
Опыт применения теплового контроля в нефтепереработке



**Ахундов
Фаик
Гюльмамед оглы**
Начальник
отдела Техни-
ческого надзора
НПЗ «Азернефтьяг»
Госнефтекомпани
Азербайджана.
Общий стаж работы
в НК 11 лет.
II уровень SNT-TC-1A
по RT, UT, MPI,
а также II уровень
по EN 4179, EN 473,
EASA AMC 145.A.30.(f)4

Стремительное развитие в последнее время методов НК, все более обширное применение их в производстве и, в первую очередь, как методов выявления дефектов на ранней стадии их развития дает возможность надежнее предотвращать незапланированные аварийные выходы оборудования из эксплуатации. Одним из таких методов является динамично развивающийся [метод инфракрасной термографии](#).

В нефтеперерабатывающей отрасли этот метод по сравнению с другими методами НК применяется относительно недавно. По-существу методические указания по его применению на оборудовании нефтехимического комплекса еще не разработаны. Поэтому было решено провести термографическое исследование при помощи тепловизора марки TH-9100 с неохлаждаемой балометрической матрицей производства японской компании NEC с целью выявления наиболее оптимальной методики контроля конкретного оборудования.

Первым объектом термографического исследования (оно проводилось в облачную погоду при температуре воздуха +29 °С, относительной влажности 60% и скорости ветра 2 м/с) был подвергнут насосный парк установки первичной перегонки нефти ЭЛОУ-АВТ-2. При этом на корпусе одного из насосов марки SULZER ZE-80-3400 (рис. 1а) с эксплуатационными параметрами: $Q = 102 \text{ м}^3/\text{ч}$, $P = 12,2 \text{ кгс/см}^2$, $n = 2965 \text{ об/мин}$, перекачиваемый продукт Дизель с $t = 242,3 \text{ °С}$ в частях опоры подшипников был обнаружен ненормативный перегрев поверхности (рис. 1б), не типичный для данной части насоса

и превосходящий нормативный предел (согласно ОТУ-78 п. 2.5.8 температура подшипникового узла не должна превышать 60 °С).

Температура охлаждающей жидкости на входе в систему охлаждения насоса согласно регламента должна быть не более 25–30 °С. Анализ линейного профиля термограммы, на которой отчетливо видно падение температуры при пересечении профильной линии трубки подачи охлаждающей жидкости до значения, указанного в регламенте по эксплуатации насосного агрегата (рис. 1в), показывает, что отклонений или нарушений нормального функционирования системы охлаждения нет.

На основании термографического исследования было сделано предположение о том, что с большой вероятностью у данного насоса вышли из строя подшипники качения. Наши предположения косвенно подтверждались «металлическим» шумом при работе насоса. Для установления причин было принято решение об остановке данного насоса. В результате детальной проверки наши предположения полностью подтвердились: дефектными (а правильней сказать — пришедшими в аварийное состояние) оказались внутренние кольца подшипников качения, на которых образовались крупные раковины, явившиеся причиной непланового скольжения частей подшипника (рис. 2). Вследствие этого происходил недопустимый сверхнормативный нагрев подшипников, которые в свою очередь оказывали температурное воздействие на корпус насоса, из-за чего возникла реальная угроза возгорания насосного агрегата.

Спецификой нефтеперерабатывающей промышленности является применение в технологическом процессе большого количества емко-

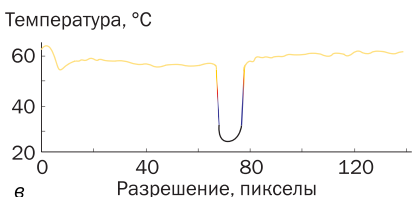
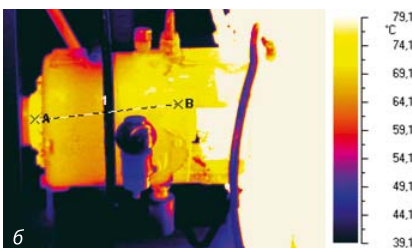
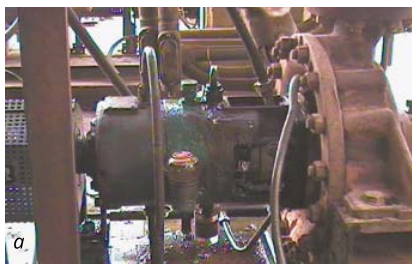


Рис. 1. Общий вид (а); термограмма поверхности (б) и линейный профиль термограммы (в) насоса



Рис. 2. Повреждения на внутренних кольцах подшипников качения

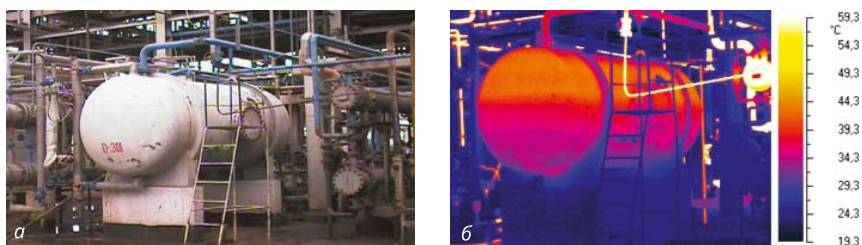


Рис. 3. Буферная емкость и ее термограмма

стей и резервуаров разного объема. Это оборудование, в свою очередь, оснащено разнообразной контрольной аппаратурой, которая помогает персоналу следить за техническими параметрами, определяющими поддержание нормального режима эксплуатации. Одним из видов контрольной аппаратуры являются уровнемеры, которые стали следующим объектом исследования. Исследованию подверглась емкость D-301 (рис. 3а) этой же технологической установки вместимостью 9000 л с рабочим давлением 1,0 кгс/см² и температурой продукта (техническая вода) + 90 °С. Данная емкость является буферной емкостью для сбора технической воды, служащей для охлаждения теплообменного узла Е-303АВ. Цель исследования заключалась в определении точности работы механических и электронных уровнемеров марок LT-311 IZIZEB-DEA и LG-311 SRG-1, установленных на емкости после проведения ремонтных работ. После получения термографического изображения был проведен геометрический замер термической ватерлинии (рис. 3б) и вычислен объем содержащейся на данный момент времени воды. Полученные результаты совпали с показаниями уровнемеров.

Наряду с емкостями немаловажную роль в процессе нефтепереработки играет и запорная арматура. В случае ее нештатной работы су-

щественно падает качество выпускаемой продукции, не говоря уже о потенциальной возможности загрязнения окружающей среды и опасности возгорания на предприятии. Так на одной из технологических установок у персонала возникли подозрения, что вентиль и обратный клапан, установленные на нагнетательной линии одного из насосов, пропускают, и продукт попадает в байпасную линию. Технические данные запорной арматуры и насоса: вентиль $D_{усл} = 40 \text{ мм}$, $P_{усл} = 60 \text{ кгс/см}^2$; насос $Q = 260 \text{ м}^3/\text{ч}$, $P = 7,02 \text{ кгс/см}^2$; перекачиваемый продукт Дизель с $t = 261 \text{ }^\circ\text{C}$.

Съемка этого узла проводилась в пасмурную погоду при температуре воздуха $+35 \text{ }^\circ\text{C}$ и относительной влажности 60% под углом измерения 10° с расстояния 2 м (рис. 4). При анализе термограммы и ее температурного профиля наблюдается полное падение температуры после запорного вентиля. Это дает основание предположить, что вентиль находится в исправном состоянии. При проведении профилактических работ на установке данный узел был подвергнут ревизии, и наше заключение получило свое подтверждение.

Важной составной любой технологической установки по переработке нефти является технологическая печь для подогрева нефти. Особенностью ее эксплуатации являются очень жесткие условия работы. С одной стороны, это поток нефти, движущийся с большой скоростью и под высоким давлением по змеевику печи, а с другой — термическое воздействие на этот змеевик внутри печи. Для того, чтобы уменьшить термическое воздействие на стены, пол и свод печи, а также уменьшить теплопотери, изнутри печь покрывают изоляционным слоем, который

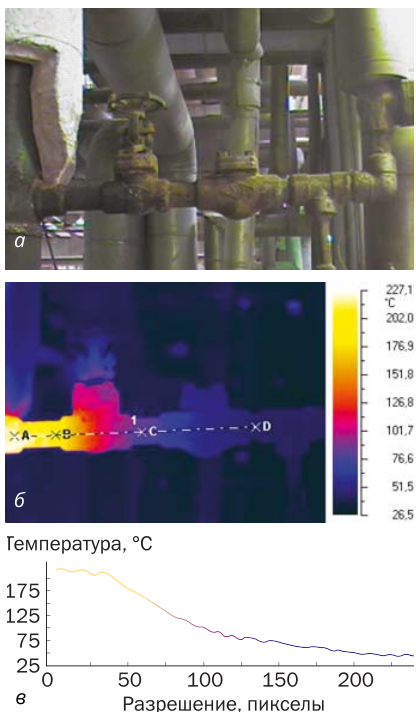


Рис. 4. Вентиль с обратным клапаном (а), термограмма узла (б) и температурный профиль (в)

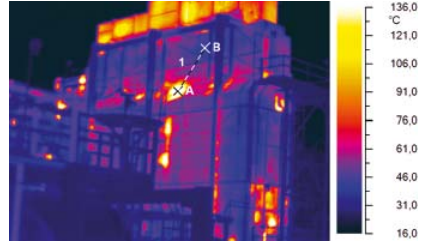


Рис. 5. Восточная часть печи и ее термограмма

в силу жестких условий работы со временем разрушается. Цель термографического исследования этого оборудования — выявить разрушение теплоизоляционного слоя печи атмосферного блока установки ЭЛОУ-АВТ-2 в процессе эксплуатации. Эксплуатационные параметры печи: производительность 2 млн. тонн в год, температура в камере радиации 850 °С, температура в камере конвекции 343 °С, число потоков 4, число форсунок 10, изоляция — керамический фибер толщиной 76,2 мм, габаритные размеры печи 3160 × 13735 × 12257 мм.

При проведении термографической съемки (рис. 5, 6) в сентябре 2008 г. (печь эксплуатировалась при температуре воздуха +30 °С, относительной влажности 70%, расстояние до объекта составляло 20 м, угол измерения — 30°). Были выявлены значительные зоны повышенной температуры в различных частях печи (рис. 6). По состоянию аномальных температурных зон с учетом длительного срока эксплуатации без капитального ремонта (установка введена в эксплуатацию в 1994 г.) и повышению температур на поверхности печи было сделано

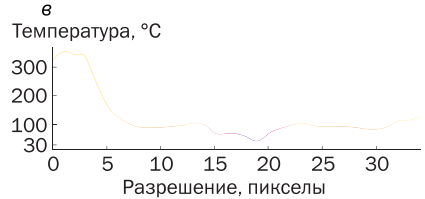


Рис. 6. Северная часть печи (а), термограмма (б) и ее линейный профиль (в) северной части печи