; 4 – НКТ

Рисунок 1 – Штанговий скребок для періодичного очищення НКТ від парафіну

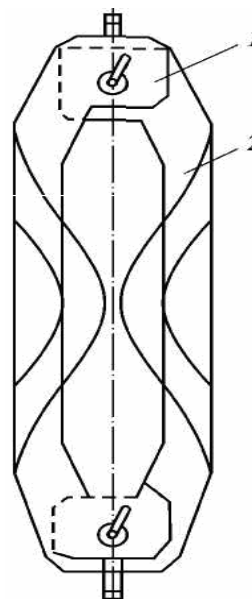
Скребки з бічною ріжучою частиною (рис. 2) спочатку оснащувалися бічними ножами постійного перерізу і за задумом винахідників повинні були зрізати парафін під час руху скребка вниз і вгору. Скребки часто застрягали, дріт, на якому вони опускалися, обривався, що створювало багато ускладнень і закінчувалося підйомом насосно-компресорних труб.

У скребків з ножами змінного перерізу (рис. 3) ножі було виконано розсувними: під час опускання вони склалися, зменшуючи поперечний габарит, під час підйомання – розсувалися. Опускання скребків здійснювався ручними лебідками, що було тривалою і трудомісткою операцією.



1 – стержень; 2 – хомут; 3 – ніж;
4 – обважнювач

Рисунок 2 – Скребок



1 – пластина; 2 – скребок

Рисунок 3 – Скребок з ножами
змінного перерізу

На нафтових промислах США проблему видалення смоло-парафінистих утворень вирішують шляхом вибору скребка конкретного типу з широкої їх номенклатури на основі даних про викривленість свердловини, фізичних і хімічних характеристик середовища та моніторингу за спрацюванням свердловинного обладнання [1,2].

Одними з кращих скребок-протекторів іноземного виробництва вважаються скребки американської компанії R&M ENERGY SYSTEMS з точки зору їх стійкості до спрацювання, об'єму матеріалу і гідродинамічних характеристик [3]. Це – поширені скребки-протектори легких і середніх умов роботи в прямих і незначно викривлених свердловинах: Patco з прямими лопатями, Patco з похилими лопатями (призначені для ефективного видалення парафіну без застосування штангообертача), КАНАРОСС (з гідродинамічними конусними елементами і міцною посадкою на штангу), Turbulence Breaker™ (із зменшеною турбулентністю потоку), Ultra-flow™ (шестилопатевого центратор-скребок з малою турбулентністю потоку), протектори для важких умов роботи у викривлених свердловинах: Condog™, Double-Plus™, Stealth™, Lotus™ та інші (табл. 1).

Також відомими є фірма Guidaco corporation (США), що виготовляє парафінові скребки та центратори з термопластмас, котрі постачаються провідними виробниками пластмас – «Амоко», «Селанесе», «Дюпон», «Дженерал електрик», «Філіпс-66»; корпорація «HUBER», котра пропонує широкий вибір скребок та центраторів, які монтуються в заводських і польових умовах, працюють в широкому діапазоні температур і передбачають різноманітні способи їх з'єднання з насосними штангами; фірми «Oilfield Improvements»; «TRICO Industries» виготовляють широкий діапазон центраторів та

скребок, які працюють у складних умовах та при великих кутах викривлення свердловин.

Виходячи з вище сказаного, можемо зробити висновок, що для найбільш ефективного видалення парафінових відкладень, з поверхні насосно-компресорних труб потрібно розробити та оптимізувати конструкції скребок, які б відповідали таким вимогам:

- максимально широкий температурний діапазон використання;
- висока стійкість до спрацювання;
- можливість очищення не тільки насосно-компресорних труб, але й насосних штанг, а також ліквідація так званих «мертвих» зон в процесі очищення;
- міцність зчеплення з тілом штанги, в тому числі склопластикової.


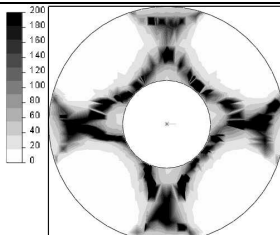

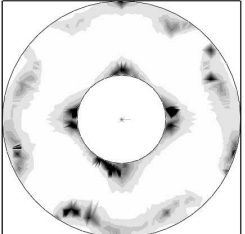

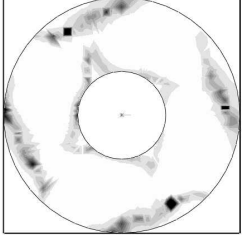

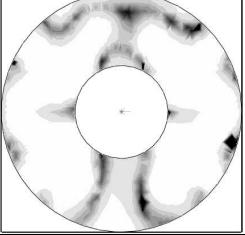

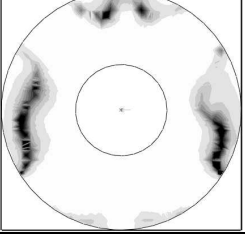

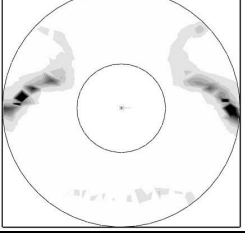
Нами запропоновано конструкцію скребка (рис. 4) для насосних штанг, яка характеризується міцним зчепленням з тілом штанги та високими характеристиками зносостійкості та мінімального гідравлічного опору. Скребок запропонованої конструкції може бути встановлений також і на тіло склопластикової насосної штанги.

Досліджено також силу зчеплення скребок згідно з ТУ У 11.200135390 – 117 – 2002 „Насосні штанги з скребками-протекторами” до склопластикового стрижня за допомогою підмотки, кріплення болтами та на клею.

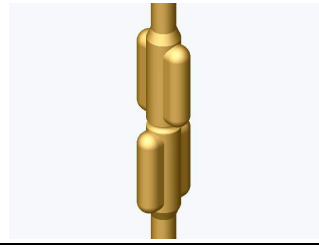
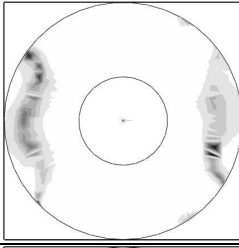
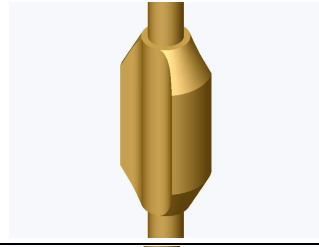
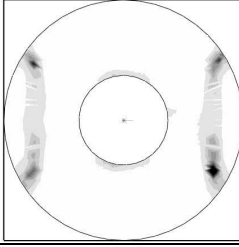
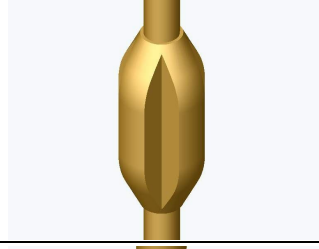
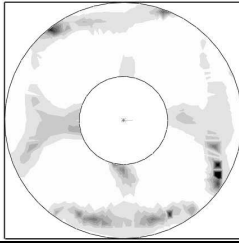
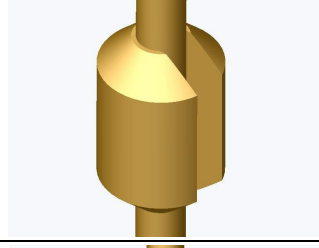
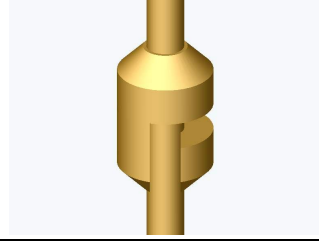
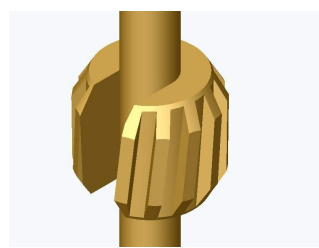
Результати випробовувань на зсув такі:

- підмотка з двох боків на довжину 50 мм:
без зачищення стрижня – 6 кН,
з зачищенням стрижня – 45 кН,
- кріплення двома стягуючими болтами:
без зачищення стрижня – 2,55 кН,
зачищення стрижня + епоксидний клей – 3,65 кН,
на епоксидному клею – 7,65 кН.

Таблиця 1 – Геометричні дані та гідродинамічні характеристики скребків (протекторів) для насосних штанг та НКТ діаметрами 22 мм і 59 мм відповідно

| Назва | Модель | Довжина, мм | Об'єм * 1000, мм ³ | Кількість лопаток | Середня площа тер- тя, мм ² | Макс. площа попе- речного січ., мм ² | Сила гідродина- мічного опору, Н | Інтенсивність турбулентності, % |
|------------------------------|---|-------------|-------------------------------|-------------------|---|--|-------------------------------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Проста конструкція |  | 80 | 98,9 | 4 | 5120 | 1237 | 5,76 |  |
| Ратсо з прямими лопатями |  | 80 | 87,7 | 4 | 4211 | 1237 | 4,6 |  |
| Ратсо з похилими лопатями |  | 80 | 80,8 | 4 | 3712 | 1127 | 3,07 |  |
| Канаросс |  | 132 | 97,6 | 4 | 4235 | 1237 | 5,08 |  |
| Turbulence Breaker™ |  | 132 | 85,4 | 4 | 3233 | 1216 | 2,6 |  |
| Ultraflow™ |  | 80 | 82,1 | 6 | 4297 | 1275 | 8,79 |  |

Продовження таблиці 1

| Назва | Модель | Довжина, мм | Об'єм *1000, мм ³ | Кількість лопаток | Середня площа тер- тя, мм ² | Макс. площа попе- речного січ., мм ² | Сила гідродина- мічного опору, Н | Інтенсивність турбулентності, % |
|-----------------------------------|---|-------------|------------------------------|-------------------|---|--|-------------------------------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| DoublePlus™ |  | 194 | 137,7 | 4 | 5038 | 860 | 2,17 |  |
| Condor™ |  | 124 | 115,7 | 2 | 5588 | 1097 | 2,93 |  |
| Stealth™ |  | 74 | 147 | 4 | 7297 | 1535 | 11,25 |  |
| Lotus™ |  | 90 | 130,1 | - | - | 1761 | 47,3 | |
| Lotus™ з пере- хресними пазами |  | 90 | 113,4 | - | - | 1761 | 139,3 | |
| Скребок з похилими лопатями |  | 50 | 63,6 | 13 | 2317 | 1356 | 6,62 | |

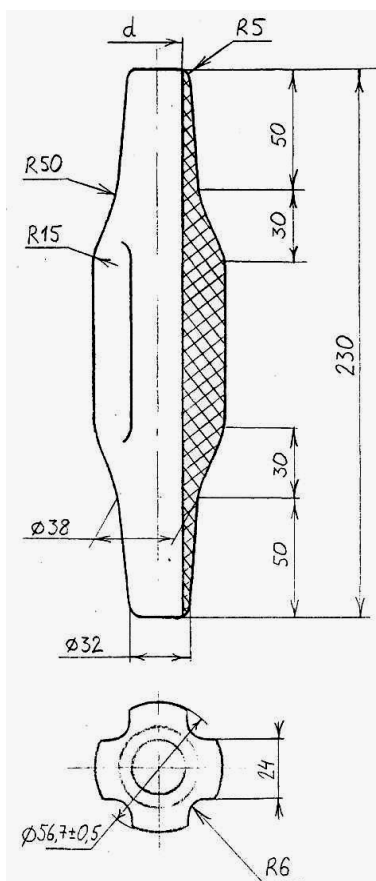


Рисунок 4 – Конструкція скребка для надійного зчеплення з тілом штанги

Отримані результати дають можливість правильно вибрати конструкцію скребка для конкретних умов експлуатації, що сприятиме підвищенню ефективності очищення штанг і НКТ від АСПР.

Література:

1 Копей Б.В., Копей В.Б. Аналіз конструкцій скребків і протекторів для насосних штанг // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. – № 38. – Т. 4. – С. 42-52. – Серія: Нафтопромислове обладнання.

2 www.rmenergy.com

3 Копей В.Б., Чаплинський С.С. Аналіз і раціоналізація конструкцій протекторів для насосних штанг за допомогою параметричного тривимірного моделювання та методу скінченних елементів // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2004. – № 1(7). – С.23-28.

УДК 622.243.054:004.18

ДО ПИТАННЯ ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ОКРЕМИХ ВИДІВ ОБЕРТАННЯ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ В СВЕРДЛОВИНІ

І. І. Чудик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 45560,
e-mail: chudoman@ukr.net

Приводятся исследования некоторых случаев расположения нагруженной осевыми растягивающими и сжимающими силами буровой колонны в скважине сложной пространственной конфигурации с участками различной интенсивности искривления, длины, форм и размерами поперечного сечения скважины. При данных исследованиях впервые предложено к использованию учитывать при изучении видов вращения и их изменения нецилиндрической и непрямолинейной формы ствола скважины. В данном направлении ведутся дальнейшие исследования.

The following article is about the researches of all possible cases of placement of the boring column, which is pressured by axial compressing and stretching forces in a borehole of a complicated structure, made of parts of different intensity of curve, length, forms and sizes of transverse cut of pipe. The following researches are the first to take into account untrue and crooked forms of a drilling hole structure to study the kinds of boring column and its changes. In the given direction the further researches are conducted.

Бурильна колона (БК) є механічною системою із послідовним з'єднанням великої кількості однотипних елементів. Основна її відмінність від інших конструкцій полягає в тому, що за значної величини відношення довжини до діаметра колони внаслідок втрати стійкості вона обертається в свердловині, втративши прямо-

лінійну форму рівноваги. Відомо, що стовбур гірничої виробки має складну просторову конфігурацію, утворену ділянками різної інтенсивності викривлення, довжинами, формами і розмірами поперечного перерізу [1-4]. Залежно від цього можливі різні випадки розташування БК у свердловині [5-7] (рис. 1).