

40%. Тому, для того щоб електрообладнання свої нормативні години надійно відпрацювало, необхідно забезпечити його допустимий тепловий режим.

На практиці застосовують два методи контролю за нагріванням електрообладнання, а саме, непрямий та безпосередній.

При використанні непрямого методу стежать не за самою температурою (перевищенням температури) окремих вузлів електрообладнання, а за навантаженням і температурою охолоджуючого середовища. Цей метод набув широкого застосування для електричних машин і трансформаторів малої та середньої потужностей.

Безпосередній метод базується на вимірюванні температури (перевищення температури) окремих частин електричних машин і трансформаторів за допомогою індикаторів різного виду – термометрів, терморезисторів, термопар. Використовують для цих цілей і вимірювання опору обмотки на постійному струмі, та за значенням опору визначають температуру обмоток.

Проведення експериментальних досліджень та необхідних розрахунків з встановлення залежності температури обмоток асинхронних машин від значення ковзання дасть можливість суттєво продовжити термін служби даного типу електрообладнання.

Перелік використаних джерел:

- 1.Контроль температуры электрических машин. Богаенко И.Н. «Техніка», 1975, 176 с.*
- 2.Зедгинидзе Г.П. Измерение температуры вращающихся деталей машин. М., Гостехиздат, 1962.*
- 3.Косар Д.М. Постоянный контроль температуры обмоток ротора. – «Электрические станции», 1965, № 9.*
- 4.Брускин Д.Э. и др. Электрические машины и микромашины. Учебник для вузов / Д.Э.Брускин, А.Е.Зорохович, В.С.Хвостов. 2-е изд. Перераб. И доп. – М.: Высш. Школа, 1981. – 432 с. сил.*

ТЕХНОЛОГІЯ І УСТАТКУВАННЯ ДЛЯ МОНІТОРИНГУ НЕТЕХНОЛОГІЧНИХ СКУПЧЕНЬ РІДИНИ В ПОРОЖНИНАХ ДІЮЧИХ ГАЗОПРОВІДІВ

Карпаш О.М., Карпаш М.О., Яворський А.В., Рибіцький І.В.

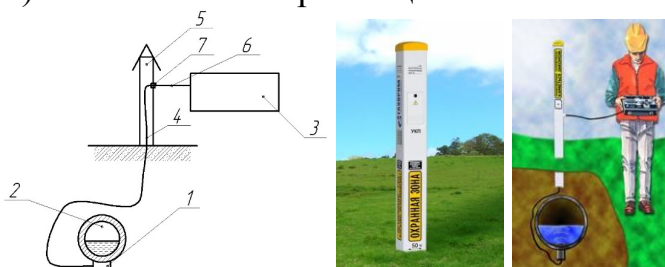
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Одним із факторів, які знижують ефективність функціонування газотранспортної системи (ГТС), не дивлячись на існуючі системи осушування природного газу, є наявність вологи в транспортованому продукті. Значні об'єми рідини накопичуються в порожнині газопроводів під час інтенсивного відбору газу з підземних сховищ газу. Це призводить до утворення рідинних заторів і газоконденсатних пробок та мігрування рідинних скупчень, і як результат, виникнення високого ризику повного припинення газопостачання.

Аналіз стану проблеми визначення місць скупчення рідини та її рівня в порожнині газопроводу показав, що на даний час не існує приладів чи систем, які б давали можливість вирішити дану проблему відповідно до встановлених вимог [1].

Для вирішення наведеної вище проблеми, фахівцями лабораторії неруйнівного контролю та технічної діагностики об'єктів нафтогазового комплексу кафедри «Енергетичного менеджменту і технічної діагностики» Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу була розроблена система для вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу. Визначення рівня рідини проводиться в польових умовах без втручання в роботу газопроводу [2]. Система складається з мережі контрольно-вимірювальних постів (КВП), встановлюваних в місцях, де існує загроза накопичення рідини в газопроводі і портативного контрольного пристрою. Визначення рівня рідини ґрунтується на акустичному луна-імпульсному методі визначення товщини виробів. Процес контролю полягає в почерговому вимірюванні рівня рідини в газопроводі шляхом підключення пристрою контролю до кожного контрольно-вимірювального поста. На рис. 1 зображено реалізація системи для вимірювання рівня нетехнологічної рідини у порожнині газопроводу на базі контрольно-вимірювального поста.

Згідно наведеної функціональної схеми (рис.1) системи для вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу, вона складається з акустичного блоку 1 (в складі акустичного блоку системі застосовано ультразвуковий п'єзоелектричний перетворювач власного виробництва (рис.2) з відповідною технологією (know-how) забезпечення довготривалого акустичного контакту), який кріпиться до нижньої частини газопроводу 2 та вимірювального блоку 3 (портативний контрольний пристрій). Кабель акустичного блоку 4, за допомогою якого реалізується з'єднання акустичного блоку 1 з наземною частиною, виводиться у колонку контрольно-вимірювального поста 5, та сполучається з акустичним блоком 3 за допомогою кабелю вимірювального блоку 6 через з'єднувач 7, який вмонтовується у стінку колонки контрольно-вимірювального поста 5. В якості основи для контрольних пости пропонується обрати сучасні колонки електрохімзахисту (рис.1) вітчизняного виробництва.



1-акустичний блок; 2- газопровід; 3- акустичний блок; 4- кабель акустичного блоку; 5- колонка КВП; 6- кабель вимірювального блоку; 7- з'єднувач.

Рисунок 1 – Реалізація системи для вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу:

Для реалізації запропонованого підходу було зібрано експериментальну установку для моделювання системи вимірювання рівня нетехнологічної рідини в

порожнині газопроводу В якості ділянки газопроводу було використано секцію труби діаметром 426 мм і шириною 180 мм) [1]. Секція труби заглушена з обох сторін, з встановленими патрубками для закачування і викачування рідини. Внизу секції встановлений акустичний блок, з кабелем зв'язку, який виведений на поверхню ґрунту в спеціальну контрольну-вимірювальну колонку. У листопаді 2010 року було виконано закопування трубної секції на глибину приблизно 120 см. Далі, з інтервалом 3 місяці до вересня 2013 року виконувалися послідовні контрольні вимірювання різних рівнів рідини (від 5 до 60% діаметра) в секції - ні в одному з випадків не було помічено втрати сигналу від п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача. Останні контрольні вимірювання проводились на початку 2017 року в результаті яких було черговий раз доведено повну роботоздатність системи. Це підтверджує можливість забезпечення надійного тривалого акустичного контакту в таких системах моніторингу рівня рідини в газопроводі підземного укладання.

Перелік використаних джерел:

1. *Природний газ: інноваційні рішення для сталого розвитку: монографія / Загальна редакція: О.М. Карпаш. Редакційна колегія: Райтер П.М., Карпаш М.О., Яворський А.В., Тацакович Н.Л., Рибіцький І.В., Дарвай І.Я., Банахевич Р.Ю., Височанський І.І. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 398 с.*
2. *Патент на винахід UA 106840. Пристрій для вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу / Карпаш О.М., Рибіцький І.В., Карпаш М.О., Банахевич Р.Ю. (Україна). – Опубл. 10.10.2014, Бюл.№ 19, 2014р.*

КОНТРОЛЬ РУЙНУВАННЯ ТА РОСТУ ВТОМНИХ ТРІЩИН В ГІБРИДНИХ НАСОСНИХ ШТАНГАХ

Копей Б.В., Блажків Т.Б., Юй Шуанжуй, Стефанишин А.Б.
*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
email kopeyb@ukr.net*

Для визначення працездатності склопластикових і гібридних насосних штанг в умовах дії навантажень циклічного розтягу та згину використана методика натурних випробувань на втому. Досліджено згинальну втомну поведінку та опір втомі при асиметричному осьовому циклічному розтягуванні гібридних втомних композитних стрижнів, що складаються з односпрямованих вуглецевих волокон в осерді і скляних в оболонці. Пошкодження оцінювали, контролюючи втрату жорсткості залежно від кількості циклів, а згинальну втомну міцність визначали з точки зору появи тріщин і руйнування.

Для дослідження втомної міцності було використано зразки склопластикових діаметром 22 мм та гібридних штанг (осердя з вуглепластика зі склопластиковою оболонкою) діаметром 19мм і довжиною до 320 мм китайського виробництва (рис. 1). Зразки досліджували при різному навантаженні та напруженнях згину на стенді ЗКШ-25 при консольному згині з обертанням частотою $n=950\text{хв}^{-1}$. Для достовірності результатів проведено дослідження при 4 різних напруженнях згину.