

Стремительное развитие в последнее время методов неразрушающего контроля, все более обширное применение их в производстве в первую очередь как методов выявления дефектов на ранней стадии их развития дает возможность все надежнее предотвращать незапланированные аварийные выходы оборудования из эксплуатации. Один из таких методов – динамично развивающийся тепловой метод контроля.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВОГО МЕТОДА КОНТРОЛЯ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

Ф.Г. АХУНДОВ

начальник отдела технического надзора
НПЗ «Азербайджаннефть» Госнефтекомпания Азербайджана

г. Баку

По сравнению с другими методами тепловой метод в нефтеперерабатывающей промышленности применяется относительно недавно. Как

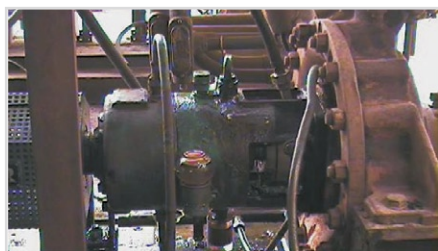


Рис. 1 Общий вид обследуемого насоса

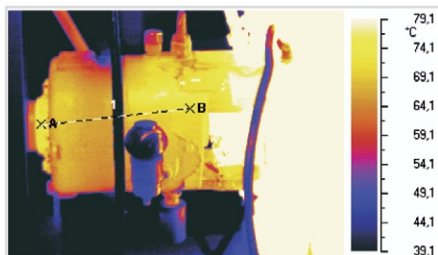


Рис. 2 Термограмма поверхности насоса

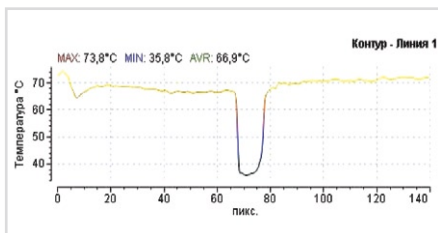


Рис. 3 Линейный профиль термограммы



Рис. 4а Поврежденные внутренние кольца подшипников качения – переднего

таковых методических указаний по применению его на оборудовании нефтехимического комплекса не существует. Исходя из этого, было принято решение провести термографическое обследование при помощи тепловизора марки TH-9100 с неохлаждаемой балометрической матрицей производства японской компании NEC в целях выявления наиболее оптимального способа применения данного метода на каком-то конкретном виде оборудования.

Термографическому обследованию (оно проводилось в облачную погоду при температуре воздуха + 29 °C, относительной влажности 60% и скорости ветра 2 м/с) был подвергнут насосный парк установки первичной перегонки нефти ЭЛОУ-АВТ-2.

Эксплуатация ее характеризовалась следующими параметрами:

$Q = 102 \text{ м}^3/\text{ч}$; $p = 12,2 \text{ кгс}/\text{см}^2$;

$n = 2965 \text{ об}/\text{мин}$;

перекачиваемый продукт –

дизельное топливо с $t = 242,3 \text{ }^\circ\text{C}$.

При этом на корпусе насоса марки SULZER-80-3400 (рис. 1) в частях опоры подшипников был обнаружен ненормативный перегрев поверхности (рис. 2), не типичный для данной части насоса и превосходящий нормативный предел (согласно ОТУ-78 пункт 2.5.8, температура подшипникового узла не должна превышать 60 °C).

Температура охлаждающей жидкости на входе в систему охлаждения насоса согласно регламенту должна быть не более 25-30 °C. Анализируя линейный профиль термограммы, на которой отчетливо видно падение температуры охлаждающей жидкости до значения, указанного в регламенте ►



Рис. 4б Поврежденные внутренние кольца подшипников качения – заднего

USING THE THERMAL METHOD OF CONTROL IN OIL REFINING

Speedy development of non-destructive test methods in recent years, their growing application in production, primarily, as a method of detecting defects at an early stage of their development make it possible to prevent, with greater reliability, unplanned emergency failures of the equipment in service. One of such methods is the dynamically developing method of thermal control.

Compared with other methods, the thermal method in oil refining has come into use fairly recently. As such, there do not exist yet any methodological guidelines on its use in the petrochemical sector. Based on the above, it was decided to conduct a thermo-graphic investigation using a thermo imagery device, (TH – 9100) with un-cooled ball-meter matrix manufactured by NEC, Japan, for the purpose of identifying the most optimum way of applying this method on some specific type of equipment.

A system of pumps for the oil primary distillation unit ELOU – AVT -2 was subjected to thermo-graphic investigation (it was carried out in overcast weather at the air temperature of + 29 °C, relative humidity 60% and the wind speed of 2 m/sec).

Its operation was characterized by the following parameters:

$Q = 102 \text{ m}^3/\text{hour}$; $p = 12,2 \text{ kgf}/\text{cm}^2$;

$n = 2965 \text{ rpm}$;

the pumped product

was diesel fuel at $t = 242,3 \text{ }^\circ\text{C}$.

In the process, on the housing of the SULZER-80-3400 pump (Fig. 1) in the parts of the bearing supports, abnormal overheating of the surface was detected (Fig. 2), untypical of this particular part of the pump and exceeding the standard limit (as per OTU-78 Item 2.5.8, the temperature of the bearing unit is not to exceed 60 °C).

The temperature of the coolant at the input of the pump, according to the regulations, must not be more than 25 – 30 °C. Analyzing the line profile of the temperature log which clearly shows a drop in temperature of the coolant down to a reading given in the regulations on the operation of the pump unit (Fig. 3), no variance or disruption of the normal function of the cooling system was found.

Judging by the thermo-graphic investigation, it was assumed that on this particular pump the anti-friction bearings were the likeliest components to have failed. Our assumptions were borne out indirectly by «metallic» noise made by the pump. In order to ascertain the causes, it was decided to shut down the pump and to inspect it

in detail. As a result, our assumptions were fully confirmed: the inner rings of the antifriction bearings (Fig. 4) turned out to be defective, or rather, to have reached an emergency condition which caused impermissible abnormal overheating of the bearings and, in its turn, had a temperature impact on the pump housing. This resulted in a real threat for the pump unit to catch fire.

Another object of research was the D-301 vessel (Fig. 5) of the same unit, capacity 9000 liters, with an operating pressure of 1.0 kgf/cm² and the product temperature (technical water) + 90 °C. This vessel was a buffer vessel for collection of technical water used to cool the E-303AB heat exchanger unit. The aim of the study was to determine the operating accuracy of the mechanical and electronic level meters, LT-311 IZIZEB-DEA and LG-311 SRG-1, installed on this vessel after repairs. After obtaining the thermographic image, the thermal water-line was determined geometrically (Fig. 6) and the volume of the water contained in the vessel at the moment was calculated. The results obtained and the readings of the level meters coincided.

The next phase of the investigation was the process furnace of the atmospheric block (Fig. 7) to heat the oil up on the oil preliminary distillation unit ELOU – AVT 2.

- Furnace production rate
mln tons per year.....2
- Temperature in the radiation
chamber, °C.....850
- Temperature in the convection
chamber, °C.....343
- Number of flows.....4
- Number of nozzles.....10
- Furnace insulation.....
Ceramic fiber 76.2 mm thick
- Furnace overall
dimensions, mm.....3160×13735×12287

When carrying out the thermo-graphic survey (Fig. 8) in September 2008 (the furnace was operated at air temperature of +30°C, relative humidity 70 %, distance to the object was 20 m, measurement angle was 30°), considerable areas of increased temperature in various parts of the furnace were identified (Fig. 10, 11). Judging by the condition of the abnormal areas, given the long period of operation without overhaul, (the unit was placed into service in 1994) and excessive temperatures on the furnace surface, it was surmised that the insulation layer had been partially destroyed on all the sides. Based on the thermograms and their evaluation, recommendations on how to eliminate these defects were worked out. January - February 2009 saw the overhaul of this particular unit, including the process furnace. All the findings made during the furnace check-up in September were confirmed visually (Fig. 11) when executing the reject reports.

The examples under discussion above do not pretend that there is a 100 %-likelihood of the defects on this equipment being found, however this is another step towards early discovery of defects and their timely elimination in a bid to help increase the service life of the equipment and correspondingly reduce the major repair costs.

«Azerneft» Oil Refinery, State Run Oil Company (Azerbaijan):
AZ-1026, Azerbaijan, Baku,
64 Nobel Avenue
Telephone (99412) 490-32-13;
Fax (99450) 250-89-13
E-mail: faik1966@yahoo.com

по эксплуатации насосного агрегата (рис. 3), отклонения или нарушения нормальной функции системы охлаждения обнаружено не было.

На основании термографического исследования сделано предположение, что у данного насоса, вероятнее всего, вышли из строя подшипники качения. Наши предположения косвенно подтверждались «металлическим» шумом, производимым насосом. Для устранения причин было принято решение об остановке насоса и его детальной проверке. В результате наши предположения полностью подтвердились: дефектными, а правильнее сказать, пришедшими в аварийное состояние, оказались внутренние кольца подшипников качения (рис. 4), из-за чего происходил недопустимый сверхнормативный нагрев подшипников, который, в свою очередь, оказывал температурное воздействие на корпус насоса. В результате возникала реальная угроза возгорания насосного агрегата.

Следующим объектом исследования стала буферная емкость D-301 (рис. 5) этой же установки вместимостью 9000 л с рабочим давлением 1,0 кгс/см² и температурой продукта (техническая вода) + 90 °C. Данная емкость является буферной емкостью для сбора технической воды, используемой для охлаждения теплообменного узла E-303AB. Цель исследования заключалась в определении точности работы механических и электронных уровнемеров марок LT-311 IZIZEB-DEA и LG-311 SRG-1, установленных на этом сосуда их ремонта. После получения термографического изображения геометрически была определена термическая ватерлиния (рис. 6) и вычислен объем содержащейся в емкости на данный момент воды. Полученные данные и показания уровнемеров совпали.

Следующим этапом исследования стала технологическая печь атмосферного блока (рис. 7) по подогреву нефти на установке первичной перегонки нефти ЭЛОУ-АВТ 2.

- Производительность печи
млн т в год.....2
- Температура в камере
радиации, °C.....850
- Температура в камере
конвекции, °C.....343
- Число потоков.....4
- Число форсунок.....10
- Изоляция печи.....
Керамический фибер толщиной 76,2 мм



Рис. 5 Внешний вид буферной емкости



Рис. 6 Термограмма буферной емкости



Рис. 7 Технологическая печь атмосферного блока

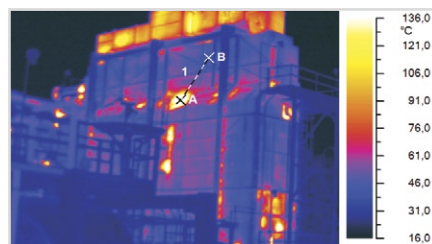


Рис. 8 Термограмма технологической печи



Рис. 9а Вид печи с северной стороны

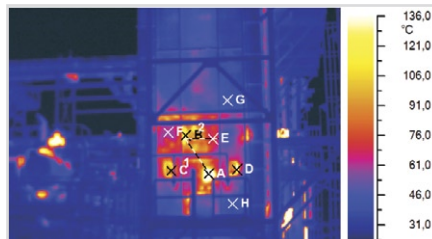


Рис. 9б Термограмма печи

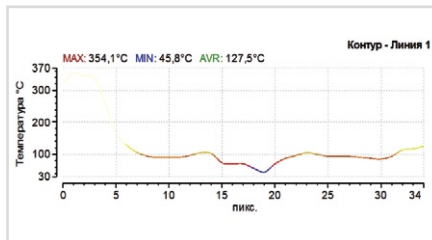


Рис. 9в Профиль термограммы

- Габаритные размеры
печи, мм.....3160×13735×12287

При проведении термографической съемки (рис. 8) в сентябре 2008 года (печь эксплуатировалась при температуре воздуха +30°C, относительной влажности 70 %, расстояние до объекта составляло 20 м, угол измерения – 30°) были выявлены значительные зоны повышенной температуры в различных частях печи (рис. 10, 11). По состоянию аномальных зон, с учетом длительного срока эксплуатации без капитального ремонта (установка введена в эксплуатацию в 1994 году) и превышению температур на поверхности печи было сделано предположение, что частично изоляционный слой разрушен со всех сторон. На основании термограмм и их анализа были разработаны рекомендации по устранению данных дефектов. В январе-феврале 2009 года на данной установке был проведен капитальный

ремонт, в том числе и технологической печи. Все выводы, сделанные при обследовании печи в сентябре, были подтверждены визуально (рис. 11) при составлении отбраковочных актов.

Рассмотренные случаи не претендуют на 100 %-ное выявление дефектов на данном оборудовании, но все же это еще один шаг в сторону раннего обнаружения дефектов и своевременного их устранения, способствующих увеличению срока эксплуатации оборудования и соответственно сокращения расходов на капитальный ремонт.

НПЗ «Азернефтьяг»
Госнефтекомпании Азербайджана:
AZ-1026, Азербайджан,
г. Баку, проспект Нобеля, д. 64
Тел. (99412) 490-32-13;
факс (99450) 250-89-13
E-mail: faik1966@yahoo.com



Рис. 10а Вид западной стены печи

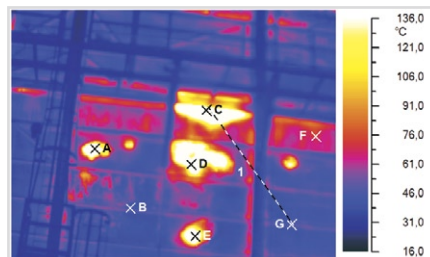


Рис. 10б Термограмма печи



Рис. 11а Фото из отбраковочного акта печи



Рис. 11б Фото из отбраковочного акта печи

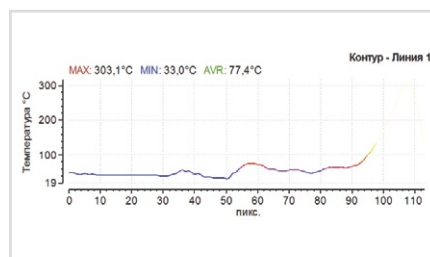


Рис. 10в Профиль термограммы

NEC
Avio Infrared Technologies

**тепловизоры
класса «PREMIUM»**



**ТЕПЛОВИЗОРЫ СЕРИИ
TH 9100**



ТЕПЛОВИЗОР TH 7800



ТЕПЛОВИЗОР TH 2640