

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

валів, що призводить до їх передчасного виходу з ладу, інтенсифікується витягування пасів. Також може виникнути поломка валів в результаті втомного спрацювання. При недостатній величині попереднього натягу паси проковзують по канавках шківів, сильно нагріваються, в результаті чого швидше спрацьовуються канавки шківів і самі паси. Інструкції передбачають перевірку і регулювання натягу нових клинових пасів після їх встановлення через 5 – 10, а потім через 24, 48, 100 та 150 годин роботи, а також періодично в процесі експлуатації. В даний час існує декілька методів контролю натягу пасів, які мають свої недоліки, а саме: великі витрати часу на проведення вимірів стріли прогину, низька точність вимірювань.

Це підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції пристроїв для вимірювання натягу клинових пасів профілю Е, Д при монтажі, експлуатації та ремонті клинопасових трансмісій обладнання нафтогазової промисловості.

Мета роботи. Розроблення пристрою для вимірювання натягу клинових пасів та дослідження роботи пасових передач силового приводу бурової установки.

Результати досліджень. При запровадженні розробленої конструкції пристрою для вимірювання пасів очікується: збільшення терміну служби валів через зменшення втомного спрацювання; зменшення нагріву шківів, внаслідок чого зменшується спрацювання канавки шківів і клинових пасів; зменшення витягування пасів.

Література

1. Лівак І.Д. Експериментальні дослідження коефіцієнта витрати клапана поршневого насоса / І.Д. Лівак, З.М. Одосій, С.С. Чаплінський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – №3(8). – С. 13-16.
2. API Specification for Rotary drilling Equipment API Spec. 1, 2015, IV.
3. Чудик І.І. Енергетичні витрати в процесі буріння свердловини / І.І. Чудик // Нафтогазова енергетика. – 2007. – №2(3). – С. 5-8.

УДК 622.24

*В.М. Савик, к.т.н., доцент,
Д.В. Бондар, магістрант
В.В. Кононенко, магістрант
В.С. Олійник, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНОГО МЕХАНІЗМУ ПОДАЧІ ДОЛОТА

На даний час обсяги похило-скерованого та горизонтального буріння

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

невпинно зростають. До того ж, значна кількість свердловин містить геометричні недосконалості у вигляді локальних перегинів осей та каверн (жолобів) на стінках. Як наслідок, колони бурильних і насосно-компресорних труб, які експлуатуються в таких умовах, зазнають суттєвих деформацій розтягу, стиску, згину та кручення. При цьому виникають як нормальні, так і дотичні напруження, що часто сягають граничних величин та призводять до втомного руйнування згаданих колон. Іншими словами, бурильні та насосно-компресорні труби втрачають працездатність, тобто стан, при якому вони спроможні виконувати задані функції при збереженні значень параметрів у межах, встановлених нормативною документацією. Тож, для забезпечення працездатності, необхідне припинення експлуатації вказаних колон до настання відмов при встановленій системі технічного обслуговування та ремонту.

Одним із шляхів вирішення зазначеної проблеми є оцінка напружено-деформованого стану колон бурильних і насосно-компресорних труб із подальшим прогнозуванням їх втомної довговічності з метою забезпечення працездатності.

У практиці бурових робіт процес поглиблення вибою свердловин здійснюють при періодичному нарощуванні бурильних труб після занурення ведучої бурової труби в основу ротора бурової установки. Після цього ведучу бурильну трубу (квадрат) і вертлюг талевою системою піднімають на 13-15 м над ротором, буровий насос, що забезпечує циркуляцію в свердловині, зупиняють, і надлишковий тиск з системи нагнітання бурового розчину знижують. При від'єднанні ведучої труби від бурильних труб з наземної нагнітальної лінії під дією гідростатичного тиску стовпа бурового розчину, з ведучої труби вихлюпується з «сифоном» порція бурового розчину (70 ... 100 літрів). При цьому відбувається забруднення робочого майданчика навколо гирла свердловини, а в зимовий час це призводить до заледеніння гирлового обладнання.

Недоліками використовуваного вибійного механізму подачі долота є: недостатня ефективність пристрою при гасінні осьової вібрації, що виникає при роботі вибійного двигуна і долота; недостатня ефективність при гасінні значних ударних навантажень як осьових, так і крутних; значні сили тертя в гвинтовій шліцьовій парі, які істотно знижують силу подачі, що розвивається пристроєм, і тим самим знижують його ефективність. Тому існує необхідність в модернізації вибійного механізму подачі долота.

Мета роботи. Дослідження параметрів роботи модернізованого механізму подачі долота.

Результати роботи. Запропоноване технічне рішення дозволить: зменшити пікові значення моменту, що діють на вибійний двигун; уникнути його роботи в гальмівному режимі і тим самим збільшити його ресурс; збільшити ресурс породоруйнівного інструменту; дозволить забезпечити

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

більш ощадливий режим роботи вибійної електроніки роторно-керованої системи. Все це дозволить підвищити ефективність вибійного механізму подачі долота, а також збільшити ресурс його роботи.

Література

1. Кузьо І. В., Харченко Є. В., Сокіл М. Б. Динамічні процеси у середовищах, які характеризуються поздовжнім рухом, та вплив крайових умов на амплітуду і частоту їх коливань. *Вібрації в техніці і технологіях*. 2007. № 3(48). С. 53-56.
2. Войтенко В.С. *Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга*. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
3. Гутий А. В. Експериментальні дослідження впливу параметрів ударного механізму на ефективність вивільнення прихопленої колони труб. *Автоматизація виробничих процесів у машинобудуванні та приладобудуванні*. 2011. № 45. С. 38-44.

УДК 662.6

К.О. Нехай, магістрант

В.В. Школа, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНИХ ГАЗОМОТОКОМПРЕСОРИВ

Природний газ не можна транспортувати в достатній кількості і на великі відстані по трубах тільки за рахунок пластового тиску, тому розвиток трубопровідного транспорту нерозривно пов'язаний з будівництвом і експлуатацією системи компресорних станцій, встановлюваних на трасі газопроводів, які мають типову обв'язку технологічних ліній і обладнуються різного роду перекачуючими агрегатами потужністю, відповідною витраті газу, що транспортується, і перепаду тиску по станціях.

На газопроводах як енергопривід компресорних станцій в основному експлуатуються газомотокомпресори (ГМК) – поршневі компресори з приводом від поршневих двигунів внутрішнього згорання, що працюють на газі, електродвигуни і газотурбінні установки різних схем і конструкцій для приводу відцентрових нагнітачів природного газу.

Вид приводу на КС в основному визначається пропускною спроможністю газопроводу. Для газопроводів невеликої пропускної спроможності (менше 20-30 млн м³/добу) на КС доцільно використовувати поршневі газомотокомпресори, для газопроводів з пропускною спроможністю понад 20-30 млн.м³/добу найефективнішими є нагнітачі з приводом від газотурбінних установок або електродвигунів.

Газомотокомпресори призначені для стиснення і перекачування природних і нафтових газів в системі магістральних газопроводів, на газобензинових нафтопереробних заводах, станціях підземного зберігання