

Применение теплового метода контроля в нефтепереработке

Стремительное развитие в последнее время методов неразрушающего контроля, все более обширное применение их в производстве в первую очередь как методов диагностики выявления дефектов на ранней стадии их развития с целью предотвращения незапланированного аварийного выхода оборудования из эксплуатации, одним из методов можно назвать динамично развивающийся тепловой метод контроля.

Применение теплового метода в нефтепереработке по сравнению с другими методами относительно новый, как таковых методических указаний по применению его на оборудовании нефтехимического комплекса еще не разработаны. Исходя из этого было решено провести термографическое исследование при помощи тепловизора марки ТН – 9100 с не охлаждаемой балометрической матрицей производства японской компании NEC на неординарном для термографического исследования оборудовании, с целью выявления наиболее оптимального применения данного метода на каком то конкретном виде оборудования.

В частности при проведении термографического обследования (термографическое исследование проводилось в облачную погоду при температуре воздуха $+ 29 \text{ C}^0$, относительной влажности 60% и скорости ветра 2 м/сек) насосного парка установки первичной перегонки нефти ЭЛОУ – АВТ – 2 на корпусе насоса марки SULZER ZE – 80 – 3400 (рис 1)

$$Q = 102 \text{ м}^3/\text{час}$$
$$P = 12.2 \text{ кгс/см}^2$$
$$n = 2965 \text{ об/мин}$$

Перекачиваемый продукт; Дизель с $t = 242.3 \text{ C}^0$

в частях опоры подшипников был обнаружен не нормативный перегрев поверхности (рис 2) не типичный для данной части насоса превосходящий нормативный предел (согласно ОТУ – 78 пункт 2.5.8. температура подшипникового узла не должна превышать 60 C^0).



рис 1

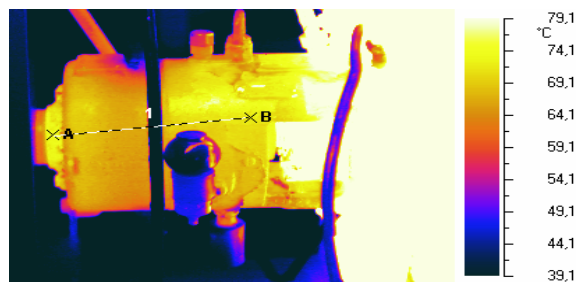


рис 2

Температура охлаждающей жидкости на входе в систему охлаждения насоса согласно регламента должна быть не более $25 - 30 \text{ C}^0$. Анализируя

линейный профиль термограммы на которой отчетливо видно падение температуры при пересечении профильной линии, трубки подачи охлаждающей жидкости до значения указанных в регламенте по эксплуатации насосного агрегата (рис 3), отклонения или нарушения нормальной функции системы охлаждения обнаружено не было.

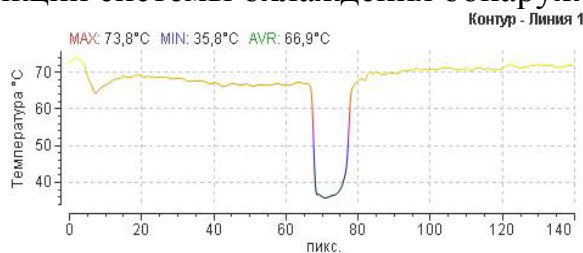


рис 3

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 производимым насосом. Для устранения причин было принято решение об остановке данного оборудования и его детальной проверки. В результате детальной проверки наши предположения полностью подтвердились, дефектными а правильной сказать в аварийном состоянии оказались внутренние кольца подшипников качения (рис 4,5) в виду чего происходил не допустимый сверхнормативный



рис 4



рис 5

нагрев подшипников которые в свою очередь оказывали температурное воздействие на корпус насоса в результате чего возникала реальная угроза возгорания насосного агрегата.

Следующим объектом исследования стала емкость D – 301(рис 6) емкостью 9000 литров с рабочим давлением 1,0 кгс/см² и температурой продукта (техническая вода) + 90 С⁰ на этой же установке. Данная емкость является буферной емкостью для сбора технической воды служащей для охлаждения теплообменного узла E – 303AB. Цель исследования заключалась в определении точности работы механических и электронных уровнемеров марок LT – 311 IZIZZEB - DEA и LG – 311 SRG - 1 установленных на емкости после проведения на них ремонтных работ. После получения термографического изображения была проведена работа по геометрическому замеру термической ватерлинии (рис 7) и посредством расчета вычислен объем содержащийся на данный момент воды. Полученные данные и данные показания уровнемеров совпали.



рис 6

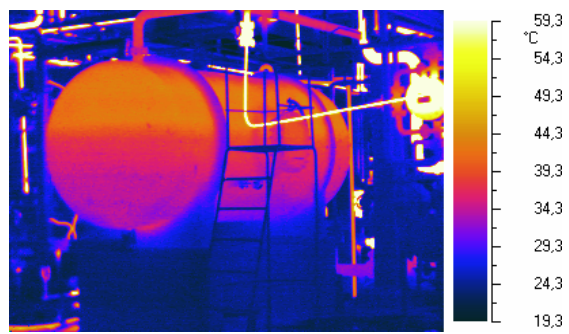


рис 7

Следующим этапом исследования стала технологическая печь атмосферного блока (рис 8) по подогреву нефти на установке первичной перегонки нефти ЭЛОУ – АВТ 2 . Производительность печи: 2 миллиона тонн нефти в год

Температура в камере радиации –	850 °С
Температура в камере конвекции –	343 °С
Число потоков –	4
Число форсунок –	10 штук
Изоляция печи – Керамический фибер толщиной	76,2 мм
Габаритные размеры печи; ширина –	3160мм
длина –	13735мм
высота –	12287 мм



рис 8

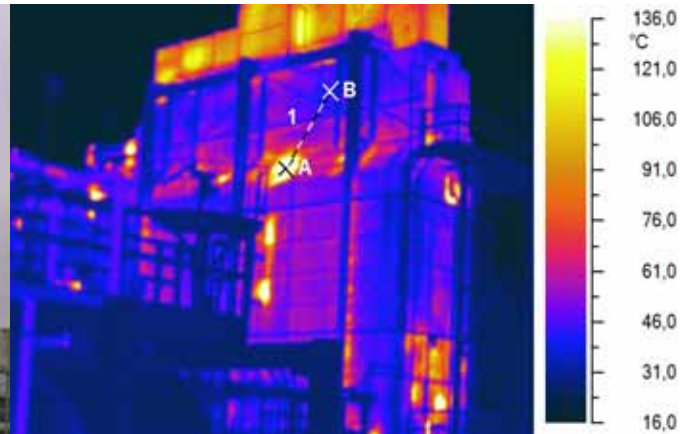


рис – 9

При проведении термографической (рис - 9)съемки (съемка проводилась в сентябре 2008 – го года при эксплуатации печи при температуре воздуха +30 °С, относительной влажности 70 %, расстоянии до объекта 20 м, угол измерения 30°) были выявлены значительные зоны повышенной температуры (рис – 10, 10а, 11, 11а) в различных частях печи. По состоянию аномальных зон с учетом длительного срока эксплуатации без капитального ремонта (установка введена в эксплуатацию с 1994 года) и превышению

температур на поверхности печи было сделано предположение о частичном разрушении

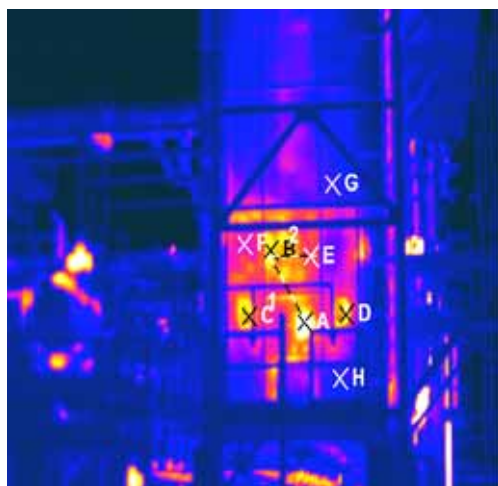
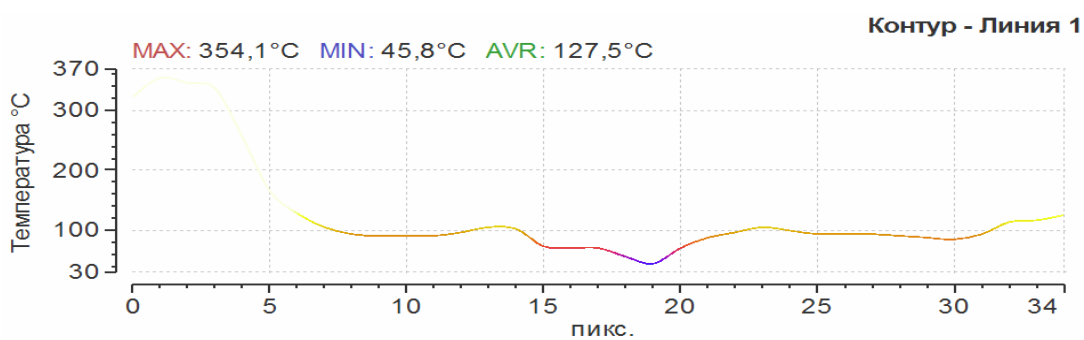


рис – 10



рис – 10а

(северная сторона)



(линейный профиль температур северной части)

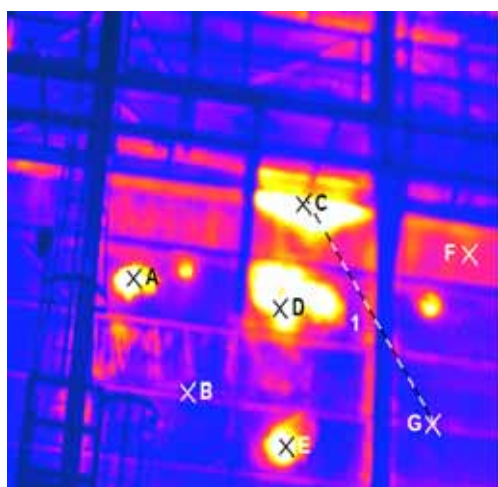
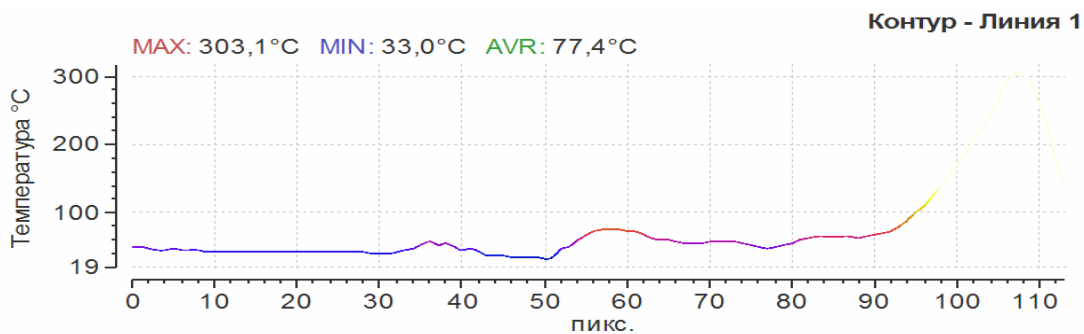


рис – 11



рис – 11а

(западная часть)



(линейный профиль температур восточной части)

по всем четырем сторонам изоляционного слоя . 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 месяце были подтверждены визуально(рис – 12, 12а) при составлении отбраковочных актов.



рис – 12



рис – 12а

(элементы с не пригодной теплоизоляцией технологической печи с северной и восточной стороны)

Рассмотренные случаи не претендуют на 100 % выявление дефектов в данных оборудованях ,но это еще один шаг в сторону раннего обнаружения дефектов и своевременного их устранения, способствующих увеличению срока эксплуатации оборудования и соответственно сокращению расходов на капитальный ремонт .

Ахундов
Фаик Гюльмамед оглы



Начальник отдела Технического Надзора
НПЗ «Азернефтьяг»
Госнефтекомпании Азербайджана
Общий стаж работы в НК 10 лет
Имеет II уровень SNT – TC – 1A
по RT, UT, MPI, а так же II уровень
по EN 4179, EN 473, EASA AMC 145.A.30.(f)4
круг интересов; тепловой контроль

Список литературы:

«Методика инфрокрасной диагностики тепломеханического
оборудования» ОРГРЭС Москва 2000 г

«Основные положения методики инфракрасной диагностики
электрооборудования и ВЛ» РД . 153 – 34.0 – 20.363 – 99

Адрес: AZ – 1026 Азербайджан , Баку, пр. Нобеля 64
Тел. (994 12) 490 32 13
Моб.(994 50) 250 89 13
E – mail: faik1966@yahoo.com