

DOI 10.32820/2079-1747-2018-22-105-113

УДК 681.12

**СНИЖЕНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА НЕФТИ
В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ
ПУЛЬСАЦИЯМИ НЕСТАЦИОНАРНОСТЬЮ ПОТОКА**

©**Князева В.Н., Канюк Г.И., Мезеря, А.Ю., Андреев А.В.**

Українська інженерно-педагогічна академія

Інформація про авторів:

Князева Виктория Николаевна: ORCID: 0000-0002-3106-4897; vitok911@ukr.net; асистент; асистент кафедри теплоенергетики и энергосберегающих технологий; Украинская инженерно-педагогическая академия, ул. Университетская 16, г. Харьков, 61003, Украина.

Канюк Геннадий Иванович: ORCID: 0000-0003-1399-9039; доктор технических наук; профессор кафедры теплоэнергетики и энергосберегающих технологий; Украинская инженерно-педагогическая академия, ул. Университетская 16, г. Харьков, 61003, Украина.

Мезеря Андрей Юрьевич: ORCID: 0000-0003-2946-9593; mezzzer@mail.ru; кандидат технических наук; доцент кафедры теплоэнергетики и энергосберегающих технологий; Украинская инженерно-педагогическая академия, ул. Университетская 16, г. Харьков, 61003, Украина.

Андреев Александр Віталійович: ORCID: 0000-0002-2601-1491; vitok911@ukr.net; кандидат технічних наук; доцент кафедри теплоенергетики та енергосберегаючих технологій; Українська інженерно-педагогічна академія, вул. Університетська 16, г. Харьков, 61003, Україна.

Розглянуто шляхи зниження похибок виміру витрати нафти магістральних нафтопроводів, які пов'язані з узгодженням обраного інтервалу виміру та характеристик коливання потоку (похибка несінфазності) і вибором дискретності виміру. Наведено аналіз математичних методів визначення інтегрального значення витрати нафти при проведенні енергетичних випробувань насосних установок нафтоперегінних станцій і поточного контролю в системах САУ.

Ключові слова: похибки виміру, точність виміру, несінфазність виміру, дискретність сигналу, інтегральне значення.

Князева В. Н., Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Андреев А.В. «Снижение погрешностей измерения расхода нефти в магистральных нефтепроводах, обусловленных пульсациями нестационарностью потока».

Рассмотрены пути снижения погрешностей измерения расхода нефти магистральных нефтепроводов, связанные с согласованием выбранного интервала измерений и характеристик колебания потока (погрешность несинфазности) и выбором дискретности измерений. Приведен анализ математических методов определения интегрального значения расхода нефти при проведении энергетических испытаний насосных установок нефтеперекачивающих станций и текущего контроля в системах САУ.

Ключевые слова: погрешности измерений, точность измерений, несинфазность измерений, дискретность сигнала, интегральное значение.

Kniazieva V., Kanyuk G., Mezerya A., Andreev A. «Reduction of the error of measuring the oil consumption in the main oil pipelines, caused by pulsations by an unsteady of the flow».

Considered ways of the reduction of inaccuracy of the measurement of the consumption to oils main oil pipeline, connected with co-ordination of the selected interval of the measurements and fea-

tures of the fluctuation of the flow (inaccuracy unphas) and choice discontinuity measurements. Broughted analysis of the mathematical methods of the determination of integral importance of the consumption to oils when undertaking the energy test the pumping installation oil station and current checking in system SAU.

Key words: inaccuracy of the measurements, accuracy of the measurements, unphase measurements, discontinuity signal, integral importance.

1. Введение

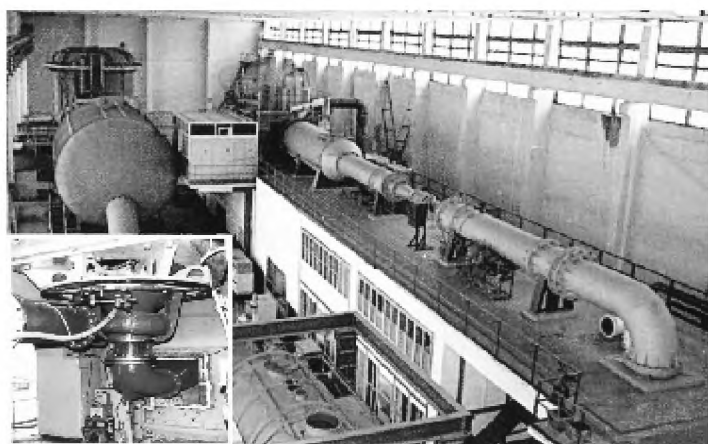
Повышение точности измерения при определении среднего значения расхода нефти в магистральных нефтепроводах является актуальной научно-технической задачей. Решение этого вопроса осуществляется путем комплексного подхода, заключающего в себе применение и усовершенствование методов и методик измерения, перевооружение технического парка измерительной аппаратуры, использование современного математического аппарата и т.д. Проблема повышения точности измерения расхода нефти обусловлена не только техническими, но и экономическими факторами. Украина является крупным транзитером газа и нефти. На сегодняшний день система магистральных нефтепроводов Украины включает 19 нефтепроводов диаметром до 1220 мм общей длиной около 4800 км, 51 нефтеперекачивающую станцию (НПС), работу которых обеспечивают 176 насосных агрегатов, единичной производительностью до 12500 м³/час. Суммарная электрическая мощность электроприводов составляет около 360 тыс. кВт. Пропускная способность системы равна 114 млн. т/год на входе и более 56 млн. т/год на выходе. Ошибка в измерении на 1% при погной загрузке системы составит 1 млн. т/год на входе и 0,5 млн. т/год на выходе. При стоимости нефти порядка 10000 грн. за тонну, экономический ущерб может быть оценен в размере 5-10 млрд. грн. в год.

В работах [1, 2] показаны методы снижения погрешности измерения гидравлических параметров гидромашин, обусловленные несовпадением фаз пульсаций параметра и интервала осреднения, конечной частотой опроса датчиков, временным интервалом измерения и выбором математического метода осреднения. Предложенные методы реализованы на гидравлических испытательных стендах (рис. 1.а) гидротурбинной лаборатории ОАО «Турбоатом» (г. Харьков) при проведении испытаний гидравлических машин и в эталонной расходомерной установке РОУ-180 (рис. 1.б) ННЦ «Институт метрологии» (г. Харьков) при градуировки расходомерных устройств [3].

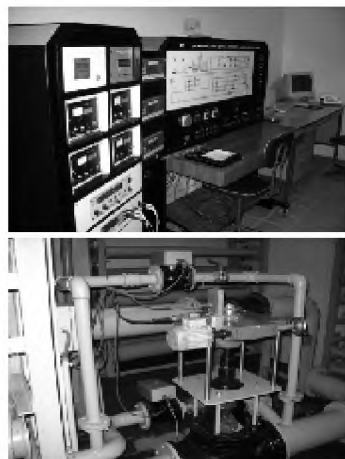
Установки, показанные на рис.1, характеризуются высочайшей степенью точности, совершенными методами и средствами стабилизации потока, современным точным оборудованием. Но даже для таких условий погрешности, описанные в [1] и ниже по тексту, составляют значительную величину. Так, например, погрешность несинфазности может составлять 0,1-0,2% и выше.

Анализ энергетических характеристик и режимов работы насосных установок магистральных нефтепроводов [4] и электрических станций [5], показал, что насосные агрегаты

оказывают значительное влияние на эффективность работы нефтеперкачивающих станций. Режимы их работы существенно тяжелей, классы точности измерительной аппаратуры на порядок ниже, чем в гидротурбинных лабораториях, амплитуды пульсации напора и расхода – выше. Все это увеличивает величину погрешностей и повышает актуальность их учета и минимизации. В связи с этим, решения, полученные для условий гидротурбинных лабораторий и эталонных расходомерных установок, необходимо использовать на магистральных нефтепроводах при измерении расхода нефти, а, при доработке – и расхода газа в газопроводах.



а)



б)

Рис. 1

- а) – Гидравлический испытательный стенд ЭКС-100 ОАО «Турбоатом»
 б) – Эталонная расходомерная установка РОУ-180 ННЦ «Институт метрологии»

2. Изложение основного материала

Погрешность несинфазности

Измеряемый параметр $X(t)$, проходящей через измерительный механизм, обладает нестабильностью даже при неизменной настройке регулирующих органов. В гидравлических и аэродинамических системах это вызвано наличием в проточных трактах продольных пульсаций скорости, обусловленных турбулентностью, перемежаемостью и т.п. эффектами.

Наличие этой нестабильности вызывает погрешности измерений параметра, т.к. при несовпадении фаз моментов начала и конца интервала осреднения с периодами пульсаций параметра его осредненная величина X_0 , измеренная с любой точностью, будет отличаться от средней по времени X_{cp} , т.е. $X_{cp} - X_0 = \Delta_{нф}$. Иллюстрация природы этого явления показана на рис. 2. Поскольку фаза колебаний параметра, соответствующая началу интервала осреднения, обычно случайна, а интервал осреднения и дискретность измерений не коррелированы со структурой колебаний параметра, эти погрешности также будут случайными величинами. Для исследования характера и оценки погрешности несинфазности $\Delta_{нф}$ пользовались следующей моделью измеряемого параметра:

$$X(t) = X_0 + X_{\sim} \quad (1)$$

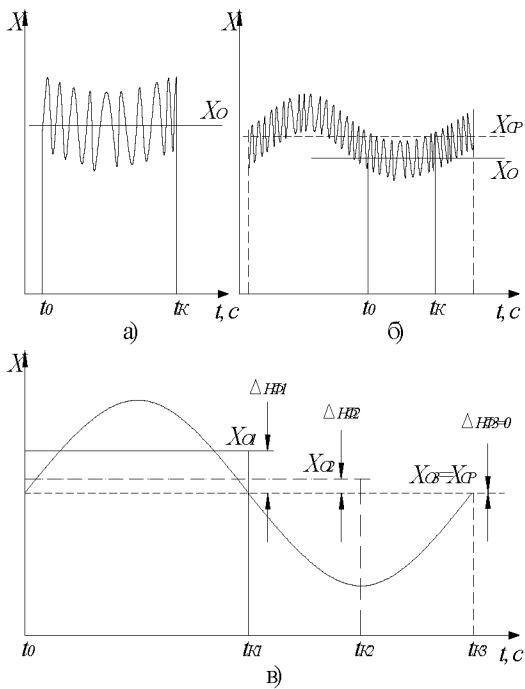


Рис. 2 Иллюстрация природы возникновения погрешности несинфазности (а, б) и её зависимость от выбора интервала времени осреднения (измерения) $T=t_K-t_0$ (в)

где X_0 и X_{\sim} – постоянная и периодическая переменная составляющие параметра, соответственно. Периодический процесс может рассматриваться как суперпозиция гармонических составляющих, т.е.:

$$X_{\sim} = X_m \cdot \sin(\omega t + \varphi) \quad (2)$$

где X_m , ω и φ – амплитуда, круговая частота и начальная фаза колебаний параметра, соответственно.

Среднее за время интегрирования T значение с учетом (1) и (2) представимо в виде:

$$X_{cp} = \frac{1}{T} \int_0^T X(t) dt = X_0 - \frac{X_m}{\omega T} [\cos(\omega t + \varphi) - \cos \varphi]$$

При этом относительная погрешность несинфазности $\delta_{нф}$ измерения определяется:

$$\delta_{нф} = \frac{\Delta_{нф}}{X_{cp}} = \frac{X_{cp} - X_0}{X_{cp}} = \frac{X_m}{X_{cp}} \cdot \frac{\cos \varphi - \cos(\omega t + \varphi)}{\omega T} = A \cdot K, \quad (3)$$

где $A = \frac{X_m}{X_{cp}}$ – относительная амплитуда колебаний параметра;

$K = \frac{\cos \varphi - \cos(\omega t + \varphi)}{\omega T}$ – фазовый коэффициент.

ω – круговая частота колебаний параметра, рад/с;
 φ – начальная фаза колебаний.

Из (3) также следует, что погрешность несинфазности зависит не только от начальной фазы колебаний параметра, но и от относительной амплитуды периодической составляющей X_m/X_{cp} , круговой частоты ω и времени интегрирования T .

Характер изменения фазового коэффициента K от фазы колебаний ωT при $0 < \varphi < \pi/2$ показан на рис. 3 а). Начальная фаза колебаний φ является случайной величиной, поэтому для упрощения расчетов можно положить $\varphi=0$, при этом семейство кривых $K=f(\omega T, \varphi)$ вырождаются в график, представленный на рис. 3 б).

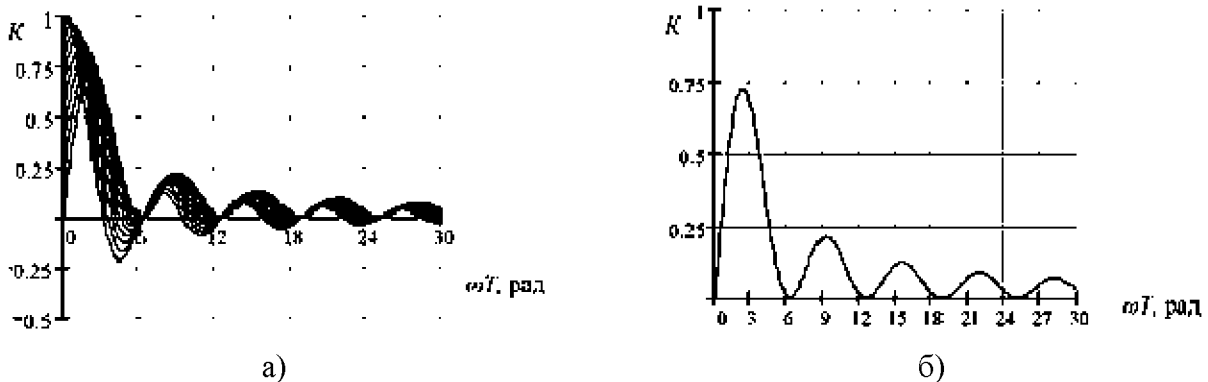


Рис. 3 Зависимость K от ωT при $\varphi = \text{var}$ (а) и $\varphi = 0^\circ$ (б)

На рис. 4 а) представлена погрешность несинфазности $\delta_{\text{нф}}$, соответствующая различным значениям относительной амплитуды колебаний A и фазы колебаний ωT параметра. Зная частоту низкочастотных колебаний параметра, к примеру, из показаний измерительных приборов, можно определить искомое минимальное время осреднения с целью обеспечения требуемой погрешности измерения (рис. 4.б).

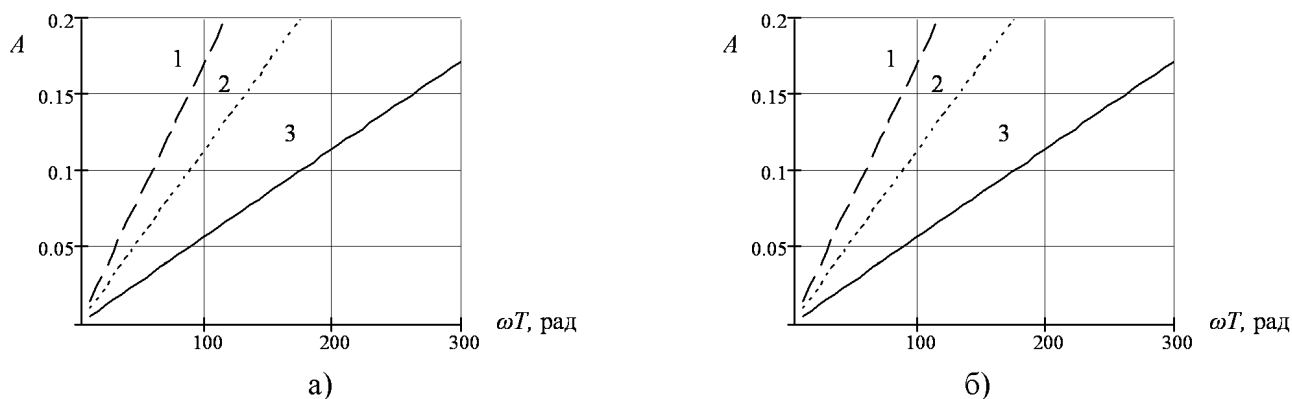


Рис. 4. а) Погрешность несинфазности $\delta_{\text{нф}}$, соответствующая различным значениям относительной амплитуды колебаний параметра A и фазы колебаний ωT (1 – соответствует $\delta_{\text{нф}}=0,3\%$, 2 – соответствует $\delta_{\text{нф}}=0,2\%$, 3 – соответствует $\delta_{\text{нф}}=0,1\%$) б) Зависимость времени интегрирования от частоты колебаний параметра (1 – соответствует $\omega T=90$; 2 – соответствует $\omega T=70$; 3 – соответствует $\omega T=50$)

Погрешность измерения среднего значения параметра, связанная с несинфазностью осреднения, как функция времени t может быть определена в соответствии с выражением:

$$\delta_{\text{нф}}(t) = \left| \frac{\frac{1}{t} \sum_{k=1}^n X_k - X_0}{X_0} \right| \cdot 100\%, \quad (4)$$

Здесь $X_k = X_{k(t)}$ – текущее значение параметра; $t=n \cdot h$ – переменная величина времени осреднения параметра, меняющаяся от h до T ; n – переменная, меняющаяся от 1 до M , где M – количество измерений параметра в эксперименте; h – дискретность измерений; T – продолжительность измерений; X_0 – осредненное значение параметра при $t=T$ и $n=M$.

На рис. 5 а) представлена экспериментально полученная зависимость погрешности $\delta_{\text{нф}}$, обусловленная несинфазностью осреднения расхода, от времени измерения t , на эталонной расходомерной установке РОУ-180 ННЦ «Институт метрологии». На рис. 5 б) показана та же зависимость, что и на рис. 5 а), но построенная по формуле (1). Кривая 1 соответствует погрешности при колебаниях расхода с частотой, равной максимальной из разложения Фурье ($\omega_{\text{max}} = 0,8616$ рад/с). Кривая 2 учитывает самые низкочастотные пульсации расхода в установке ($\omega = 0,033$ рад/с), она же, по-видимому, и объясняет всплески погрешности на экспериментальной зависимости.

Погрешность дискретизации

Восстановление характера изменения параметра во времени происходит по дискретным показаниям измерительных устройств, что вызывает дополнительную погрешность измерений.

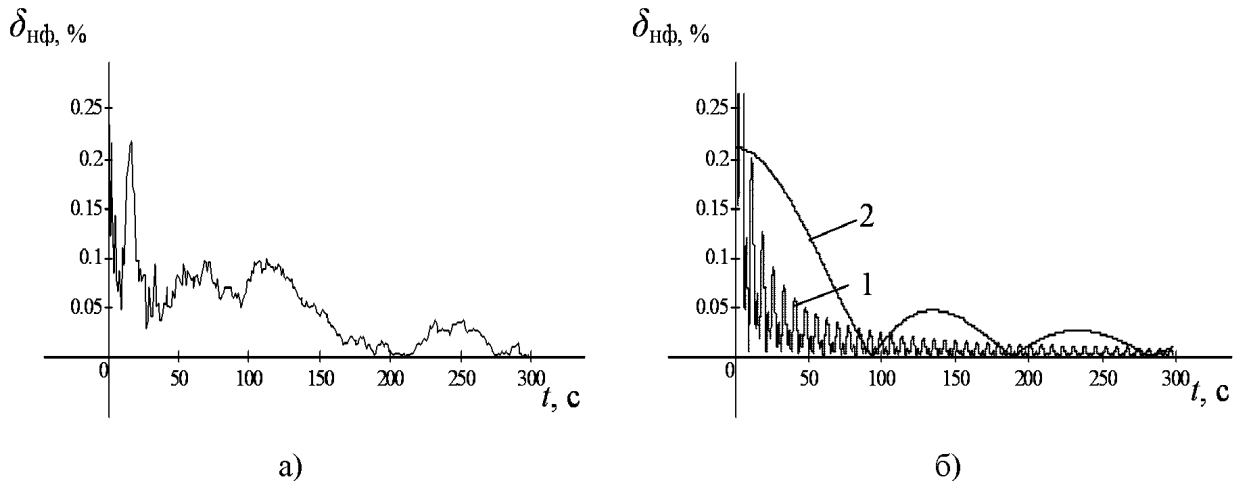


Рис. 5. Экспериментальные (а) и теоретические (б) исследования погрешности несинфазности в эталонной расходомерной установке РОУ-180

В [1] показано, что максимальная относительная погрешность аппроксимации определяется:

$$\delta_{\max} = \frac{1}{6} \frac{y''(t_0) \tau^2}{y(t_0)} \quad (5)$$

Откуда интервал измерения:

$$\tau = \sqrt{\frac{6\Delta_{\max}}{X''(t_0)}} = \sqrt{\frac{6\delta_{\max} X(t_0)}{X''(t_0)}}$$

Величина погрешности дискретизации определяется как характером колебаний параметра (вторая производная по времени), так и частотой опроса датчиков (величина, обратно пропорциональная интервалу времени между измерениями).

Тогда для гармонически изменяющегося параметра необходимая частота опроса датчика составит:

$$f_D = \frac{1}{\tau} = \omega \sqrt{\frac{X_m}{6\delta_{\max} X_{cp}}} = \omega \sqrt{\frac{A}{6\delta_{\max}}} \quad (6)$$

Погрешность математического аппарата расчета среднего значения параметра

На сегодняшний день на многих измерительных установках интегральное значение параметра определяется среднеарифметическим методом:

$$X_{cp} = \frac{1}{M+1} \sum_{i=0}^M X_i \quad (7)$$

При сравнительной оценке погрешностей алгоритмов осреднения, целесообразно остановиться на обобщенном методе Симпсона, предложенным профессором Литвиным О.Н. [6], и на параболическом сплайне.

Интегральное значение измеряемой величины по классической формуле Симпсона может быть выражено в виде:

$$X_{\text{Симп}} = \left(\frac{\tau}{3T}\right) \cdot \left[X_0 + X_M + 4 \sum_v X_v + 2 \sum_k X_k \right],$$

где v – нечетные значения X ; k – четные значения X ;

X_M – конечное значение параметра при $t=T$.

Интегральное значение расхода, определяемое по обобщенной формуле Симпсона, может быть выражено в виде:

$$X_{\text{об.Симп}} = \left(\frac{\tau}{T}\right) \left[X_0 \left[\frac{1}{2} - \frac{\tau}{12}(M-1) \right] + X_1 \left[\frac{5}{6} + \frac{\tau}{12}[3(M+1)-7] \right] + \right. \quad (8)$$

$$\left. + \sum_{p=1}^{q-1} X_{2p} \cdot \left[\frac{4}{3} - \frac{\tau}{3}(M-2p) \right] + \sum_{p=2}^{q-1} X_{2p-1} \cdot \left[\frac{2}{3} + \frac{\tau}{3}(M+1-2p) \right] + X_M \left(\frac{1}{3} + \frac{\tau}{12} \right) \right]$$

где p – переменная, меняющаяся от 0 до $\frac{M}{2}-1$; $q = \frac{M+1}{2}$.

Линейный сплайн:

$$X_{\text{ЛС}} = \frac{1}{T} \left[\sum_{k=0}^{M-1} \int_{t_k}^{t_{k+1}} \left[X_k \frac{t-(k+1)\tau}{-\tau} + X_{k+1} \frac{t-k\tau}{\tau} \right] dt \right] \quad (9)$$

Параболический сплайн:

$$X_{\text{ПС}} = \frac{\tau}{T} \left[\frac{X_1}{2} + \sum_{k=2}^{M-1} X_k + \frac{X_M}{2} - \sum_{u=1}^{M-1} V_{u,u+1} \cdot \frac{\tau^2}{12} \right] \quad (10)$$

где $V_{u,u+1} = \frac{2(-1)^u}{\tau^2} \sum_{k=2}^{u-1} [(-1)^k (X_{k+1} - 2X_k + X_{k-1})] + (-1)^{u-1} V_{12}$;

$$V_{12} = \frac{1}{\tau} \sum_{k=1}^{M-2} [(-1)^{k+1} \cdot (X_{k+2} - 2X_{k+1} + X_k)(M-k-1)].$$

Зависимость погрешности измерений параметра в случае, когда его интегральное значение определено по обобщенной формуле Симпсона от относительной частоты опроса датчиков $f' = 2 \cdot \pi \cdot \omega / f_{\text{Д}}$ представлена на рис. 6 а), а на рис. 6 б) показана подобная зависимость, но при использовании параболического сплайна.

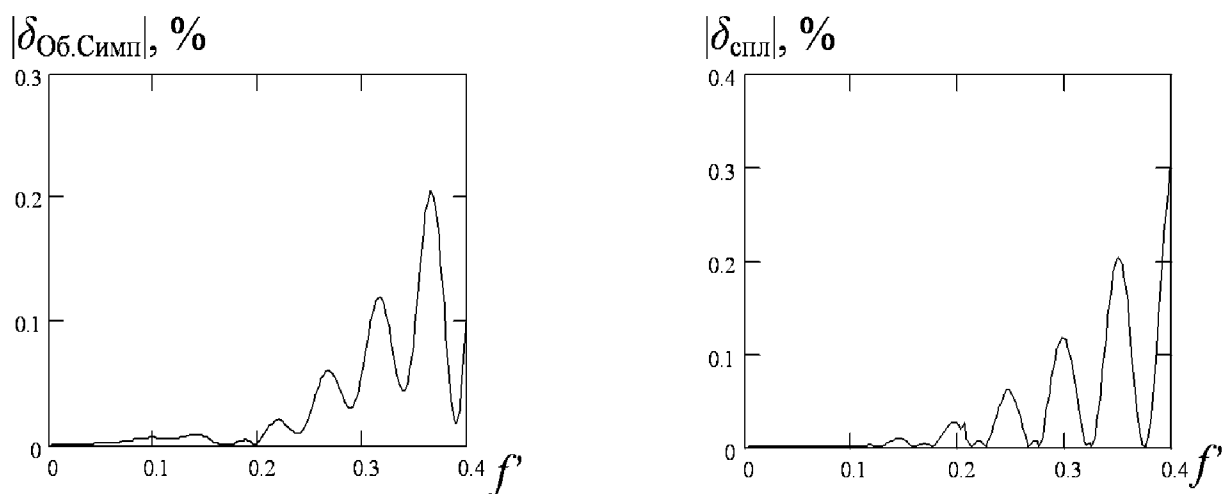


Рис. 6. Сравнение точности определения средних значений параметра

Анализ показывает, что при относительной частоте колебаний параметра $f' \leq 0,2$ погрешность определения среднеинтегрального значения, обусловленная дискретностью измерений, имеет минимальное значение при использовании обобщенного метода Симпсона и метода сплайна, в то время как при $f' \geq 0,2$ точность метода линейной аппроксимации удовлетворительна [1].

Измерения гидравлические параметры (расход, напор, давление) лежат в основе определения характеристик всех насосов, являющимися основными потребителями собственных нужд магистральных нефтепроводов. Периодические процессы, протекающие в оборудовании нефтеперкачивающей станции характеризуются большой инерционностью, что увеличивает погрешность несинфазности. Электромагнитные процессы протекают быстро, что повышает необходимость учета дискретизации и выбора метода осреднения.

С целью определения условий получения экспериментальных данных и их объема, гарантирующих достижение результатов с приемлемым минимумом погрешности, разработан программный модуль, интерфейс которого приведен на рис. 7. Модуль встраивается в общую программу САУ и/или АСУ ТП нефтеперкачивающей станции.

Модуль определяет: 1. необходимое время проведения испытаний (измерений), при котором погрешность несинфазности будет равна заданной; 2. необходимую частоту опроса датчика, при которой погрешность дискретизации будет равна заданной; 3. среднее значение параметра по методу линейной аппроксимации и обобщенному методу Симпсона.

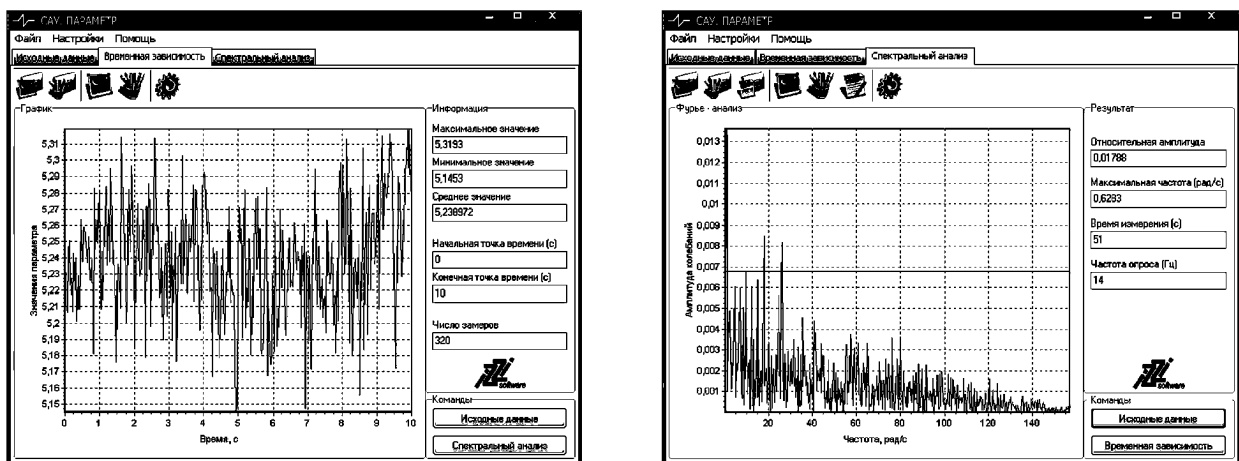


Рис. 7. Интерфейс программного модуля САУ по определению характеристик проведения эксперимента и расчету средних значений параметров объекта управления

Выводы

Предложена методика определения погрешности несинфазности, погрешности частоты дискретизации и погрешности определения среднего значения расхода нефти, которая может быть использована при измерениях характеристик магистральных нефтепроводов. Экспериментальные исследования подтвердили эффективность предложенной методики. Разработан

оригинальный программный модуль, позволяющий гарантировать повышение точности измерений расхода и который может входить в общее программное обеспечение САУ объектов нефтеперекачивающих станций.

Список використаних джерел:

1. Мезеря А. Ю. Удосконалення методів та підвищення точності засобів контролю параметрів моделей гідравлічних машин: дис. ... на здобуття наукового ступеня к-та техн. наук: спец. 05.11.03 / А. Ю. Мезеря. – Харків, 2005. – 181с.
2. Артюх С. Ф. Совершенствование методов повышения точности средств контроля параметров моделей гидравлических машин : монография / С. Ф. Артюх, А. Ю. Мезеря; Укр. инж.-пед. акад. – Харьков : НТМТ, 2009. – 158с.
3. Большаков В. Б. Снижение погрешностей измерения характеристик моделей гидравлических машин / В. Б. Большаков, А. Ю. Мезеря // *Праці IV міжнар. наук.-тех. конф. «Метрологія та вимірювальна техніка»*. – Харків, 2004. –Т. 2. – С. 226-230.
4. Анализ резервов энергосбережения при управлении насосными агрегатами нефтеперекачивающих станций Украины / Г. И. Канюк [и др.] // *Інтегровані технології та енергозбереження*. – 2015. – № 4. – С. 3-14.
5. Экспериментальные исследования эффективности автоматизированного энергосберегающего управления циркуляционными насосами электростанций / Г. И. Канюк [и др.] // *Энергосбережение, энергетика, энергоаудит*. – 2015. – № 9 (140). – С. 36-42.
6. Про один метод обчислення енергетичних характеристик моделей гідромашин / С. Ф. Артюх [и др.] // *Вісник Національного технічного університету “Харківський політехнічний інститут”*. – Харків : НТУ “ХПІ”, 2004. – № 4. – С. 126-130.

References

1. Mezeria, AYu 2005, ‘Udoskonalennia metodiv ta pidvyshchennia tochnosti zasobiv kontroliu parametriv modelei hidravlichnykh mashyn’, *Kand.tecn.n.thesis*, Kharkiv.
2. Artjuh, SF & Mezerja, AYu 2009, *Sovershenstvovanie metodov povysheniya tochnosti sredstv kontrolja parametrov modelej gidravlicheskih mashin*, *Ukrainskaja inzhenerno-pedagogicheskaja akademija*, NTMT, Harkov.
3. Bolshakov, VB & Mezerja, AYu 2004, ‘Snizhenie pogreshnostej izmereniya harakteristik modelej gidravlicheskikh mashin’, *Pratsi IV mizhnarodnoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii Metrolohii ta vymiriuvalna tekhnika*, Kharkiv, vol. 2, pp. 226-230.
4. Kanjuk, GI, Andreev, AV, Mezerya, AY & Knyazeva, VN 2015, ‘Analiz rezervov jenergosberezenija pri upravlenii nasosnymi agregatami nefteperekachivajushhijh stancij Ukrainy’, *Intehrovani tekhnologii ta enerhozberezhenija*, no. 4, pp. 3-14.
5. Kanjuk, GI, Mezerya, AY, Laptinov, IP, Babenko, IA & Knyazeva, VN 2015, ‘Jeksperimentalnye issledovanija jeffektivnosti avtomatizirovannogo jenergosberegajushhego upravlenija cirkuljacionnymi nasosami jelektrostancij’, *Jenergosberezenie, jenergetika, jenergoaudit*, no. 9 (140), pp. 36-42.
6. Artiukh, SF, Litvin, ON, Mezerya, AY & Babenko, KE 2004, ‘Pro odyin metod obchyslennia enerhetychnykh kharakterystyk modelei hidromashyn’, *Visnyk Natsionalnoho tekhnichnoho universytetu Kharkivskiyi politekhnichnyi instytut*, *Natsionalnyi tekhnichnyi universytet Kharkivskiyi politekhnichnyi instytut*, Kharkiv, no. 4, pp. 126-130.

Стаття надійшла до редакції 8 грудня 2018 р.