

УДК 004.042

ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ВИБРАЦИИ СИСТЕМОЙ ПОГРУЖНОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ

Кудрявцев А.В., Енгальчев И.Р.¹, Китабов А.Н.

Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа

¹e-mail: ilgiz.ugatu@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены основные причины отказов установок электроцентробежных насосов, на основании которых сделан вывод о необходимости повышения качества диагностирования установок в процессе добычи нефти. Предложена методика проведения предварительной обработки параметров вибрации микропроцессорными средствами погружного блока системы телеметрии на основе спектрального анализа и сокращения числа передаваемых гармоник. Приведены практические результаты использования данной методики.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса, погружной электродвигатель, система погружной телеметрии, вибрация, спектральный анализ, быстрое преобразование Фурье, БПФ

Введение

В настоящее время в большинстве нефтяных скважин России для подъема пластовой жидкости применяются установки электроцентробежных насосов (УЭЦН). Это обусловлено высокой эффективностью их использования в скважинах с высоким и средним дебитом. Кроме того при использовании УЭЦН значительно упрощаются процессы автоматизированного управления добычей.

Основными составными компонентами УЭЦН являются центробежный насос (ЦН) и погружной электродвигатель (ПЭД), выполняющий функцию привода установки [1, 2].

Опыт эксплуатации УЭЦН показал, что требуется постоянный контроль их технического состояния в связи с частыми поломками и отказами оборудования в процессе добычи. Причинами отказов установки являются особенности ее конструкции:

- протяженность установки при малом диаметре, что повышает ее податливость и снижает динамическую жесткость;
- некачественное изготовление узлов и деталей установки;
- высокий процент ошибок при сборке установки.

Кроме того, большая доля отказов установки происходит в результате действия дефектов ПЭД и ЦН. Основными дефектами ПЭД являются:

- неуравновешенность (дисбаланс) ротора;
- нарушение центровки валов ротора;
- дефекты подшипниковых узлов (снижение несущей способности смазочного слоя, выработка фрикционного материала и т.д.).

Также на качество и надежную работу УЭЦН большое влияние оказывают тяжелые эксплуатационные условия скважинной среды (высокая температура пластовой жидкости, наличие различного рода примесей и т.д.).

Основные дефекты электрических машин рассмотрены в [3-5]. Некоторые вопросы диагностики неисправностей ПЭД изложены в [6].

В связи с этим, в настоящее время на предприятиях нефтедобывающего профиля повышается интерес к мероприятиям, позволяющим диагностировать отказы, повысить срок службы и прогнозировать дальнейшую динамику работы УЭЦН в процессе эксплуатации.

1. Состояние вопроса

Для проверки технического состояния УЭЦН во время работы в промышленной скважине используются системы погружной телеметрии (СПТ). В общем случае СПТ состоит из погружного блока и наземного блока согласования телеметрии. Погружной блок телеметрии предназначен для измерения и передачи в блок согласования следующих параметров:

- давление на приеме погружной установки;
- температура статорной обмотки ПЭД;
- температура окружающей среды;
- уровень вибрации по трем осям;
- сопротивление изоляции погружного кабеля.

Перечень измеряемых параметров может несколько отличаться в зависимости от предприятия-изготовителя и требований заказчика. Самыми известными производителями указанных систем являются ОАО «Алнас», ЗАО «Электон» и ООО «Борец» и т.д. [7, 8].

Информация из погружного блока в наземный поступает по силовому кабелю. В наземной части системы происходит обработка полученных данных, а также представление их оператору. По полученным от СПТ данным можно судить о состоянии УЭЦН в реальном масштабе времени и предотвратить отказы установки.

2. Постановка задачи

В существующих системах поступающая в наземную часть СПТ информация имеет интегральный характер (среднеквадратичные значения ускорений, скоростей или перемещений). Для большинства измеряемых параметров это является приемлемым с точки зрения обеспечения достоверного результата проверки (контроля) оборудования и формирования вывода о его техническом состоянии. Однако, в случае интегрального оценивания уровня вибрации, информативность

получаемой информации низкая и не обеспечивает требуемую достоверность и точность прогнозирования ресурса установки. Это связано с тем, что сигнал вибрации во временной и частотной областях несет большое количество информации о техническом состоянии исследуемого оборудования, по которому можно сделать вывод как о текущем состоянии УЭЦН, так и о дальнейшей динамике ее работы.

В то же время передача всех отсчетов измерений вибрации в наземную часть системы является сложной задачей ввиду существующего способа передачи данных по силовому кабелю. Данный метод передачи имеет низкую пропускную способность из-за большого уровня электромагнитных помех, особенно при использовании станций управления с частотным регулированием, а также из-за большого коэффициента затухания на высоких частотах передачи.

Задачей данного исследования является попытка обработки данных вибрации в погружном блоке СПТ с целью повысить информативность измерений в условиях низкой пропускной способности канала связи.

Наилучшим вариантом метода обработки и передачи данных вибрации, с точки зрения высокой информативности процесса контроля УЭЦН, является измерение большого количества отсчетов с малыми промежутками времени между ними с последующей передачей в наземную часть системы. Использование данной методики позволит проводить различные виды анализа временного сигнала вибрации (спектральный, кепстральный, биспектральный, статистический, корреляционный, вейвлет-анализ) на поверхности Земли.

Выбор методов анализа вибраций на основе исследования спектра вибрации обусловлен тем, что в настоящее время существует множество методик по диагностике механического и электромеханического оборудования на основе оценки частотных составляющих и их корреляции с возможными дефектами.

Перечисленные выше способы анализа сигналов вибрации являются довольно сложными для реализации в виде программного обеспечения для процессора погружной части СПТ, что является трудновыполнимой задачей или ведет к усложнению внутрисхемной реализации СПТ.

В то же время, перевод функций преобразования временного сигнала в спектральную область с последующим анализом на наземную часть не может быть реализован вследствие низкой скорости передачи информации от СПТ по силовому кабелю. Поэтому необходимо применение алгоритмов предварительной обработки информации в погружном блоке СПТ, которые с одной стороны смогут повысить информативность передаваемых данных, а с другой обеспечивать требуемую динамику обновления информации на поверхности Земли, что в настоящее время является одной из наиболее актуальных задач технической диагностики погружного оборудования.

3. Методика проведения измерений и обработки данных вибрации в системах погружной телеметрии

К алгоритмам обработки сигнала в погружной части СПТ предъявляются следующие требования:

- высокая скорость обработки сигнала;
- возможность реализации алгоритма процессорными средствами погружной части СПТ;
- относительно небольшой пакет данных, передаваемых на поверхность Земли.

В настоящее время существуют алгоритмы, позволяющие с незначительными аппаратными и временными затратами проводить спектральный анализ.

Предлагается метод измерения и обработки, данных вибрации УЭЦН на основе проведения спектрального анализа с помощью быстрого преобразования Фурье (БПФ) микропроцессорными средствами погружной части СПТ.

При этом микроконтроллер будет выполнять следующие функции:

- измерение величины вибрации по 3-м осям;
- анализ полученных значений вибрации с помощью БПФ;
- измерение значений температуры и давления;
- передача данных в наземную часть системы по силовому кабелю.

Для проведения БПФ необходимо определить параметры вибрации установки:

- информативный частотный диапазон вибрации;
- промежуток времени, в течение которого процесс возрастания вибрации можно считать незначительным (время за которое отказ установки маловероятен).

Частотный диапазон вибрации зависит от процессов, происходящих в установке, и определяется, в основном, существующими неисправностями оборудования. Экспериментальные исследования показали, что большая часть энергии вибрации обусловлена механическими дефектами и сосредоточена в области низких частот. Основными компонентами являются: составляющая на частоте вращения ротора (50 Гц), характеризующая дисбаланс конструкции, а также ее младшие гармоники и субгармоники, появляющиеся вследствие неисправностей подшипников, ослабления крепления узлов установки и т.д. Исходя из этого, наиболее информативным частотным диапазоном вибрации является низкочастотная область до 200 Гц.

Для спектрального анализа вибрации необходимо выбрать частоту дискретизации и время измерения.

По теореме Котельникова-Шеннона, частота дискретизации (F_d) должна быть более чем в два раза выше верхней граничной частоты (F) исследуемого сигнала. В силу того, что сигнал вибрации представляет собой сумму синусоидальных составляющих, сигнал обращается в ноль в 3-х точках на промежутке $[0; 2\pi]$,

то для обеспечения возможности его восстановления необходимо частоту дискретизации принять в 5 раз больше верхней частоты исследуемого сигнала F . Таким образом, $F_d = 1000$ Гц.

Измерения вибрации необходимо проводить с длительностью ($t_{изм}$) превышающей период сигнала. Кроме того, длительность измерения должна обеспечить возможность проводить необходимое количество измерений (N) с заданной разрешающей способностью (Δf) и соответствовать заданному частотному диапазону. Оптимальный выбор данных параметров позволяет повысить качество спектра, снизить ошибочные составляющие, а также уменьшить объем передаваемой информации.

Количество выборок за данный промежуток времени удовлетворяет равенству:

$$N_1 = t_{изм} \cdot F_d, \quad (1)$$

где N_1 – количество выборок;

F_d – частота дискретизации;

$t_{изм}$ – время измерения.

Для обеспечения требуемой динамики процесса измерения, а также в соответствии с выбранным частотным диапазоном примем $t_{изм} = 512$ мс. По формуле (1), количество выборок составит 512.

Исходя из выбранных параметров, разрешающая способность спектра будет равна:

$$\Delta f = \frac{F_d}{N_1} = \frac{1000}{512} = 1,95 \text{ Гц}, \quad (2)$$

где Δf – разрешающая способность;

N_1 – количество выборок.

Полученная разрешающая способность является приемлемой для идентификации большинства возможных составляющих спектра вибрации, так как удовлетворяет условию:

$$\Delta f \leq \frac{f_{вр}}{10} = \frac{50}{10} = 5 \text{ Гц}, \quad (3)$$

где Δf – разрешающая способность;

$f_{вр}$ – частота вращения оборудования [9].

Наиболее часто в современной измерительной технике используются 10-16 разрядные аналого-цифровые преобразователи. Следовательно, один отсчет измерения содержится 10-16 битах и, если передавать один отсчет двумя байтами (16 бит), то объем информации вибрации по одной оси составит 8192 бит. В случае измерения вибрации по трем пространственным осям, количество информации составит 24576 бит (3 Кбайт).

Предварительные исследования показали, что минимально приемлемой скоростью передачи данных является 4800 бод. Следовательно, время необходимое на передачу:

$$t_{np1} = \frac{I_1}{V_{nep}} = \frac{24576}{4800} = 5,12 \text{ с}, \quad (4)$$

где t_{np1} – время передачи информации всех отсчетов;

I_1 – объем передаваемой информации;

V_{nep} – скорость передачи информации;

При проведении спектрального анализа сигнала вибрации с помощью алгоритма БПФ и передаче на поверхность Земли только значений спектра в заданной частотной области (F), объем информации (I_2) будет равен 4096 бит. Время передачи данных спектра (t_{np2}) по трем осям (12288 бит) составит:

$$t_{np2} = \frac{I_2}{V_{nep}} = \frac{t_{np1}}{2} = 2,56 \text{ с}.$$

Из полученных результатов видно, что применение спектрального анализа на основе БПФ микроконтроллером погружной части СПТ и передачи всего полученного спектра позволяет снизить временные затраты на передачу данных в 2 раза, что также не отвечает требуемой динамике процесса, так как информация за промежуток времени $\Delta t = t_{np2} - t_{изм} = 2,024$ с теряется и не учитывается при анализе технического состояния установки. Следовательно, необходимо снизить объем передаваемой информации исходя из условия $t_{np2} \leq t_{изм}$.

Исходя из данного условия время на передачу информации не должно превышать время $t_{np2} \leq 0,512$ с. По данным ограничения максимальный объем информации (I_3), который можно передать за время (t_{np2}) при скорости (V_{nep}), равна 2457 бит, что требует снижения объема передаваемой информации в 5 раз по сравнению с объемом информации всего спектра.

Для удовлетворения требованиям времени передачи и объема передаваемой информации необходимо уменьшать количество линий спектра при передаче в наземный блок СПТ. Для этого предлагается весь частотный диапазон (F) разбить на некоторое количество поддиапазонов и передавать ограниченное число максимумов спектра на каждом из них. При этом информативность спектра практически не теряется, так как основные дефекты установки проявляются лишь на определенных частотах спектра.

В случае передачи частичного спектра появляются дополнительные данные в пакете информации – это информация частоты. Информация частоты представляет собой число от 0 до 200 и поэтому может быть передана 1-м байтом. Учитывая это, информация для одной гармоники спектра будет содержаться в 3 байтах ($n_2 = 24$ бит).

Это означает, что с учетом ограничений, максимальное число гармоник спектров по всем трем осям (m):

$$m = \frac{I_3}{n_2} = \frac{2457}{24} = 102, \quad (5)$$

соответственно на каждую ось приходится 34 гармоники.

Далее необходимо определить частотные поддиапазоны и количество гармоник в каждом из них, которые будут передаваться. Исходя из анализа возможных дефектов механических и электромеханических систем и их спектрального представления [3-6, 9] предлагается весь частотный диапазон разделить на 4 части:

- от 0 до 30 Гц, 10 гармоник: включает составляющие от вибраций вследствие дефектов подшипникового узла;

- от 30 до 60 Гц, 10 гармоник: включает составляющие от дисбаланса конструкции и частично от расцентровки узлов установки;

- от 60 до 110 Гц, 7 гармоник: включает главную составляющую от расцентровки, а также частично от дефектов подшипникового узла;

- от 110 до 200 Гц, 6 гармоник: включает составляющие от различного рода задеваний и ослаблений крепления сочленяемых узлов установки;

Для проверки предложенной методики были проведены испытания опытной СПТ на промысловой скважине с измерением 512 отсчетов вибрации за $512 \cdot 10^{-3}$ с с последующей передачей их в наземную часть системы со скоростью 4800 бод. Для данной скважины был реализован дуплексный канал связи, позволяющий изменять пороговое значение гармоник в заданных интервалах частот, что позволяет ограничить объем передаваемой информации. Временной сигнал измеренной вибрации представлен на рис. 1.

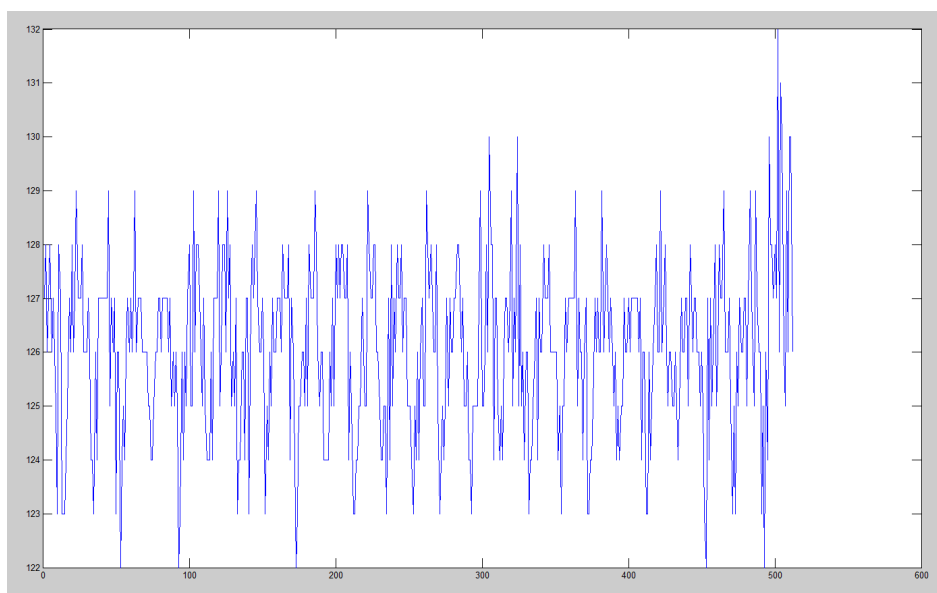


Рис. 1. Измеренный сигнал вибрации

Далее был проведен спектральный анализ вибрации с использованием алгоритма БПФ. Для обработки данных применялся микроконтроллер Mega 32 фирмы Atmel. Программа, реализующая алгоритм, написана в среде AVR Studio 4 на языке Ассемблер. Полученный спектр представлен на рис. 2.

Из представленных зависимостей видно, что спектр сигнала содержит составляющие преимущественно в области низких частот. С увеличением частоты составляющие спектра имеют все более низкие значения, что свидетельствует о правильном выборе верхней границы частоты анализа вибрации.

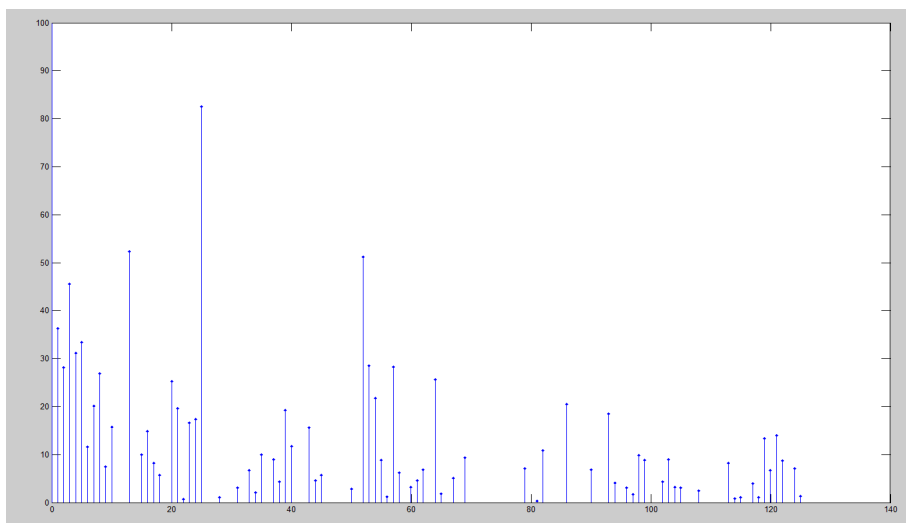


Рис. 2. Спектр сигнала вибрации в радиальном направлении

Согласно методике описанной выше, были выделены поддиапазоны спектра и определено заданное количество максимумов на каждом из них. В результате получили спектр с ограниченным числом линий (рис. 3).

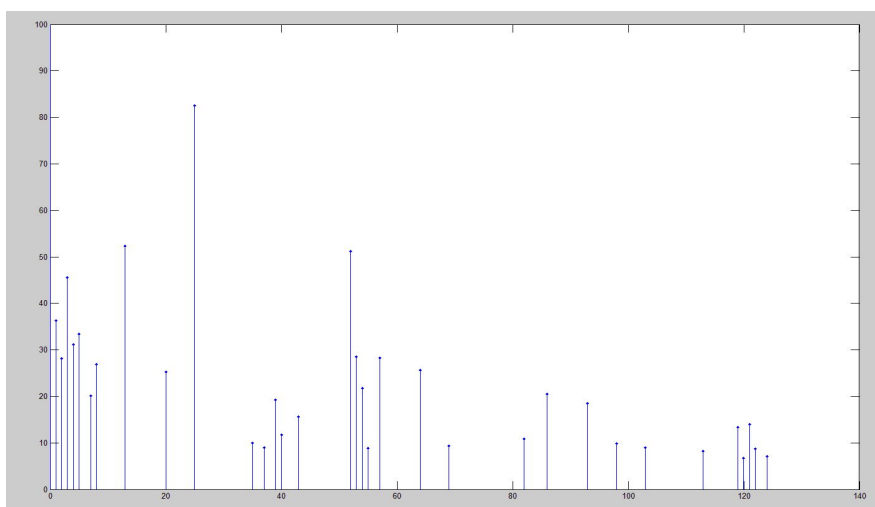


Рис. 3. Спектр с ограниченным числом линий

Сравнивая спектры на рис. 2, 3 можно заметить, что спектр с ограниченным числом линий содержит наиболее информативные составляющие и может с большой степенью достоверности характеризовать техническое состояние установки. Это подтверждает правильность выбранных частотных поддиапазонов и количество линий на каждом из них.

Заключение

Предложенная методика позволяет проводить более качественный контроль УЭЦН в процессе эксплуатации в промышленной скважине за счет применения спектрального анализа вибрации по трем осям.

Спектральный анализ на основе БПФ, проводимый в погружном блоке СПТ, позволяет снизить количество информации передаваемой в наземную часть системы, по сравнению с количеством информации всех отсчетов измерения вибрации. Кроме того, позволяет повысить информативность измерений вибрации установки, по сравнению с используемой методикой, оценивающей интегральные показатели вибрации.

Предложена методика сокращения числа передаваемых линий спектра, которая позволяет сократить объем передаваемой информации и как следствие снизить время на ее передачу. Получаемый спектр с ограниченным количеством линий также является информативным точки зрения оценки технического состояния установки и удовлетворяет требованиям к динамике обновления информации.

Кроме вышеперечисленных преимуществ, применение данной методики позволяет формировать более точную статистическую модель динамики вибрации установки. Модель, сформированная по частотным составляющим спектра по каждой из пространственных осей, является более информативной. Что позволит, после накопления необходимого количества экспериментальных данных точно оценивать текущее состояние установки, а также прогнозировать остаточный ее ресурс с более высокой вероятностью.

Все это позволит повысить качество технического обслуживания УЭЦН, и уменьшить число отказов оборудования в промышленной скважине.

Литература

1. Абдулин Ф.С. Добыча нефти и газа: учеб. пособ. М.: Недра, 1983. 256 с.
2. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти. М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. 824 с.
3. Гольдин А.С. Вибрация роторных машин. М.: Машиностроение, 1999. 344 с.
4. Шубов И.Г. Шум и вибрация электрических машин. Л.: Энергоатомиздат, 1986. 208 с.
5. Ширман А.Р., Соловьев Б.С. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования. Москва, 1996. 276 с.
6. Китабов А.Н. Обнаружение неисправностей погружного электродвигателя по вибрационным параметрам // Мавлютовские чтения: сб. тр. в 5 т. / Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т; под ред. Р.А. Бадамшина. Уфа: УГАТУ, 2010. Т.2. С. 107–108.
7. ООО «Производственная компания «Борец» : [сайт].
URL: <http://www.boretscompany.ru/> (дата обращения: 12.09.2010)
8. ЗАО «Электон» : [сайт]. URL: <http://www.elekton.ru/> (дата обращения: 12.09.2010).
9. Барков А. В., Баркова Н.А. Вибрационная диагностика машин и оборудования. Анализ вибрации: учеб. пособ. СПб.: Изд. Центр СПбГМТУ, 2004. 152 с.

**AN IMPROVEMENT INFORMATIVENESS
OF THE VIBRATION MEASUREMENTS
MADE BY SUBMERSIBLE TELEMETRY SYSTEM**

A.V Kudryavtsev, I.R. Engalychev¹, A.N. Kitabov
Ufa State Aviation Technical University, Ufa, Russia
¹e-mail: ilgiz.ugatu@mail.ru

Abstract. *Principal causes of refusals of installations of electrocentrifugal pumps on which basis the conclusion is drawn on necessity of improvement of quality of diagnosing of installations oil recovery process are considered. The article presents a methodology for pre-processing of vibration parameters by microprocessors submersible telemetry unit on the basis of spectral analysis and reduces the number of transmitted harmonics. The practical results of using this method are presented.*

Keywords: *unit of electrical submersible pump, submersible electric motor, submersible telemetry system, vibration, spectrum analysis, fast Fourier transform, FFT*

References

1. Abdulin F.S. Dobycha nefi i gaza: ucheb. Posob. (Oil and gas production: textbook). Moscow: Nedra, 1983. 256 p.
2. Ivanovskij V.N., Dariwev V.I., Sabirov A.A., etc. Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlja dobychi nefi (Borehole pumping systems for oil production). Moscow: Neft i Gaz, RSU Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2002. 824 p.
3. Gol'din A.S. Vibracija rotornyh mashin (Vibration of rotating machinery). Moscow: Mashinostroenie, 1999. 344 p.
4. Shubov I.G. Shum i vibracija jelektricheskikh mashin (Noise and vibration of electrical machines). Leningrad: Jenergoatomizdat, 1986. 208 p.
5. Shirman A.R., Solov'ev B.S. Prakticheskaja vibrodiagnostika i monitoring sostojanija mehanicheskogo oborudovanija (Practical vibrodiagnostics and monitoring of mechanical equipment). Moscow, 1996. 276 p.
6. Kitabov A.N. Obnaruzhenie neispravnostej pogruzhnogo jelektrovdigatelja po vibracionnym parametram (Fault detection electric submersible motor by vibration parameters) in *Mavljutovskie chtenija: in 5 volumes, edited by R.A. Badamshin*. Ufa: USATU, 2010. Vol. 2. pp. 107–108.
7. Borets Company LLC. URL: <http://www.boretscompany.ru/eng/> (last accessed on 12.09.2010).
8. Elekton Closed Joint Stock Company URL: <http://www.elekton.ru/> (last accessed on 12.09.2010).
9. Barkov A. V., Barkova N.A. Vibracionnaja diagnostika mashin i oborudovanija. Analiz vibracii: ucheb. posob. (Vibration diagnostics of machines and equipment. Vibration analysis: textbook): Saint-Petersburg: Publishing center of State Marine Technical University of St.Petersburg, 2004. 152 p.