

УДК 620.179.1: 622.276.054.23

**ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ  
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УЭЦН**

**THERMAL CONTROL TECHNICAL STATE ESP**

**Ямалиев В.У., Гилязова М.Д., Дулов А.С.**

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический  
университет», г. Уфа, Российская Федерация**

**V.U. Yamaliev, M.D. Gilyazova, A.S. Dulov**

**FSBEI NPE “Ufa state petroleum technological university”,  
Ufa, Russian Federation**

**e-mail: dulov1992@mail.ru**

**Аннотация.** Эксплуатация нефтяных скважин механизированным способом наиболее распространенная технология нефтедобычи. Процесс добычи осуществляется за счет функционирования комплекса нефтегазодобывающего оборудования. Центральное место среди оборудования нефтедобычи занимают установки электроцентробежных (электроприводных центробежных) насосов (УЭЦН), применяющиеся для извлечения продукции на высокодебитовых скважинах. Отказы УЭЦН являются основной причиной незапланированных простоев добывающего фонда скважин, что приводит к значительным материальным потерям. Для повышения наработки на отказ следует проводить техническую диагностику УЭЦН.

Публикация посвящена вопросам оценки технического состояния установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Кратко рассмотрены основные методы диагностирования УЭЦН. Методы и средства диагностики погружного электрооборудования несколько отличаются от методов и средств диагностики других устройств,

поскольку погружное оборудование имеет ряд технологических и эксплуатационных особенностей (засорение проточных частей, отложение солей на рабочих органах, наличие газового фактора, абразивный (коррозионный) износ).

Представлены результаты исследования узлов УЭЦН, по техническому состоянию, а именно, по средствам тепловизионной съемки. В качестве объекта исследования использовался погружной электроцентробежный насос типа «ЭЦН5-60-1200». Сделаны термограммы корпуса насоса и погружного электродвигателя УЭЦН для нового насоса и насоса отработавшего 245 суток. С помощью компьютерной программы SmartView выполнена обработка термограмм. Дано подробное описание полученных термограмм, сделаны выводы о наличии дефектов, предложены методы восстановления оборудования. Приведена характеристика, использованной в работе переносной тепловизионной камере.

В результате выполненной работы предложено, наряду с известными методами диагностирования, проводить тепловизионный контроль, для более точной оценки технического состояния УЭЦН.

**Abstract.** Exploitation of oil wells is the most common mechanized oil production technologies. The process of extraction is carried out by operation of complex oil and gas equipment. Central among oil equipment is installing of electric (electrically driven centrifugal) pumps (ESP) is used to extract products on vysokodebitovyh wells. ESP failures are a major cause of unplanned downtime mining wells, resulting in significant financial losses. To increase the MTBF should be technical diagnostics ESP.

The publication is devoted to the evaluation of technical condition of installations of electric submersible pumps (ESPs). About the basic methods of diagnosing ESP. Methods and tools for diagnosing electrical submersible differ from the methods and tools for the diagnosis of other devices, since submersible equipment has a number of technological and operational features (blockage of

flow parts, salt deposition on the working bodies, the presence of GOR, abrasive (corrosion), wear).

The results of the research units of ESP, the technical condition, namely, by means of a thermal imaging survey. As the object of the investigation of electric submersible pump type "ESP5-60-1200." Made thermogram pump casing and submersible motor ESP for the new pump and spent 245 days. With the help of a computer program SmartView processing is performed thermograms. The detailed description of the obtained thermograms conclusions about the presence of defects, proposed methods of recovery equipment. The characteristic used in portable thermal imaging camera.

As a result of work performed invited, along with the known methods of diagnosis, to conduct thermal control for more accurate assessment of the technical state of the ESP.

**Ключевые слова:** установка погружного электроцентробежного насоса, погружной электродвигатель, техническое состояние, тепловизионная съемка, термограмма.

**Key words:** installation of electric submersible pump, submersible motor, technical condition, a thermal imaging survey, thermograph.

Существенную долю нефти, в настоящее время добывают с помощью УЭЦН. При работе скважины постоянно меняются параметры призабойной зоны пласта, свойства отбираемой жидкости: содержание воды, количество попутного газа, количество механических примесей, и как следствие, отсюда идет не доотбор жидкости или работа насоса вхолостую, что сокращает межремонтный период работы насоса.

В связи с широким распространением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), большое внимание уделяется решению задач по обеспечению эффективного контроля над действующим фондом скважин,

оборудованных ими, а именно оценке технического состояния глубинно-насосного оборудования в процессе его эксплуатации.[1]

УЭЦН является сложной системой, работоспособность которой зависит от целого ряда факторов: характеристики скважины, правильности подбора к ней оборудования, качества монтажа и технического обслуживания, качества проведения спуско-подъемных операций и т.д. Поэтому разработка мероприятий по предотвращению аварий, связанных с «полетами» УЭЦН и увеличением межремонтного периода, должна вестись с учетом всех факторов, осложняющих условия эксплуатации, включая технический уровень УЭЦН.[2]

Имея информацию по диагностированию УЭЦН о выявленных дефектах можно решать задачу планирования объема ремонтных работ, приостановить или замедлить развитие наиболее критичных дефектов.

Таким образом, диагностирование УЭЦН – это единый процесс, конечной целью которого является определение его работоспособности на момент контроля. В настоящее время, диагностирование УЭЦН можно проводить в несколько этапов. Первый – это распознавание технического состояния, дефектов без вмешательства в режим его эксплуатации путем непрерывных или периодических измерений. В этом случае возможно применение вероятно-статистических методов. Они основываются на обработке статистической информации о конкретном оборудовании. Так, например, для диагностирования технического состояния УЭЦН применяется метод Байеса, который позволяет определить вероятность наступления события (отказа или безотказной работы) при различных признаках, присутствующих при наступлении события. Анализируя статистические данные, выбирается закон распределения и рассчитывается вероятность наступления отказа при различных признаках. Данный метод, позволяет оценить техническое состояние УЭЦН при различных условиях эксплуатации. В процессе эксплуатации, также возможно применение электропараметрического метода контроля технического состояния УЭЦН,

который основывается на измерении электрических параметров объекта. Данный метод является основным методом контроля коррозии погружного оборудования. Степень коррозии при этом оценивается величиной продольного электрического сопротивления, измеряемого с помощью контактного зонда, опускаемого в скважину. Фиксируется значение силы тока и напряжения, затем по закону Ома вычисляется сопротивление. Сравнивая значения полученного и теоретического сопротивления для данного материала, делается вывод о наличии дефектов. Также на этом этапе возможно использование методов анализа оперативных диагностических данных о состоянии УЭЦН на основе нейронных сетей. Основой данного метода является организация нейросетевого модуля, предназначенного для анализа оперативных данных в режиме реального времени, с использованием нейронных сетей. Для того чтобы дать более точную оценку дефектам используют методы вибродиагностирования. Вибродиагностику УЭЦН в сборе производят на стенде-скважине в подвешенном состоянии. При помощи виброанализатора измеряют уровень вибрации в соответствующих точках. Анализ состояния УЭЦН проводится на основе сопоставления общего среднеквадратичного значения вибрации с предельно допустимым значением, определенным опытным путем.[1,3,4].

На каждом этапе необходимо опровергнуть или подтвердить предположения предыдущего этапа. Последний этап распознавания и выявления дефектов УЭЦН это методы вибродиагностирования и дефектоскопические осмотры после ремонта.

Немалую роль играет в диагностировании насосных агрегатов контроль температуры. Тепловые поля технических объектов имеют большую информативность. Существенным преимуществом теплового контроля является возможность визуализации тепловых полей на значительных площадях и объемах.[5]. Таким образом, для диагностики УЭЦН предлагается провести тепловизионную съемку его узлов.

Для замера температуры узлов УЭЦН (пассивного теплового контроля) использовалась переносная тепловизионная камера FLIR серии В. Переносная тепловизионная камера FLIR серии В оснащена встроенной цифровой камерой с разрешением 3,1 мегапикселя. Данный тепловизор измеряет температуру в диапазоне от -20 °С до +350 °С. Использованный тепловизор оснащен стандартным объективом 25°, имеет стандартные видео- и USB-выходы, а также съемную карту SD. Особенности прибора являются функция совмещения видимых и инфракрасных изображений для повышения качества анализа и звуковые и визуальные сигнализации. Автоматические функции камеры позволили наблюдать ИК-изображение осматриваемых элементов с высокой контрастностью, чтобы достаточно просто идентифицировать дефект. Функция измерения также автоматически указывала перепад температур в месте дефекта.

Диагностирование УЭЦН проводилось в ПРЦЭПУ №1 ООО «ТаргинМеханосервис» Нефтекамский завод нефтепромыслового оборудования после испытания насосов в экспериментальных скважинах. В качестве объекта исследования использовался погружной электроцентробежный насос типа «ЭЦН5-60-1200». Измерения проводились у нового насоса и насоса, отработавшего 245 суток. На рисунке 1 приведена схема, согласно которой проводилась тепловизионная съемка.

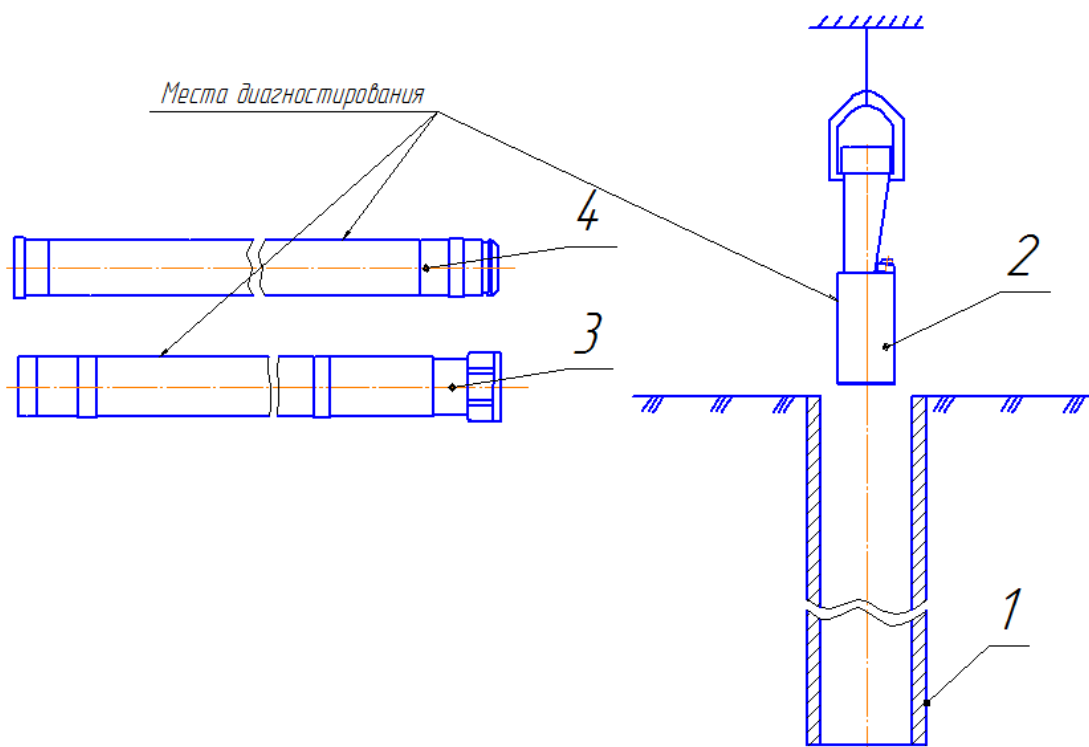
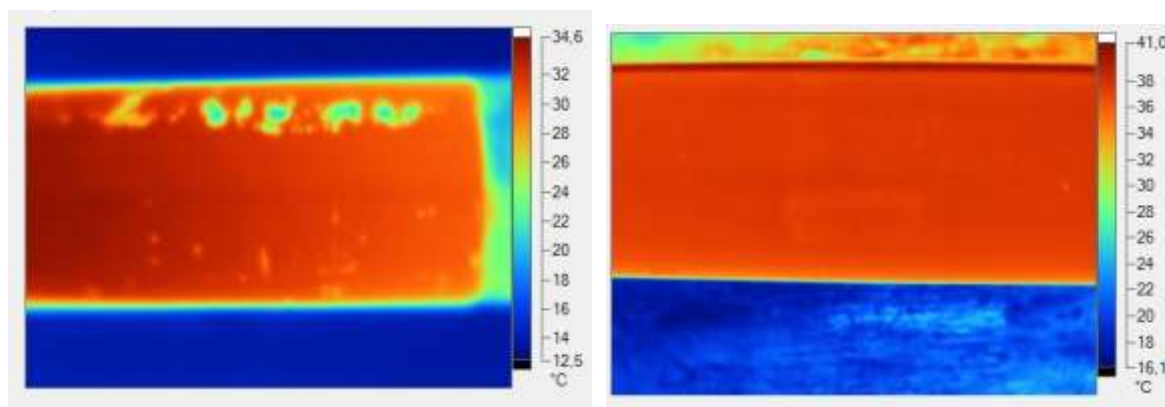


Рисунок 1. Схема диагностирования узлов УЭЦН:

1 – скважина; 2 – электродвигатель; 3 – гидрозащита; 4 – насос.

Обработка термограмм (рисунок 2) проведена с помощью компьютерной программы SmartView.



а)

б)

Рисунок 2. Термограммы корпуса УЭЦН:

а) – насос, отработавший 245 суток; б) – новый насос

Тепловизионная съемка корпуса насоса проводилась после извлечения его из скважины и размещения на ремонтном столе. При визуальном осмотре корпуса насоса, который отработал 245 суток, можно наблюдать на нем механические повреждения, и развитие коррозии. На термограмме

(рисунок 1 а) в этих местах наблюдается резкий перепад температур (порядка  $10 - 15^{\circ}$ ). На термограмме, сделанной для нового насоса (рисунок 1 б) – общее распределение температур равномерное по всей площади. На основе визуального осмотра и приведенных термограмм можно сделать вывод: у насоса, отработавшего 245 суток, имеются повреждения, данные места наиболее подвержены коррозии. После выявления мест развития коррозии, производится разбор секции и токарная обработка внутренней и внешней поверхности корпуса, после чего корпус покрывается полимерным противокоррозионным покрытием. Производство данных мероприятий позволяет увеличить срока службы УЭЦН, увеличить межремонтный период работы за счет уменьшения СПО и увеличить пропускную способность, вследствие возрастания скорости потока перекачиваемой жидкости и значительного уменьшения отложений парафина и солей.

Диагностирование технического состояния погружного электродвигателя проводилось в момент поднятия и выхода его из скважины. На рисунке 3 представлен тепловизионный снимок погружного электродвигателя насоса, отработавшего 245 суток, по которому видно, что происходит неравномерное распределение температур по его длине. Так верхняя его часть имеет температуру порядка  $50 - 55^{\circ}\text{C}$ , а нижняя  $30 - 35^{\circ}\text{C}$ . Из этого можно сделать заключение, что имеют место утечки масла и попадание в рабочую полость электродвигателя пластовой жидкости. Это подтвердилось при опрессовке гидрозащиты ПЭД. Выявлено, что торцевой уплотнитель не держит внешнее давление, которое действует на него в скважине, пластовая жидкость попадает в протектор, а, следовательно, и в двигатель. Используя предложенный метод диагностирования, возможно в более короткие сроки выявить причину отказа ПЭД. Так же возможно проводить диагностирование непосредственно на реальной скважине, не имея дополнительного оборудования установленного в ремонтном цеху.



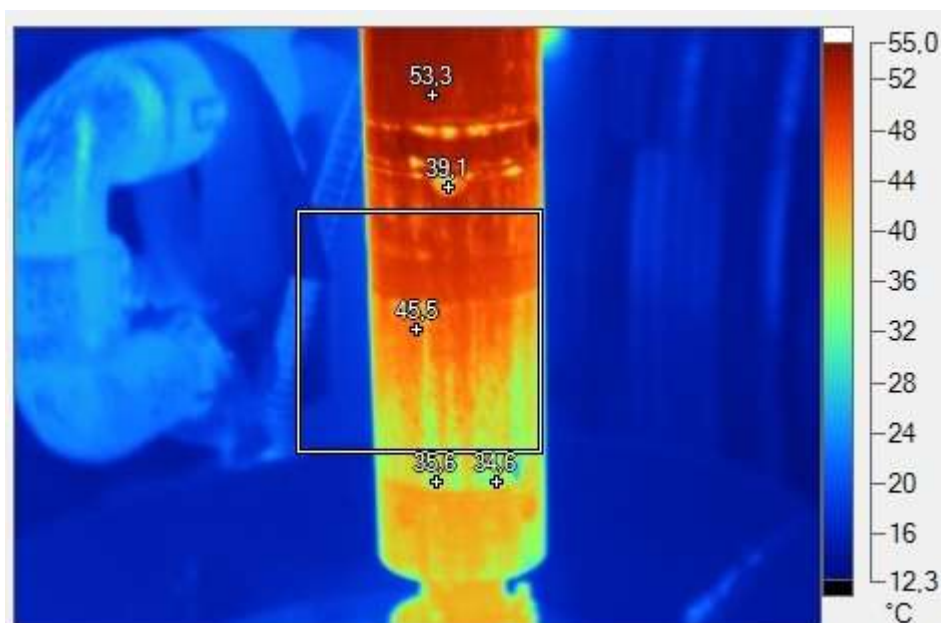


Рисунок 3. Термограмма погружного электродвигателя измеренная в момент поднятия из экспериментальной скважины

Таким образом, применение тепловизионного контроля для диагностики таких объектов как УЭЦН объективно играет важную роль. Знание температурной картины распределения и взаимодействия процессов и объектов дает большое количество данных для последующей настройки, выявления неправильных режимов работы оборудования. Основным преимуществом данного метода является то, что он достаточно прост и возможно выявление дефектов на ранних стадиях.

### Выводы

Рассмотрены этапы диагностирования технического состояния УЭЦН, а также методы и средства, применяющиеся на каждом этапе. Для оценки технического состояния УЭЦН выбран тепловизионный метод диагностирования. Приведены термограммы корпуса насоса и погружного электродвигателя. Проведен анализ полученных термограмм, выявлены дефекты оборудования. Обосновано применение теплового контроля в диагностировании технического состояния УЭЦН.

Все исследования производились при содействии Межвузовского центра коллективного пользования «Региональный научно-производственный комплекс «НЕДРА».

### Список используемых источников

- 1 Ямалиев В.У., Салахов Т.Р., Шубин С.С. Применение элементов теории детерминированного хаоса к решению задач технического диагностирования УЭЦН // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. УГНТУ. 2014. №4. С.174-191. URL: [http://ogbus.ru/issues/4\\_2014/ogbus\\_4\\_2014\\_p174-191\\_YamaliyevVU\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/4_2014/ogbus_4_2014_p174-191_YamaliyevVU_ru.pdf)
- 2 Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы. М.: Готоптехиздат, 1957. 375 с.
- 3 Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования. М: «Высшая школа», 2006. 277 с.
- 4 Ямалиев В.У., Ишемгужин И.Е. Диагностирование бурового и нефтепромыслового оборудования: учебное пособие. Уфа: УГНТУ, 2000. 83 с.
- 5 Ямалиев В.У., Ардаширов Л.К. Методы диагностирования станков-качалок // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2013. №4 С. 364 – 373. URL: [http://ogbus.ru/authors/Yamaliyev/Yamaliyev\\_3.pdf](http://ogbus.ru/authors/Yamaliyev/Yamaliyev_3.pdf)

### References

- 1 Jamaliyev V.U., Salahov T.R., Shubin S.S. Primenenie jelementov teorii determinirovannogo haosa k resheniju zadach tehničeskogo diagnostirovanija UJeCN // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. UGNTU. 2014. №4. S.174-191. URL: [http://ogbus.ru/issues/4\\_2014/ogbus\\_4\\_2014\\_p174-191\\_YamaliyevVU\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/4_2014/ogbus_4_2014_p174-191_YamaliyevVU_ru.pdf) [in Russian].
- 2 Bogdanov A.A. Pogruzhnye centrobezhnye jelektronasosy. M.: Gotoptehizdat, 1957. 375 s. [in Russian].
- 3 Bogdanov E.A. Osnovy tehničeskoj diagnostiki neftegazovogo oborudovanija. M: «Vysshaja shkola», 2006. 277 s. [in Russian].

4 Jamaliev V.U., Ishemguzhin I.E. Diagnostirovanie burovogo i neftepromyslovogo oborudovaniya: uchebnoe posobie. Ufa: UGNTU, 2000 . 83 s. [in Russian].

5 Jamaliev V.U., Ardashirov L.K. Metody diagnostirovaniya stankov-kachalok. //Neftegazovoe delo: elektron. nauch. zhurn. 2013. №4. S. 364 – 373. URL: [http://ogbus.ru/authors/Yamaliev/Yamaliev\\_3.pdf](http://ogbus.ru/authors/Yamaliev/Yamaliev_3.pdf) [in Russian].

### **Сведения об авторах**

#### **About the authors**

Ямалиев В.У., д-р техн. наук, проф. кафедры «Технологические машины и оборудование» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

V.U. Yamaliev, Doctor of Engineering Science, Professor of the Chair “Technological machines and equipment”, FSBEI NPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

Гилязова М.Д., старший преподаватель кафедры «Технологические машины и оборудование» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

M.D. Gilyazova, Lecturer of the Chair “Technological machines and equipment”, FSBEI NPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

Дулов А.С., магистрант гр. ММП-21-14-01 кафедры «Технологические машины и оборудование» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

A.S. Dulov, Master Student Group MMP-21-14-01 of the Chair “Technological machines and equipment”, FSBEI NPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: [dulov1992@mail.ru](mailto:dulov1992@mail.ru)