

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

2. 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.

3. А.с. 1530740 СССР, МКИ Е 21 В 17/10. Протектор для насосных штанг/ Я.Т. Федорович, И.Я. Петранюк, Ю.С. Сычев, Г.А. Лесовой. - Опубл. 15.02.88, Бюл. № 39.

4. Федорович Я. Т. Оцінка впливу захисних протекторів на покращення роботи насосних штанг / В.В. Михайлюк, А.О. Воржеїнова // Міжнар.наук.-техн.конф.ІМ-2016, 16-20 травня 2016 р, – м. Івано-Франківськ, 2016. – 356 с.

УДК 622.691.4.052.

АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ТЕПЛООБМІННИХ АПАРАТІВ

С. Я. Петрів

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342)72-71-70,
e-mail: ifts@nung.edu.ua*

Газотурбінні установки (ГТУ), що використовуються в якості приводу нагнітача природного газу, найбільш чутливі до зміни технічного стану своїх елементів в порівнянні з іншими типами теплових двигунів. З погіршенням технічного стану ГТУ для забезпечення потужності, необхідної для транспорту одного і того ж обсягу газу, як правило, потрібне збільшення витрати паливного газу, тому основною задачею дослідження та розробки ефективних методів контролю технологічних параметрів регенераторів (теплообмінних апаратів) газоперекачувальних агрегатів в період функціонування направлена на своєчасне виявлення дефектів і несправностей, що в свою чергу забезпечує стабільний робочий процес без втрати потужності газотурбінної установки. Використання методів діагностування та контролю технічного стану, які дозволяють оптимізувати режим обслуговування і знизити вартість ремонту обладнання, є одним з найважливіших засобів підвищення якості, надійності та економічної ефективності експлуатації компресорних установок магістральних газопроводів.

Основними джерелами погіршення технічного стану ГТУ є:

- забруднення проточної частини осевого компресора;
- збільшення радіальних зазорів в турбомашині і в кінцевих ущільненнях;
- викривлення і прогар жарової труби камери згоряння і, як наслідок, збільшення нерівномірності температурного поля на вході в турбіну;
- витік повітря в регенераторі.

В умовах експлуатації для визначення витоків повітря із секцій пластинчастих регенераторів використовуються такі методи [1]:

- по темпу падіння тиску в заглушених секціях регенератора. Недоліком даного методу є те, що падіння тиску визначається в заглушених секціях і на непрацюючому агрегаті. Тобто для того, щоб провести діагностування теплообмінних апаратів необхідно відключити його від газоперекачувального агрегату в результаті чого ККД зменшується;

- за даними спеціально встановленої мірної шайби в режимі критичного закінчення повітря через нещільності регенератора по зміні параметрів роботи агрегата, від яких здійснюється відбір повітря на опресовування. Витік повітря через нещільності регенератора на працюючому агрегаті можна визначити за допомогою вимірювання концентрації кисню в потоці відпрацьованих продуктів згоряння до і після регенератора. Зазначений метод базується на тому, що в результаті порушення герметичності регенератора повітря під тиском 0,4 - 0,6 МПа через нещільності і щілини потрапляє в потік відпрацьованих газів, що надходять в регенератор після виходу ТНД з тиском 0102 -0103 МПа, і підвищує зміст в них кисню [1,2].

Крім цього, в умовах експлуатації на різних газопроводах робилися спроби використовувати й інші способи:

- по заміряній площі щілин в секціях регенератора;
- за відомою продуктивності стороннього джерела стислого повітря, що використовується для опресовування, з перерахунком її на робочі умови роботи регенератора;
- по приросту потужності ГТУ після заварки щілин в секції регенератора.

В умовах експлуатації найбільшого поширення набув метод визначення витоків повітря по темпу падіння тиску в заглушеній секції регенератора. Для визначення чисельного значення витоків повітря в заглушеній секції регенератора можна використовувати методику визначення витоків із замкнутого обсягу [1].

Однак, вище перераховані методи не дозволяють зробити висновок про цілісність досліджуваної конструкції, тобто в якій саме секції теплообмінника відбувається витік повітря. Оскільки конструкторські особливості пластинчастих регенераторів не дозволяють легко і швидко визначити місце розгерметизації, для того, щоб провести ремонтні роботи. Тому пропонується метод діагностики теплового неруйнівного контролю. Який базується на визначенні температурних полів об'єкта. Після отримання значень температурного поля на поверхні регенератора та побудови математичної моделі на основі отриманих температурних коефіцієнтів [3], визначити місце розгерметизації в конструкції регенератора. Однією з переваг даного методу є те, що його можна здійснювати на працюючому агрегаті та не витрачати додатковий час на пошук дефекту, розбираючи теплообмінний апарат.

Література

1. Козачанко А. Н. Энергетика трубопроводного транспорта газов. А. Н. Козачанко, В. И. Никишин, Б. П. Поршаков . – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – 2001. – 327-355 с.
 2. Поршаков Б.П. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций. Поршаков Б.П., Лопатин А.С., Назарьина А. М. и др. – М.: Недра, 1992. – 207 с.
 3. Заміховський Л.М. Математическое моделирование процесса теплообмена в регенераторе газоперекачивающего агрегата с использованием аппарата обратных задач. – Л. М. Заміховський, С. Я. Петрів – Харків: Науковий журнал «ScienceRise», №4/2 (9) 2015. – 49-53 с.
- УДК 622.276

СТРУМИННІ НАСОСИ - НОВІ МОЖЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

Дирів Р.І., Гутак О.І.

*Івано-Франківський національний університет нафти і газу,
Україна, 76019, Івано-Франківськ вул. Карпатська 15, e-mail: dyrivrostyslav@gmail.com*

Досвід впровадження горизонтального буріння показує, що розробка родовищ за допомогою горизонтальних свердловин дозволяє вирішити цілий комплекс завдань, які були не під силу при розробці родовищ вертикальними свердловинами. Тому останнім часом все більшого розповсюдження набуває практика використання горизонтальних свердловин та впровадження новітніх методів та технічних засобів експлуатації, до яких і належать струминні насоси.

Метою даної роботи є дослідження особливостей експлуатації горизонтальної свердловини з використанням струминних насосів.

Для реалізації поставленої мети в роботі необхідно вирішити наступні завдання:

- проаналізувати процес проектування експлуатації горизонтальної свердловини;
- описати можливі методи дослідження горизонтальних свердловин;
- виконати розрахунок оптимального режиму експлуатації свердловини з використанням струминного насосу ;
- підібрати обладнання для експлуатації свердловин струминними насосами, збору та попередньої підготовки продукції.

Дана робота була виконана на базі опрацювання результатів дослідно-промислової експлуатації горизонтальних свердловин та паралельного аналізу теоретичних матеріалів.

Проаналізовано, що експлуатація горизонтальної свердловини струминним насосом дозволяє проводити увесь комплекс геофізичних і гідродинамічних досліджень одним спуском