

УДК 622:621.6

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ФАКТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ**Большунов А.В.***ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск,
e-mail: artembolschunov@yandex.ru*

Статья посвящена разработке системы оперативной диагностики установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). На начальном этапе исследований были изучены современные методы диагностики УЭЦН (термодиагностика, вибродиагностика, моделирование), изучены существующие проблемы их диагностики. Рассмотрено влияние отклонений параметров УЭЦН. Показана необходимость проверки фактической мощности насосов. Оптимальным решением является построение графика мощности насосов, который можно использовать для сравнения значений. После проверки исходных данных проверяется наличие и использование устройства с помощью байпасной системы. Использование байпасной системы вызвано необходимостью работы насосов со слишком маленькими объемами жидкости. Единицы, в которых установлены байпасы, имеют существенное несоответствие между паспортом и фактической деятельностью насоса с реальным выходным давлением насосов. В ходе работы были определены основные стандартные неисправности УЭЦН, механические неисправности, состоящие из износа подшипников, защитных гильз вала и ступиц направляющих лопаток, перекоса и дисбаланса валов, что вызывает пробой нижней или верхней частей статора. Все это приводит к электромагнитным неисправностям: ротор эксцентриситет, ослабление прессования стальных пакетов, обрыв провода или короткое замыкание в статоре обмотки и т.д., приводящие к изменению тока потребления. Сравнительный анализ существующих методов диагностики системы УЭЦН показал, что наиболее надежным методом диагностики является метод, основанный на спектральном анализе тока статора. Получена взаимосвязь между наличием характерных гармоник и определенных типов неисправностей УЭЦН. Полученный анализ спектров показал различия между режимами работы двигателя, что позволяет на начальных этапах диагностировать появление неисправности в работе УЭЦН.

Ключевые слова: установка погружного электроцентробежного насоса, методы диагностики, термодиагностика, вибродиагностика, эксцентриситет ротора, байпасная система, спектральный анализ тока статора

MODERN METHODS FOR DIAGNOSING THE ACTUAL STATE OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP INSTALLATIONS**Bolshunov A.V.***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, e-mail: artembolschunov@yandex.ru*

The article is devoted to the development of a system for operational diagnostics of submersible electric centrifugal pump (ESP) installations. At the initial stage of the research, the modern methods of ESP diagnostics (thermal diagnostics, vibration diagnostics, modeling) were studied, the existing problems of their diagnosis were studied. The influence of deviations of the ESP parameters is considered. The need for checking the actual power of the pumps is shown. The optimal solution is to build a graph of pump power, which can be used to compare values. After checking the source data, the presence and use of the device is checked using the bypass system. The use of a bypass system is caused by the need to operate pumps with too small volumes of liquid. The units in which the bypass is installed have a significant discrepancy between the passport and the actual pump activity with the actual pump output pressure. As a result, we determined the number of main standard ESP faults, mechanical faults, such as bearing wear, shaft guards and hub vanes, skew and shaft imbalance, which causes breakdown of the lower or upper part of the stator. All this leads to electromagnetic malfunctions: rotor eccentricity, weakening of the pressing of steel packets, wire breakage or short circuit in the stator of the winding, etc., leading to a change in the current consumption. A comparative analysis of existing diagnostic methods for the ESP system showed that the most reliable diagnostic method is a method based on spectral analysis of the stator current. The relationship between the presence of characteristic harmonics and certain types of ESP faults is obtained. The analysis of the obtained spectra showed the differences between the engine operating modes, which allows diagnosing the occurrence of a malfunction in the ESP operation at the initial stages.

Keywords: installation of submersible electric centrifugal pump, diagnostic methods, thermal diagnostics, vibration diagnostics, rotor eccentricity, bypass system, spectral analysis of stator current

Установка погружного электроцентробежного насоса (УЭЦН) играет значительную роль в сложном и энергоемком процессе нефтедобычи. Неудачи в режимах работы УЭЦН являются основной причиной незапланированного простоя запасов скважин, что приводит к значительным финансовым потерям.

В настоящее время качество и эффективность принятых диагностических решений о режиме работы УЭЦН, состоящем из большого диапазона анализируемых параметров и анализа огромных объемов информации о режимах работы УЭЦН, недостаточно велики, что увеличивает вероятность ошибочной оценки его состояния

и непринятия соответствующих оперативных решений.

Цель исследования: комплексное теоретическое и практическое исследование методов диагностики УЭЦН нефтедобывающих скважин.

В связи с этим актуальной задачей является разработка новых эффективных методов диагностики УЭЦН нефтедобывающих скважин.

Также в работе был решен ряд поставленных задач и достигнуты следующие результаты:

- проведен сравнительный анализ существующих методов диагностики УЭЦН;
- выявлена взаимосвязь между наличием типичных гармоник и соответствующими дефектами УЭЦН посредством вычислительных и физических экспериментов;
- на основе полученных зависимостей разработана методика диагностики УЭЦН.

Материалы и методы исследования

Стратегии технического обслуживания УЭЦН [1]:

– С точки зрения профилактического технического обслуживания или отказов оборудования, что экономически неоправданно и является основной причиной простоя производства.

– «О состоянии», применяя метод распознавания к фактическому техническому состоянию оборудования на набор диагностических характеристик для выявления существующих или развивающихся дефектов и определения оптимальных сроков проведения ремонтных работ.

Существующие методы диагностики погружных центробежных насосов. Мониторинг состояния и техническая диагностика УЭЦН включает в себя:

- оценку теплового состояния оборудования (термодиагностика);
- измерение вибрации оборудования (анализ вибрации);
- моделирование и т.д.

Термодиагностика основана на том, что в месте возникновения дефекта в оборудовании повышается температура и, как следствие, увеличивается интенсивность инфракрасного излучения, которое записывается тепловизионными устройствами.

Моделирование, включающее этап разработки компьютерной модели погружного электрического насоса, подключенного к двигателю с помощью датчиков. Обеспечивает возможность измерения множества рабочих сигналов на насос, который испол-

зуется для решения уравнения состояния в конкретное время. Этот метод реализуется только с прямым доступом к двигателю и насосу.

Недостатки данного метода:

- Невозможна удаленная диагностика;
- Имеет низкую точность;
- Сложность требуемых измерений.

Данные недостатки иллюстрируют невозможность использования для диагностики УЭЦН.

Вибродиагностика, в процессе которой регистрируют и анализируют сигналы, генерируемые вибрацией двигателя. По полученным данным анализируют форму и амплитуду принятого сигнала и сравнивают с пороговыми значениями для оценки возможности дальнейшей работы блока. В данном случае возникает необходимость установки дополнительных датчиков вибрации на корпусе насоса, а также дополнительных линий связи для передачи информации о вибрации насоса, что снижает надежность всей диагностики системы, увеличивая ее стоимость, тем самым ограничивая возможность применения этого метода [2].

Данные методы диагностики не применимы во всех ситуациях и делают невозможным определить точную причину возникновения сбоя процесса. Вышеперечисленные типы неисправностей можно диагностировать точно и своевременно с помощью спектрального анализа тока статора.

Несмотря на то, что предложенный метод спектральной диагностики электрических параметров широко распространен, этому вопросу, применяемому во многих отраслях нефтедобычи, уделялось мало внимания.

Для выявления закономерностей спектральной структуры тока двигателя и соответствующих типов неисправности была разработана математическая модель УЭЦН, в том числе модель преобразователя частоты, погружной двигатель, центробежный насос и гидравлическая система (нагрузка).

Динамические переменные модели составных частей погружного центробежного насоса, расположенные между ними, обеспечивают взаимное влияние друг на друга. Кроме того, для УЭЦН разработаны механические и гидравлические подсистемы, которые сильно влияют на динамику всего комплекса.

Результатами расчетов модели являются показатели, для которых определено критическое значение, когда отклонение значе-

ний для границ критических значений необходимо для выявления причин отклонения и выработки корректирующих действий.

Влияние отклонений параметров УЭЦН. Одним из важных параметров для определения производительности насосной установки является относительное отклонение эффективности от заводской таблички. Коэффициент характеризует степень износа и колебания, связанные с использованием байпасных систем. Наименьшие значения коэффициентов позволяют выбирать насосы с наибольшим износом и/или наибольшим влиянием регулирования байпасной системы. После определения контрольного списка необходимо проверить исходные данные выбранных агрегатов. Значение накопленной энергии и время работы могут быть затрачены в различные периоды времени, что может привести к ошибкам [3].

Необходимо проверить фактическую мощность блока. Значение мощности насосов можно получить у специалистов. Оптимальным решением является построение графика мощности насосов, который можно использовать для сравнения значений. После проверки исходных данных проверяется наличие и использование устройства с помощью байпасной системы.

Использование байпасной системы вызвано необходимостью работы насосов со слишком маленькими объемами жидкости. Единицы, в которых установлены байпасы, имеют существенное несоответствие между паспортом и фактической деятельностью насоса с реальным выходным давлением насосов. Корректирующая деятельность может быть исключением регулирования байпаса с помощью выбора оптимального насоса для объема перекачиваемой жидкости.

Вторым фактором отклонения фактической эффективности от заводской таблички является износ. Если это обнаружено, то регулирование байпасов не происходит или оказывает незначительное влияние, единицы должны быть проверены в соответствии с методом оптимального времени вывоза оборудования для ремонта, затем принимается решение о необходимости раннего ремонта насосной установки.

Относительное превышение давления насосных агрегатов над годовым максимальным линейным давлением – отношение суммы фактического давления на входе насоса и паспорта для фактического объема до максимального давления в линии

за 12 месяцев увеличилось на 35 м (нормативные потери от насоса до линии). Коэффициент характеризует избыточность напора насоса относительно максимума для объекта.

Самые высокие значения коэффициентов позволяют определять насосные агрегаты с избыточным давлением. Эти насосы должны быть проверены на возможность уменьшения количества рабочих колес [4].

Корректирующим действием может быть замена всех или части насосов насосами с более низким номинальным давлением. После замены рабочего насоса следует максимально использовать агрегаты с давлением.

В случае замены только части насоса во время повышения давления в трубопроводе возможно использовать резервные насосы, имеющие более высокое давление.

Коэффициент неравномерности давления – отношение максимального давления в линии к средней. Коэффициент характеризует амплитуду колебаний давления в линии (возвышение максимального линейного давления на среднее линейное давление за рассматриваемый период). Самые высокие значения коэффициентов позволяют выбирать объекты с наиболее нерегулярным режимом работы.

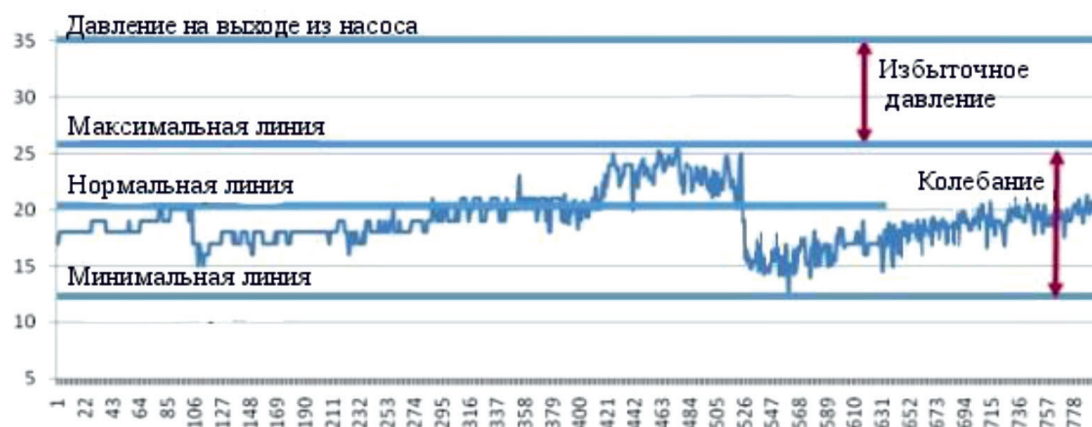
Насосы обычно выбираются для работы с линиями максимального давления, как показано на диаграмме, такие УЭЦН основное время работают в преднагруженном состоянии. Это приводит к избытку энергии потребления.

На таких УЭЦН необходимо разработать мероприятия по выравниванию режима за качки. Этот может применяться для перераспределения потоков между установками, согласованной задержки запуска насосов, т.е. чтобы они не проводились одновременно.

Также такие проблемы можно решить, запустив несколько насосов с разным давлением или с большим и постоянным колебанием путем установки преобразователей частоты (рисунок).

Коэффициент нагрузки – соотношение фактической и номинальной производительности насосного насоса. Коэффициент указывает на отклонение работы насоса в левой или правой области.

При отклонении коэффициента необходимо проанализировать перераспределение объемов между единицами для более эффективной загрузки или подбора оптимальных комбинаций оборудования.



Изменение давления при исследовании УЭЦН

КПД насоса — отношение гидравлической энергии, передаваемой к линии, к энергопотреблению в течение рассматриваемого периода. Коэффициент характеризует общую энергоэффективность.

На показатель влияют следующие критические факторы [5]:

- отклонение насоса в левой / правой области;
- избыточное давление;
- техническое состояние.

Индикатор позволяет выбрать насос с наибольшим перерасходом мощности. Первый шаг при анализе — необходимо определить причины низкой эффективности и предложить решения для ее повышения. Распространенным решением для насоса с низким КПД является выбор оптимальной комбинации оборудования для параметров текущего насоса. В списке нужно определить наиболее эффективную конфигурацию оборудования, доступную в резерве. Аналогичная проверка должна быть сделана на параметры насосного агрегата.

Пограничные значения для критериев пересматриваются не реже одного раза в год.

Неисправности электродвигателей УЭЦН. Рассмотрим одну из неисправностей электродвигателей центробежных насосов. Эксцентриситет ротора довольно часто встречается на практике, причина повышенной вибрации электрических машин возникает из-за износа прокатки подшипников.

При перекрытии оси поля статора с областью увеличенного зазора тяговое усилие несколько уменьшается, с увеличением скольжения значения частоты. При перемещении осевых полей в нижней зоне зазора

сила тяги увеличивается, частота скольжения уменьшается. Когда число пар полюсов статора больше единицы, этот процесс повторяется «р» раз.

В интервале смещения ротора из зоны с увеличенным зазором, зона в зону с уменьшенным зазором, ротор ускоряется на малых оборотах. В интервале перехода ротора обратно, в зону с увеличенным зазором, ротор замедляется до того же значения. Это заметно в спектре.

На токовом спектре вокруг основной частоты вращения ротора появляются симметрично расположенные боковые пики (гармоники), напоминающие зубцы коронки. Симметрия пиков относительно основной частоты является следствием ускорений и замедлений скорости вращения ротора вокруг ее среднего значения.

Подобные зубцы более высокой интенсивности появляются вокруг пиковой электромагнитной мощности на частоте, равной второй гармонике сети.

Эксцентрическое вращение ротора модулирует проводимость зазора с удвоенной частотой. Когда количество пар полюсов равно единице, частота вращения поля равна 50 Гц, в два раза больше частоты линии, частоты электромагнитных колебаний до 100 Гц. Эксцентриситет ротора приводит к модуляции электромагнитной силы. При уменьшении количества пар полюсов частота вращения поля в зазоре уменьшается в p раз. Переменный зазор ротора во время одной циркуляции будет модулировать электромагнитную силу, в $2 * p$ раза превышающую частоту его вращения, соответствующую частоте электромагнитной силы.

Эксцентриситет ротора обычно проявляется как в вертикальной, так и в поперечной проекциях вибрации. Иногда это можно обнаружить даже в осевой проекции. Это возможно при наличии эксцентриситета ротора по всей его длине, но только в области одного края пакета электротехнической стали [6].

Эксцентриситет ротора часто носит переходный характер, когда в спектре двигателя имеется характерный рисунок, и практическое измерение зазора не подтверждает диагноз. Причина обычно в тепловых процессах, когда ротор асимметрично нагревается, изгибается и дает картину эксцентриситета.

После выключения двигателя, в процессе разборки для измерения зазора, температура быстро выровнялась и диагноз не подтвердился. Часто это происходит при поломках стержней или частичном «выпаде» ротора вокруг неподвижных элементов, когда ротор начинает нагреваться одностронне. В ходе проведения исследования был диагностирован режим работы насосной системы с обрывом цепи и фазой статора неисправности.

В ходе исследования было определено, что открытая фаза AD приводит к увеличению гармоник № 2 (4 дБ) № 6 (2 дБ) № 8 (1,3 дБ), а также к появлению пика в области 390 Гц. Было проведено сравнение спектрограмм, которое показало, что при наличии дисбаланса наблюдается рост гармоник № 2 (1,8 дБ) № 6 (1,2 дБ), № 7 (1,8 дБ).

При исследовании межфазного замыкания наблюдалось увеличение гармоники № 2 более чем на 3 дБ. Также выявлены следующие гармоники: № 6 (1,3 дБ), № 8 (1,9 дБ), № 9 (9,8 дБ). Дополнительно в спектре наблюдается 7 (390 Гц) и 10 (380 Гц) гармоник.

Анализ полученных данных позволил сделать вывод, что износ радиальных подшипников насоса приводит к появлению дополнительных гармоник на частоте 200 Гц, что вдвое превышает частоту вращения вала двигателя насоса.

Сравнительный анализ существующих методов диагностики системы УЭЦН показал, что наиболее надежным методом диагностики является метод, основанный на спектральном анализе тока статора. Получилось выявить взаимосвязь между наличием характерных гармоник и определенных типов неисправностей УЭЦН. Отличие результатов экспериментов для одного и того же режима не отличается более чем на 5%. Анализ полученных спектров показал различия между режимами работы двигателя, что позволяет на начальных этапах диагностировать появление неисправности в работе УЭЦН.

Список литературы / References

1. Ивановский В.Н. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти. М.: ГУП Изд-во Нефть и газ, 2012. 256 с.
2. Ivanovskiy V.N. Installations of submersible centrifugal pumps for oil production. M.: GUP Izd-vo Neft' i gaz, 2012. 256 p. (in Russian).
3. Габдрахимов М.С., Фахриева К.Р. Динамические нагрузки скважинного оборудования и виброзащита УЭЦН // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2013. № 5. С. 17–21.
4. Gabdrakhimov M.S., Fakhrieva K.R. Dynamic loadings of borehole equipment and vibroprotection of electric centrifugal pumping unit (ECP) // Oborudovaniye i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa. 2013. № 5. P. 17–21 (in Russian).
5. Ковалев А.Ю. Введение в системное моделирование установок электроцентробежных насосов: монография. Омск: Изд. ОмГТУ, 2012. 175 с.
6. Kovalev A.Yu. Introduction to system modeling of electric centrifugal pump installations: monograph. Omsk: Izd. OmGTU, 2012. 175 p. (in Russian).
7. Кагарманов И.И. Техника и технология добычи нефти. Томск, 2005. 176 с.
8. Kagarmanov I.I. Technique and technology for oil production. Tomsk, 2005. 176 p. (in Russian).
9. Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьев А.Д. Математические методы в теории надежности. М.: Наука, 1965. 524 с.
10. Gnedenko B.V., Belyaev Yu.K., Soloviev A.D. Mathematical Methods in Theory reliability. M.: Nauka, 1965. 524 p. (in Russian).
11. Китабов А.Н., Токарев В.П. Информационно-измерительная система диагностики погружного электродвигателя // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. 2011. Т. 15. № 1 (41). С. 153–164.
12. Kitabov A.N., Tokarev V.P. Information-measuring system for diagnostics of a submersible electric motor // Vestnik Ufmskogo gosudarstvennogo aviatsionnogo tekhnicheskogo universiteta. 2011. V. 15. № 1 (41). P. 153–164 (in Russian).