

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОТЕКТОРА НАСОСНИХ ШТАНГ

Я.Т. Федорович, В.В. Михайлюк, Р.О. Дейнега, А.О. Воржеїнова

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,

e-mail: no@nimg.edu.ua

Під час експлуатації свердловин штанговими насосними установками часто спостерігаються відмови свердловинного обладнання, особливо колон насосних штанг та колон насосно-компресорних труб. Найчастіше відмови колони насосних штанг відбуваються на викривлених ділянках свердловин внаслідок їх тертя до колони насосно-компресорних труб. У результаті спрацювання матеріалу зменшується поперечний переріз насосної штанги, що призводить до її обриву.

Для підвищення терміну експлуатації як колон насосних штанг, так і колон насосно-компресорних труб застосовуються спеціальні пристрої – протектори. Проаналізувавши існуючі конструкції протекторів, виявлено, що окрім захисту від спрацювання необхідною їх функцією повинна бути здатність амортизувати удари колони насосних штанг до колони насосно-компресорних труб.

З метою вирішення цієї проблеми запропоновано нову конструкцію протектора, що передбачає можливість амортизації за рахунок форми конструктивних елементів – пелюсток. З використанням імітаційного моделювання встановлено величину радіального зусилля, що може сприйматися пелюстками протектора, перевірено міцність різбового з'єднання насосних штанг та визначено величину гідравлічних втрат під час руху флюїду у колоні насосно-компресорних труб у випадку використання протектора.

Ключові слова: насосна штанга, насосно-компресорна труба, протектор, різьба, напруження, гідравлічний опір.

При експлуатації скважин штанговими насосними установками часто наблюдаются отказы скважинного оборудования, особенно колон насосных штанг и колон насосно-компрессорных труб. Чаще всего отказы колонны насосных штанг возникают на искривленных участках скважин вследствие их трения о колонну насосно-компрессорных труб. В результате изнашивания материала уменьшается поперечное сечение насосной штанги, что приводит к ее обрыву.

Для повышения срока эксплуатации как колон насосных штанг так и колон насосно-компрессорных труб применяются специальные устройства – протекторы. В результате анализа существующих конструкций протекторов установлено, что кроме защиты от износа необходимой их функцией должна быть способность амортизировать удары колонны насосных штанг о колонну насосно-компрессорных труб.

С целью решения этой проблемы предложена новая конструкция протектора, которая предусматривает возможность амортизации за счет формы конструктивных элементов – лепестков. С использованием имитационного моделирования установлено величину радиального усилия, которое может восприниматься лепестками протектора, проверена прочность резьбового соединения насосных штанг и установлена величина гидравлических потерь при движении флюида в колонне насосно-компрессорных труб при использовании протектора.

Ключевые слова: насосная штанга, насосно-компрессорная труба, протектор, резьба, напряжение, гидравлическое сопротивление.

While wells are operated with pumping units, failures in downhole equipment may occur, particularly failures of rod and flow strings. Failures in rod strings often occur at well curved sections as a consequence of their friction on flow strings. Hence, material wear performance causes the reduction of the rod cross section and, thus, leads to it break.

To increase the working service of rod and flow strings special tools – protective covers are used. Having analyzed the existing protective cover structures it has been defined that their necessary function, instead of protecting from wear must be the ability to absorb the shocks of rod strings on flow strings.

To solve this problem a new protective cover design is proposed. The protective cover design provides for the absorption due to the shape of its structural elements – lobes. Applying the imitation modeling, a value of radial stress is defined; thread connection strength of rod strings is tested, and hydraulic loss value during fluid flow in flow strings while using the protective cover is defined.

Key words: pumping rod, flow string, protective cover, thread, stress, hydraulic resistance.

Вступ

Більше 70 % нафтових свердловин України оснащені штанговими свердловинними насосними установками (ШСНУ), за допомогою яких видобувається 50 % всієї нафти. Це пояснюється відносною простотою конструкції ШСНУ та їх зручністю у експлуатації.

Водночас, з практичного досвіду, мають місце численні відмови свердловинного обладнання ШСНУ, особливо колон насосних штанг

(НШ) та колон насосно-компресорних труб (НКТ), оскільки вони піддаються корозії і зношуванню та дії значних навантажень. Дуже часто при спуску в свердловину колона насосних штанг викривлюється, відтак у ході експлуатації найбільш зігнутими ділянками третя до колони насосно-компресорних труб. У результаті спрацювання матеріалу зменшується поперечний переріз насосної штанги, що призводить до її обриву. Тому найчастіше обрив від спра-

цювання спостерігається у викривлених штангах.

Для захисту колони насосних штанг від спрацювання використовують спеціальні протектори, що встановлюються як на тілі НШ, так і на насосній муфті. Під час проектування протекторів важливим є вибір матеріалу, конструкції, технології їх монтажу на штангу чи муфту, інтервалу розміщення на колоні.

Аналіз вітчизняних досліджень і публікацій

Сучасні тенденції розвитку нафтовидобувної галузі полягають у збільшенні обсягів буріння похило-скерованих свердловин. У процесі експлуатації таких свердловин штанговими насосними установками значно ускладнюються умови роботи колони насосних штанг та НКТ, що пов'язано з появою напружень згину в тілі штанг та зношуванням зовнішніх поверхонь з'єднувальних муфт і внутрішніх поверхонь НКТ. Ці явища найчастіше спостерігаються на викривлених ділянках свердловин. Оскільки більшість свердловин Прикарпаття мають складний профіль, то близько половини відмов елементів підземного обладнання відбувається через взаємне зношування муфт і НКТ [1, 2].

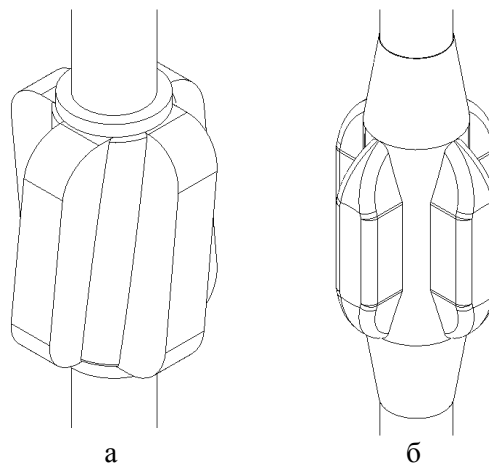
Зношування призводить до передчасних відмов: обриви колони штанг у тілі зношених муфт та порушення герметичності НКТ, і, як наслідок, до складних підземних ремонтів, збільшення витрат насосних штанг і НКТ та зниження видобутку нафти через вимушені простой. Крім того, напруження згину в тілі штанг зменшують опір корозійній втомі, прискорюють ріст корозійних тріщин і, таким чином, призводять до обриву КНШ і важких аварій. При великому куті викривлення стовбура свердловини стає можливим контактування насосних штанг з НКТ не тільки по муфті, але й по гладкій частині.

Для захисту колон насосних штанг та НКТ використовують спеціальні пристрої – центратори та протектори, що дає змогу зменшити величини напружень, які виникають внаслідок згину колон, а також зменшують нормальні сили, зумовлені тертям штанг до НКТ.

Протекторами для насосних штанг називають пристрої, які розміщують на колоні насосних штанг з метою захисту її елементів від спрацювання при терті до НКТ. При цьому вони додатково забезпечують зрізання парафіну з поверхонь НКТ і зменшення коефіцієнта тертя колони штанг до НКТ. Однак, існують конструкції протекторів призначених, здебільшого, для зрізання парафіну – шкребки-протектори, або для центрування, запобігання згину і зменшенню тертя – центратори. В залежності від призначення протектори і шкребки встановлюють в місцях інтенсивних смолисто-парафінових утворень, у викривлених місцях свердловини, місцях спрацювання колони штанг.

Протектори класичної конструкції [3] призначені для легких і середніх умов експлуатації. До цього типу відносяться: Straight Vane™ –

протектори з прямими лопатками, Positive Action Slant Vane™ (рис. 1а) – з похилими лопатками, в яких збільшена площа зрізання парафіну, Turbulence Breaker™ & Smooth Flow™ (рис. 1б) – протектори з малим гідродинамічним опором, які зменшують турбулентність потоку, а також Mort™ – гідродинамічний дизайн з похилими лопатками. Однак, надання протектору гідродинамічної конструкції призводить до збільшення витрати матеріалу, або зменшує його опір спрацюванню.



а – Slant Vane™, б – Turbulence Breaker™

Рисунок 1 – Протектори для легких умов роботи

Цією ж фірмою розроблена система Dual System™ для видалення парафіну, яка є комбінацією нерухомих протекторів і рухомих шкребок із зворотно-поступальним рухом. Шкребки очищують від парафіну поверхні штанги, а протектори – НКТ. Нейлоновий шкребок із зворотно-поступальним рухом (рис. 2) ефективно видаляє парафін з поверхні НКТ і насосних штанг. Спіральні канавки забезпечують достатнє перетікання рідини, виключають заїдання.

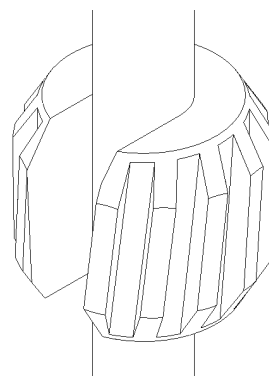
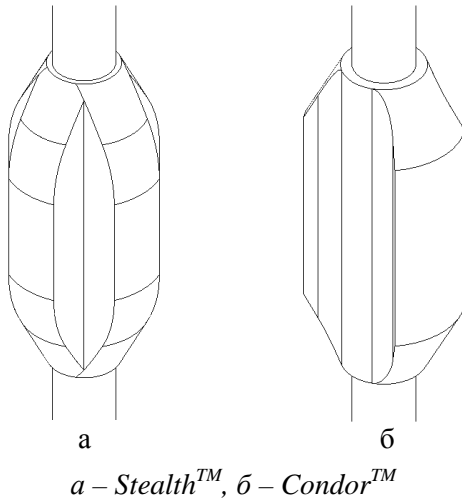


Рисунок 2 – Шкребок для системи Dual System™

Важливим є раціональне розміщення протекторів і шкребок на штангах. Як правило, протектори, які встановлюються на штанзі нерухомо, розміщують таким чином, щоб обмежити рух шкребка половиною ходу плунжера насоса [3, 4].

Протектори особливо стійкої до спрацювання конструкції мають більшу площу контактування з НКТ, що досягається застосуванням увігнутого профілю Stealth™ (рис. 3 а), збільшенням довжини протектора Stealth XL™ і NETV™ або зміщенням лопаток по довжині Condor™ (рис. 3 б) та DoublePlus™, проте витрата матеріалу для них і ціна вища. Протектор NETV™ відрізняється, крім того, гідродинамічною конструкцією, що зменшує навантаження на колону штанг при ході вниз.



а – Stealth™, б – Condor™

Рисунок 3 – Протектори для важких умов роботи

Використовуючи напрямні Double Plus™ (рис. 4), досягають суттєвого зменшення ерозійного спрацювання напрямних насосних штанг. Вони характеризуються вдвічі більшою міцністю посадки на насосні штанги, полегшують перепуск рідини в порівнянні з будь-якою іншою чотирилопатевою напрямною (до 31 % в залежності від діаметра штанг), завдяки конструкції зі зміщеними лопатками, зменшують турбулентність потоку, знижують навантаження стиску на колону, дозволяють використовувати три напрямні замість шести звичайних на одну штангу.

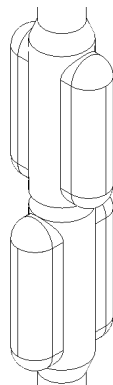


Рисунок 4 – Протектор-напрямна Double Plus™

Розробка ефективної конструкції протекторів з тілами кочення ускладнена високою їх вартістю. Однак, на цей час у світі розроблено

велику кількість таких протекторів, які встановлюють між з'єднувальними муфтами або замість муфт [3].

Мета роботи та обґрунтування необхідності її виконання

Мета роботи полягає у підвищенні терміну експлуатації насосних штанг шляхом розроблення нових конструкцій протекторів для їх захисту.

Завдання роботи:

1 Провести критичний аналіз існуючих конструкцій протекторів насосних штанг.

2 Розробити та дослідити нову конструкцію протектора насосних штанг:

- оцінити напружено-деформований стан нового протектора та різьбового з'єднання насосних штанг;

- визначити величину гідравлічних втрат під час руху флюїду у колоні НКТ у випадку використання протекторів.

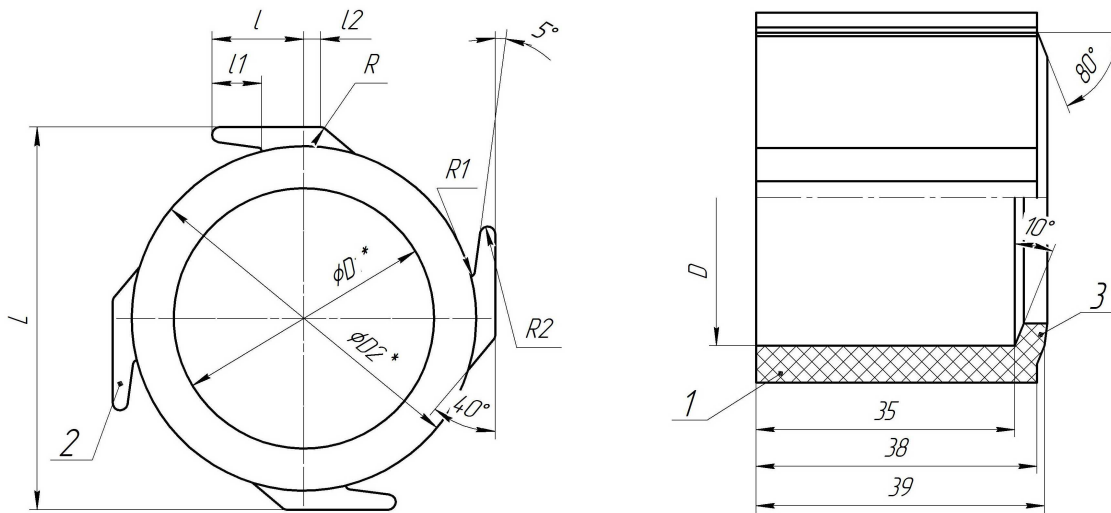
Викладення основного матеріалу

Під час проектування протекторів важливим є вибір їх матеріалу, конструкції, технології монтажу на штангу, інтервалу розміщення на колоні [4].

Конструкція протекторів повинна забезпечити: мінімальне спрацювання, необхідну поверхню тертя з НКТ для забезпечення заданої довговічності, безперешкодного проходження в НКТ, мінімальний гідродинамічний опір, посилення чи зменшення турбулентності потоку (в залежності від потреби), зменшення ерозії матеріалу, ефективно зрізання парафіну і малу витрату матеріалу при виготовленні, а також враховувати призначення, місце розташування, технологію монтажу на колону та міцність посадки на штанзі [3, 4].

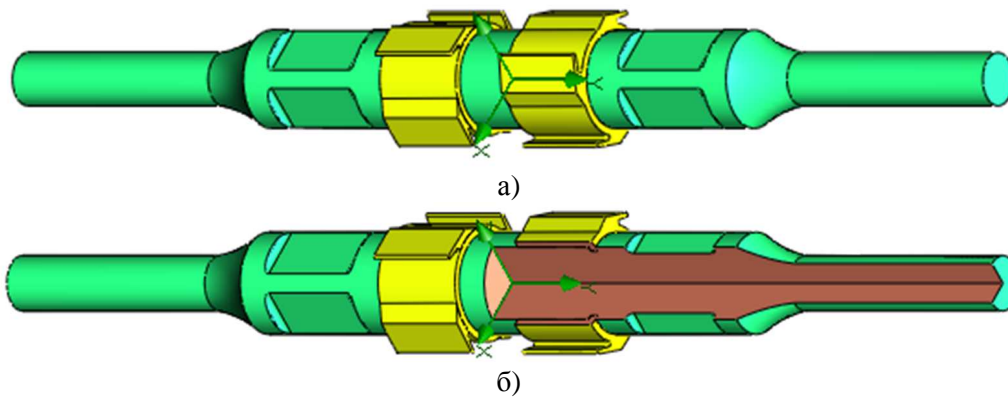
Однак, виходячи з огляду конструкцій протекторів та врахувавши їх переваги і недоліки, пропонується принципово нова конструкція протектора насосних штанг, яка дає можливість, окрім забезпечення захисту від спрацювання, амортизувати удари колони насосних штанг до колони НКТ.

Протектор (рис. 5) має циліндричний корпус 1 із повздовжніми ребрами 2 (пелюстками) на зовнішній поверхні і внутрішнім кільцевим виступом 3 на кінці [6]. Кільцевий виступ виконаний у вигляді тарільчастої пружини, а ребра – консольної пружини з загостреними кінцями і розташовані похило відносно осі корпусу. Протектор встановлюється на зовнішню поверхню штангової муфти, яка має проточку для розташування кільцевих виступів корпусу, після чого проводиться згвинчування штанги з муфтою. При цьому кільцевий виступ деформується і повністю заповнює простір проточки на муфті, внаслідок чого забезпечується герметичність різьбового з'єднання. На рис. 6 зображено конструкцію розробленого протектора, встановленого на муфтовому з'єднанні насосної штанги.



1 – корпус; 2 – повздожні ребра; 3 – кільцевий виступ

Рисунок 5 – Конструкція розробленого протектора



а – тривимірна модель; б – тривимірна модель у розрізі

Рисунок 6 – Конструкція розробленого протектора, встановленого на муфтовому з'єднанні насосної штанги

Протектор працює таким чином. При зворотньо-поступальному русі колони насосних штанг протектор разом зі штангами рухається у колоні НКТ. При кожному ході штанг вгору і вниз у викривленій ділянці свердловини при згині колони насосних штанг протектор доторкається до стінок НКТ тільки двома загостреними кінцями консольних пружин, що зменшує силу тертя до стінок НКТ і площу зношування протектора. Протилежний нахил консольних пружин верхньої і нижньої частин корпусу забезпечує компенсацію гідравлічних зусиль на протектор у момент удару його до стінки НКТ за рахунок витіснення рідини з-під консольних пружин верхньої і нижньої частини корпусу у протилежні сторони. Крім того, за рахунок витіснення рідини з під консольних пружин відбувається зменшення вібрації колони насосних штанг.

Протектор виготовляється із зносостійких пластмас групи поліамідів, оскільки це зменшує сили тертя і збільшує термін роботи протектора.

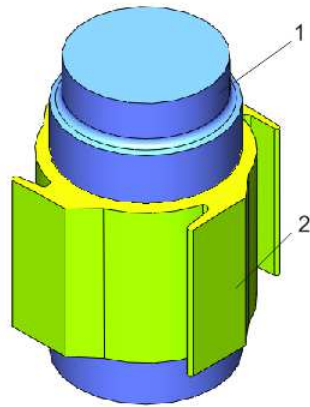
Оцінка напружено-деформованого стану нового протектора та різьбового з'єднання насосних штанг

З метою встановлення величини радіального зусилля, що може сприйматися пелюстками протектора, розроблено комп'ютерну модель фрагменту з'єднання колони насосних штанг (рис. 7).

Модель побудована у програмі SolidWorks, а саме дослідження виконано з допомогою методу кінцевих елементів у прикладному модулі Simulation.

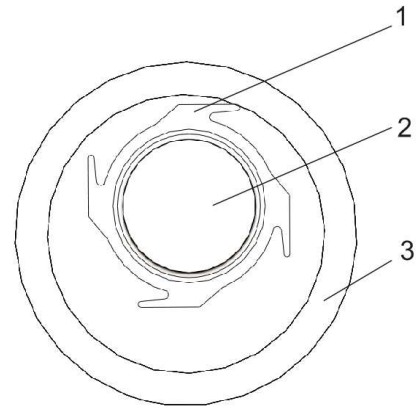
З метою зменшення часу на проведення розрахунку побудовано половину муфти та один протектор. Матеріалом для насосної штанги та муфти вибрана сталь 40Х, а для протектора призначено поліамід 66.

Далі наведено алгоритм розрахунку, а саме: на рис. 8 – схему взаємного розташування з'єднання колони насосних штанг 2 з встановленим протектором 1 у колоні НКТ 3; на рис. 9 – граничні умови; на рис. 10 – досліджувану модель з розбивкою на сітку кінцевих елементів.



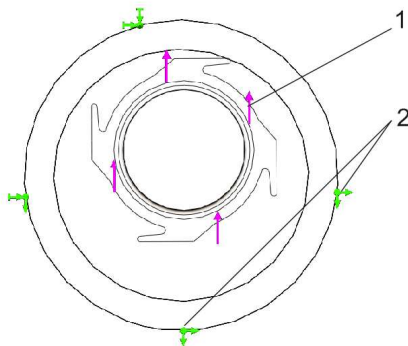
1 – фрагмент насосної штанги та муфти;
2 – протектор

Рисунок 7 – Комп’ютерна модель фрагменту з’єднання колони насосних штанг зі встановленим протектором для дослідження



1 – протектор; 2 – колона насосних штанг;
3 – НКТ

Рисунок 8 – Схема взаємного розташування з’єднання колони насосних штанг зі встановленим протектором у колоні НКТ



1 – навантаження; 2 – закріплення

Рисунок 9 – Розрахункова схема взаємодії розташування протектора із стінкою НКТ

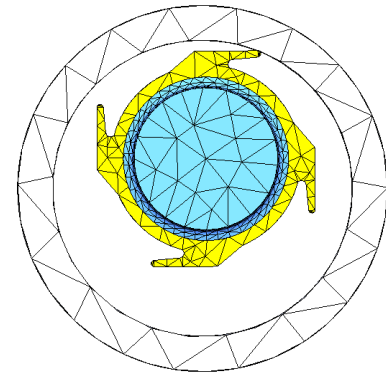


Рисунок 10 – Досліджувана модель з розбивкою на сітку кінцевих елементів

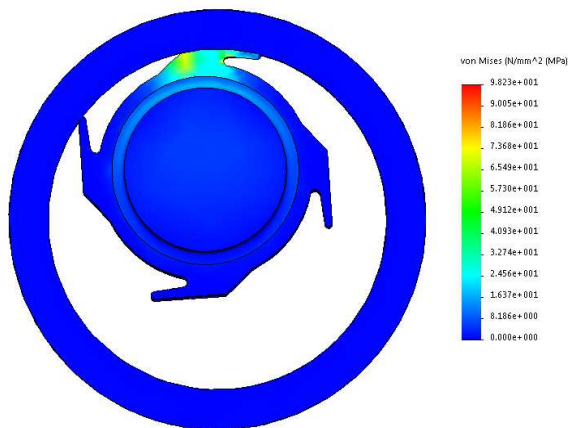


Рисунок 11 – Розподіл еквівалентних напружень у досліджуваній моделі

На рис. 11 зображено розподіл еквівалентних напружень, а на рис. 12 – переміщень у досліджуваній моделі.

Аналізуючи отримані результати розподілу еквівалентних напружень, можна стверджувати, що максимальні напруження згину у позовдовжніх ребрах протектора становлять 98 МПа і є допустимими. При цьому навантажен-

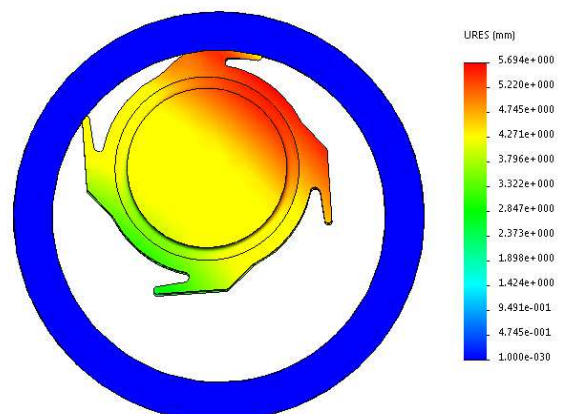


Рисунок 12 – Переміщення у досліджуваній моделі

ня, що прикладається до з’єднання насосних штанг у радіальному напрямку, є досить значним, і становить 6000 Н.

На практиці такі значення навантажень при нормальній роботі штангової насосної установки не виникають навіть у викривлених ділянках свердловини. Тому під дією менших навантажень протектор працюватиме значний час.

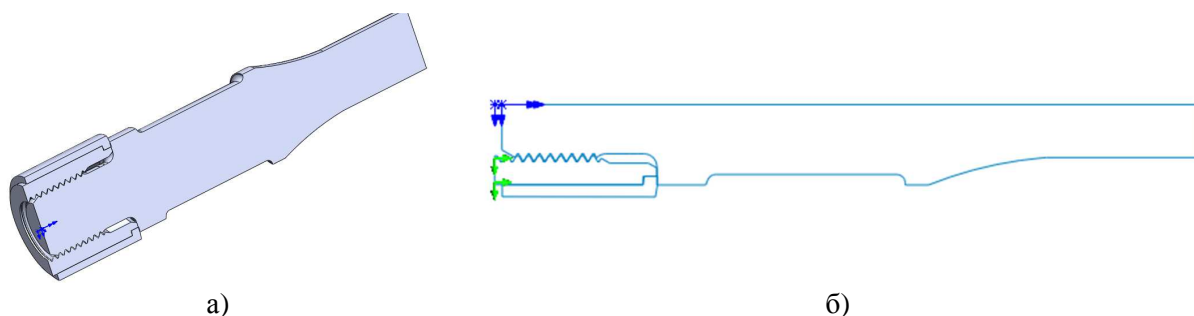


Рисунок 13 – Тривимірний модель з'єднання (а), з якої для розрахунку робимо осесиметричну (б)

Також з наведених результатів видно, що максимальне переміщення повздовжнього ребра протектора становить 5,7 мм.

У роботі також проведено дослідження напружено-деформованого стану різьбового з'єднання колони насосних штанг, оскільки при використанні протектора площа упорного торця муфти зменшується.

Оскільки деталі різьбового з'єднання всі є циліндричними, то імітаційне моделювання виконано у осесиметричній постановці (рис. 13).

Сітку кінцевих елементів досліджуваної моделі зображено на рис. 14. При створенні сітки застосовано елемент керування сіткою, а саме – на контактуючих поверхнях різьбового з'єднання сітку виконано менших розмірів у декілька разів порівняно із іншими елементами з'єднання.

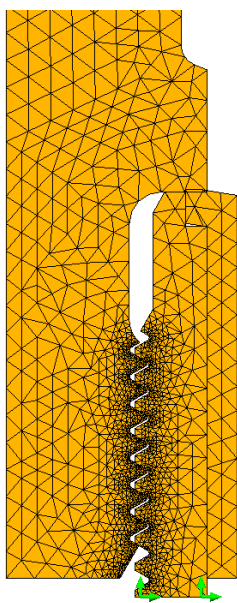


Рисунок 14 – Сітка кінцевих елементів досліджуваної моделі

Різьбове з'єднання насосних штанг піддалося дії тільки моменту згвинчування (170 Н). Отримані результати дослідження подані на рис. 15-18.

Отже, за результатами імітаційного моделювання встановлено, що зменшення площі контактування упорного торця муфти не впливає на розподіл еквівалентних напружень у різьбовому з'єднанні насосних штанг. Макси-

мальні напруження виникають у першій впадінні витків різьби ніпеля [7]). Зростає тільки значення контактної тиску у зоні контакту упорного торця муфти і бурта штанги, але не до критичного значення (384 МПа, що є меншим границі плинності матеріалу насосної муфти та штанги).

Визначення величини гідравлічних втрат (гідроопір) під час флюїду у колоні НКТ у випадку використання протекторів

Для визначення і порівняння величин гідравлічних втрат під час руху флюїду в кільцевому просторі між НКТ і колоною насосних штанг використано програму SolidWorks з прикладним модулем Flowsimulation. Вхідними даними для розрахунку прийнято: подачу плунжерного насоса, рівною 60 м³/добу (0,00069 м³/с), напір насоса – 1500 м, (діаметр насоса становить 57 мм, довжина ходу плунжера – 2,8 м, частота ходів у хвилину – 12).

Для проведення імітаційного моделювання побудовано тримірну модель з'єднання насосних штанг (типорозмір штанг - 19 мм), розміщену у НКТ діаметром 89 мм. У ході моделювання досліджено з'єднання насосних штанг як зі встановленим на ньому захисним протектором, так і без нього. На рис. 19 показано побудовані тривимірні моделі, а на рис. 20 – граничні умови.

Також при моделюванні враховано шорсткість поверхонь, з якими під час руху контактує флюїд.

На рис. 21 і 22 зображено результати імітаційного моделювання, а саме розподіл швидкості та тиску у поперечному перерізі моделі.

Отже, згідно рис. 14 більша швидкість руху флюїду спостерігається у моделі, де використовується захисний протектор (0,478 м/с). У моделі без протектора швидкість становить 0,433 м/с. Це пояснюється зменшенням площі поперечного перерізу потоку флюїду.

Згідно з результатами, поданими на рис. 15 під час руху у моделі з протектором гідравлічний опір становить 221 Па, а у моделі без протектора – 190 Па.

Зважаючи на ці результати, можна зробити висновок, що використання захисного протектора, встановленого на муфті насосної штанги, не створює великого гідравлічного опору, тобто не сприяє значному зростанню енергетичних затрат на видобування флюїду.

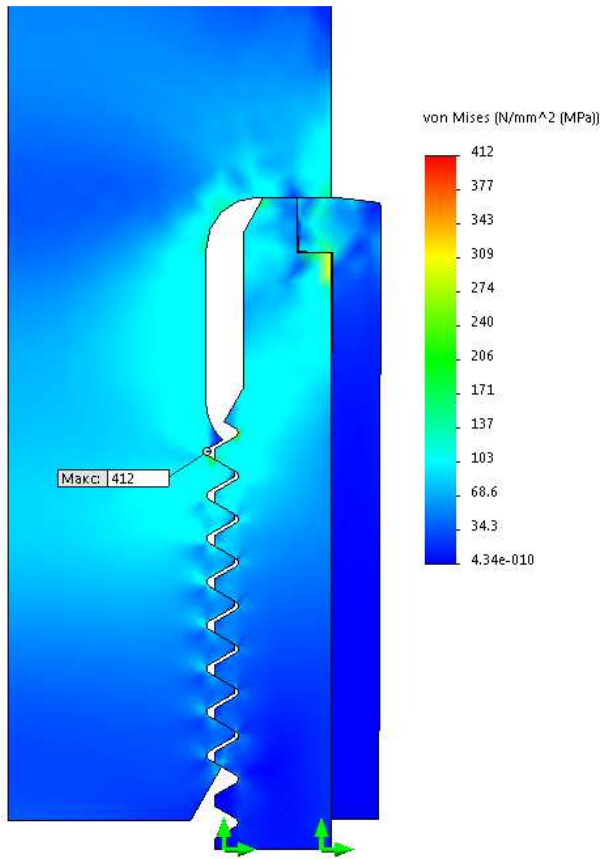


Рисунок 15 – Розподіл еквівалентних напружень у досліджуваній моделі

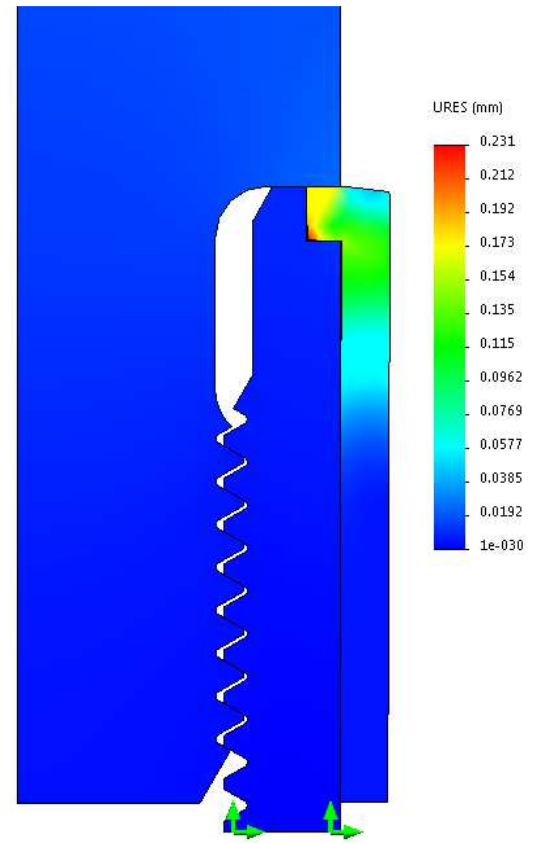


Рисунок 16 – Переміщення у досліджуваній моделі

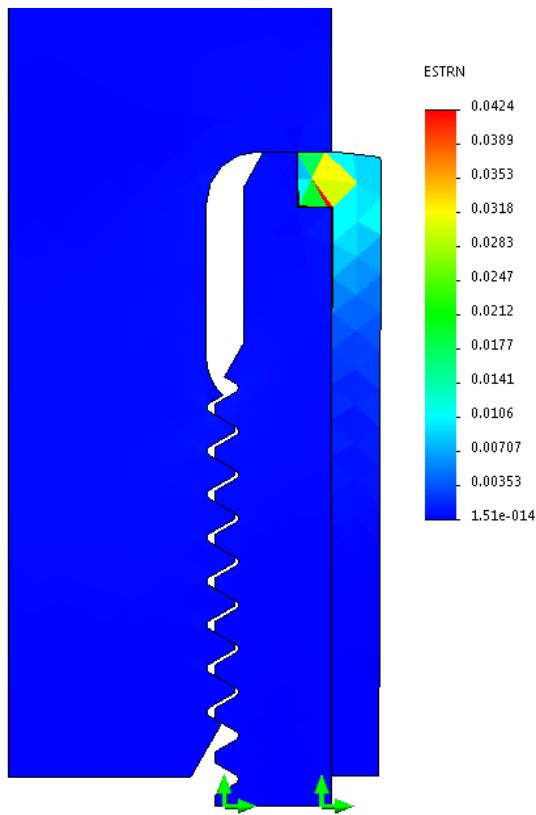


Рисунок 17 – Деформація досліджуваної моделі

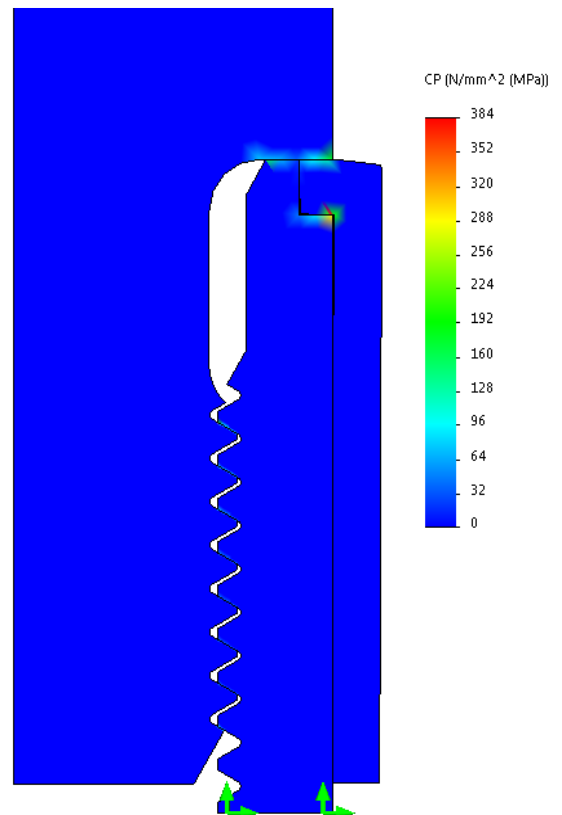
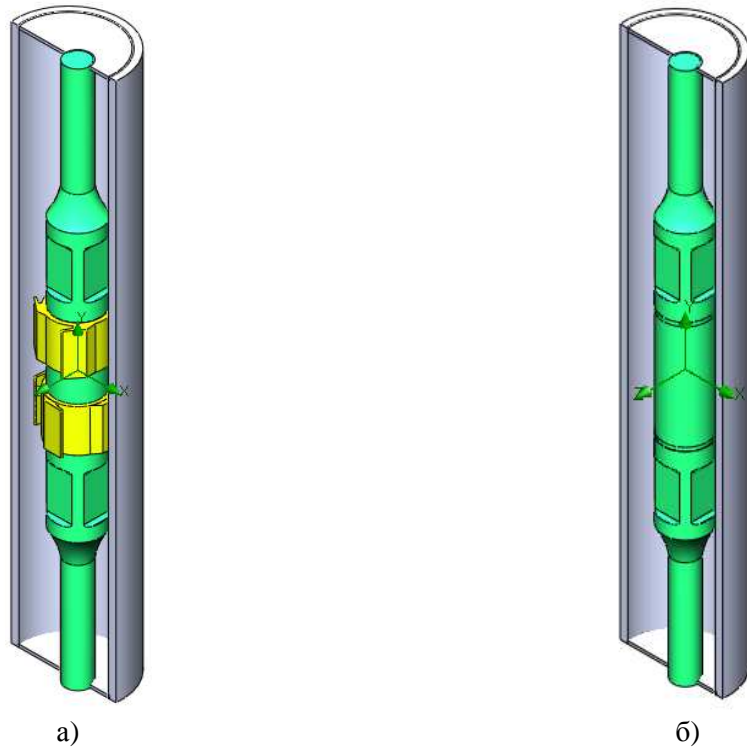
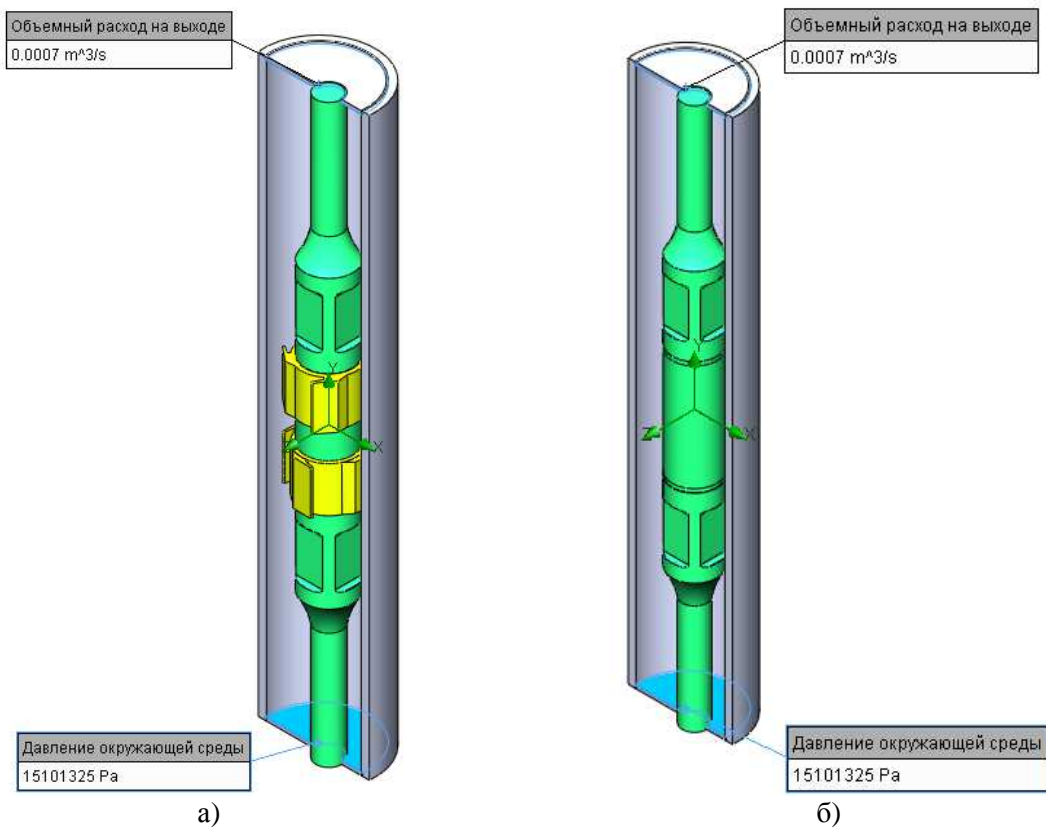


Рисунок 18 – Розподіл контактної тиску у досліджуваній моделі



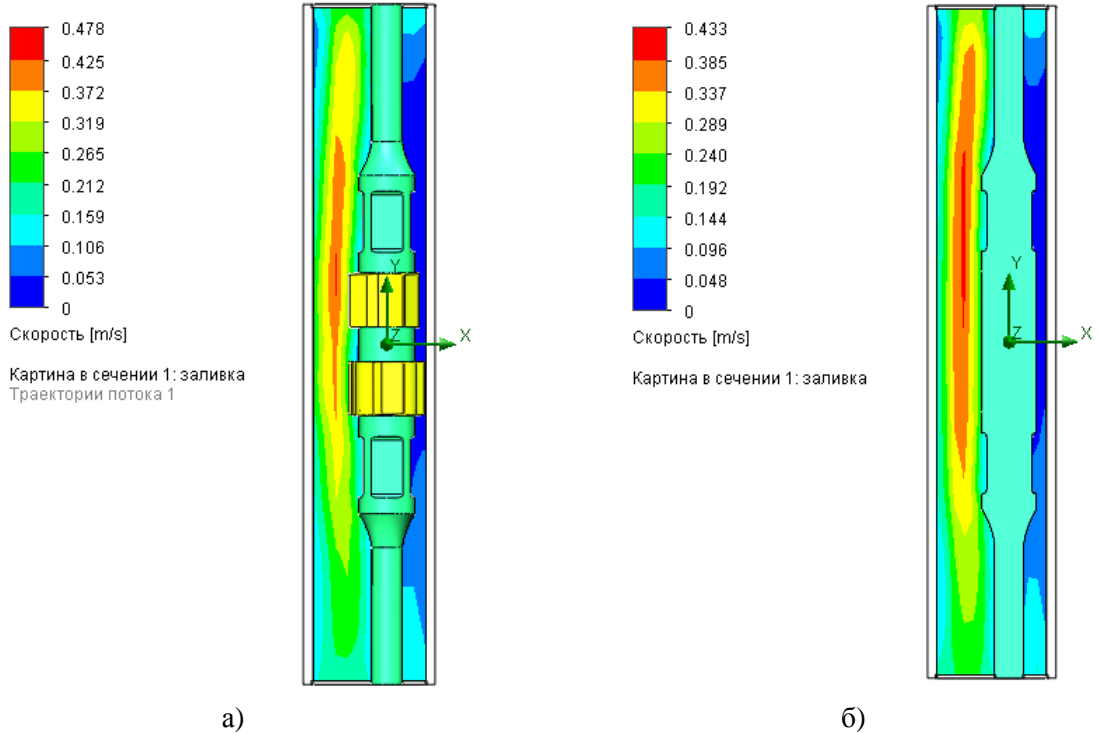
а – з'єднання насосних штанг зі встановленим на ньому захисним протектором;
б – з'єднання насосних штанг без захисного протектора

Рисунок 19 – Тривимірні моделі для дослідження



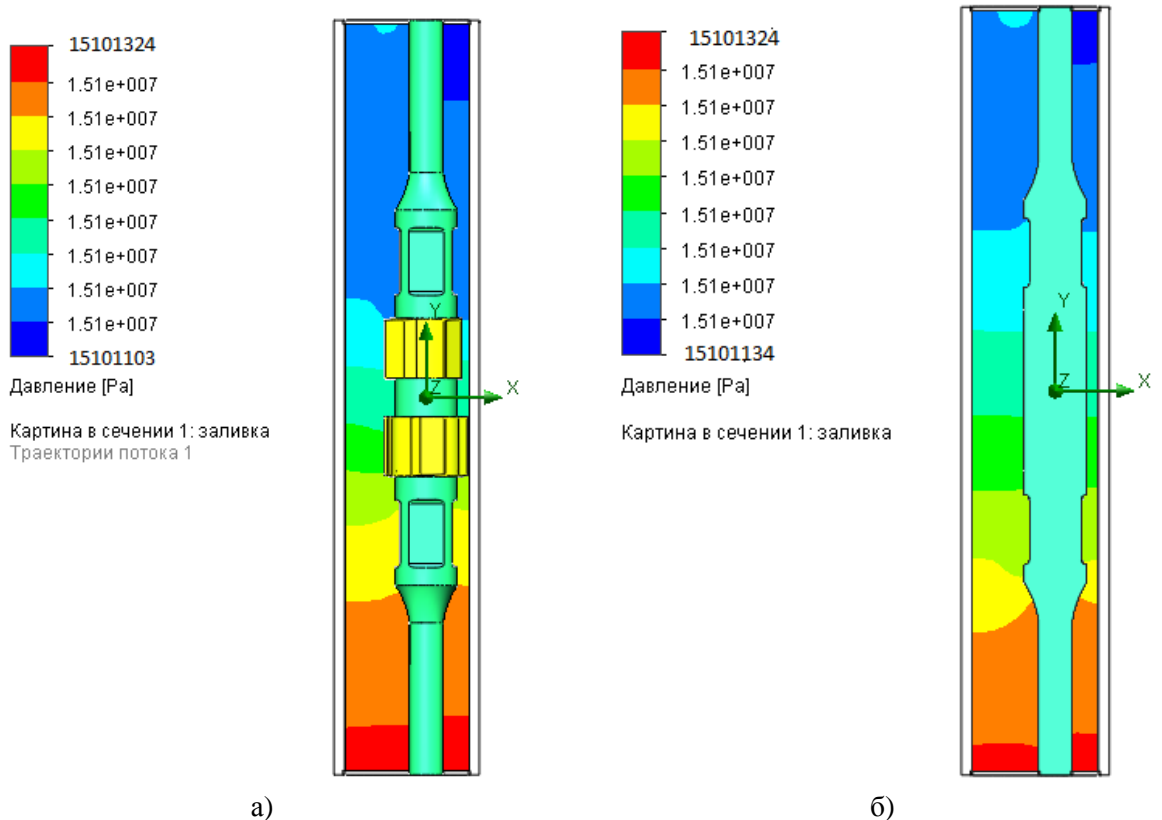
а – з'єднання насосних штанг з встановленим на ньому захисним протектором;
б – з'єднання насосних штанг без захисного протектора

Рисунок 20 – Граничні умови моделі



а – з'єднання насосних штанг зі встановленим на ньому захисним протектором;
 б – з'єднання насосних штанг без захисного протектора

Рисунок 21 – Розподіл швидкості у поперечному перерізі моделі



а – з'єднання насосних штанг з встановленим на ньому захисним протектором;
 б – з'єднання насосних штанг без захисного протектора

Рисунок 22 – Розподіл тиску у поперечному перерізі моделі

Висновки

У результаті проведених досліджень встановлено, що запропонована конструкція протектора насосних штанг відповідає їх найважчим умовам експлуатації.

Зміни у геометрії насосної муфти, а саме зменшення площі її упорного торця, не змінюють розподілу напружень, тобто максимальні їх величини концентруються у першій впадині витка різьби ніпеля.

Геометрія протектора при русі флюїду незначно збільшує величину гідравлічного опору порівняно із використанням муфти без протектора.

Отже, з метою підвищення терміну експлуатації колони насосно-компресорних труб та колони насосних штанг запропонована конструкція протектора може бути рекомендована до використання у нафтовій промисловості.

Література

1 Копей Б.В. Анализ отказов и определенные параметров надежности насосных штанг по НГДУ "Долинанефтегаз" // НТИС ВНИИОЭНГ. – Сер. Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – 1992. – № 5. – С. 7-10.

2 Пушкар П.В. Аналіз відмов колон насосних штанг в НГВУ "Надвірнанафтогаз" // Пушкар П.В., Павлюк Я.Ю., Матвійшин Т.Б., Артим В.І. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 1. – С. 116-120.

3 Копей Б.В. Насосні штанги свердловинних установок для видобування нафти: монографія / Копей Б.В., Копей В.Б., Копей І.Б. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 406 с.

4 Копей Б.В. Обладнання для попередження відкладень асфальтосмолистих речовин, парафіну та піску: монографія / Б.В. Копей, О.О. Кузьмін, С.Ю. Онищук // Серія «Нафтогазове обладнання», том 3. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 216 с.

5 Молчанов Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа; учебник для вузов / Молчанов Г.В., Молчанов А.Г. – М.: Недра, 1984. – 464 с.

6 А.с. 1448024 СССР, МКИ Е 21 В 17/10. Протектор для насосных штанг / И.Я. Петранюк, Ю.С. Сычев, Б.С. Петровский, Я.Т. Федорович, В.А. Петрыняк. – Опубл. 30.12.88, Бюл. № 48.

7 Биргер И.А. Резьбовые и фланцевые соединения / Биргер И.А., Иосилевич Г.Б. – М.: Машиностроение, 1990. – 368 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
22.02.17*

*Рекомендована до друку
професором Івасівим В.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Онищуком С.Ю.
(ПП «Група БРАСС», м. Івано-Франківськ)*