

Т. А. Алиев, д-р техн. наук, проф., академик НАНА, директор, director@cyber.az,

А. Г. Рзаев, канд. техн. наук, зав. лаб., asifrzayev48@gmail.com,

Г. А. Гулуев, канд. техн. наук, зав. лаб., scb_06@mail.ru,

Т. А. Ализаде, канд. техн. наук, зав. лаб., alizadabaku@gmail.com,

У. Э. Саттарова, ст. науч. сотр., ulker.rzaeva@gmail.com, **Н. Э. Рзаева**, науч. сотр., nikanell@gmail.com

Институт систем управления НАН Азербайджана, г. Баку, Азербайджан

Система диагностики и управления штанговых глубинно-насосных установок нефтяных скважин с использованием робастной Noise-технологии

Проведен анализ задачи диагностики неисправностей штанговых глубинно-насосных установок (ШГНУ), вызванных влиянием специфических эксплуатационных помех. Предложена технология определения робастных нормированных корреляционных функций, на основе которых формируются комбинации информативных признаков, соответствующих возможным аварийным состояниям ШГНУ. Идентификация этих состояний дублируется путем определения и формирования комбинаций соответствующих Noise-характеристик сигнала усилия, что повышает степень надежности результатов диагностики. Предложенные алгоритмы обработки позволяют решить задачу идентификации сигнала усилия с помощью недорогих контроллеров в реальном масштабе времени. Применение предложенной системы диагностики позволило на более чем 100 установках значительно повысить рентабельность нефтяных скважин.

Ключевые слова: Noise-технология, динамограмма, штанговая насосная установка, нефтяная скважина, дисперсия шума, взаимнокорреляционная функция

Введение

Наиболее распространенный способ механизированной добычи нефти основан на применении штанговых глубинно-насосных установок (ШГНУ). В настоящее время в мировой практике широко используется штанговый насосный способ добычи нефти, который охватывает более 2/3 общего действующего фонда [1]. Этот способ популярен из-за своей простоты, надежности и возможности применения в широком диапазоне условий эксплуатации.

Однако с каждым днем из-за уменьшения запасов нефти, увеличения заводнения пластов, простоев скважин за счет несвоевременной диагностики состояния оборудования рентабельность добычи нефти ШГНУ существенно падает. Поэтому повышение адекватности идентификации и диагностики неисправностей ШГНУ является основной проблемой в деле обеспечения рентабельности длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений. Своевременное обнаружение скрытого периода возникновения неисправностей ШГНУ и заблаговременное принятие необходимых мер по их устранению может обеспечить необходимый уровень стабилизации добычи нефти. В целях увеличения межремонтного периода и создания наиболее благоприятных условий для организации управления процессом нефтедобычи были предложены различные методы

и средства технического контроля и диагностирования ШГНУ [2—11]. Поскольку полные и наименее искаженные данные о состоянии подземного насосного оборудования содержатся в информации об усилении в точке подвеса штанг глубинных насосов, то общепринятый способ контроля работы и диагностирования ШГНУ основан на динамометрировании, т. е. съеме и анализе кривой усилия $U_p(t)$, получаемой от датчика усилия в точке подвеса штанг $P(S)$.

В работе [2] показана возможность распознавания кривых усилия $U_p(t)$ с применением инфранизкочастотных анализаторов спектров. Преимуществом данного метода считается возможность получения спектра амплитуды динамограммы. Так, например, было выявлено, что динамограммы нормальной работы насоса не имеют четных гармоник, а динамограммы работы насоса с утечкой имеют четные гармоники, амплитуды которых сильно зависят от объема утечки. Однако число распознаваемых видов неисправностей при этом достигало всего четырех [2]. Для распознавания неисправностей по динамограммам был также использован статистический метод, выгодно отличающийся от других методов разделения видов динамограмм на классы малыми объемами вычисления и памяти, требуемыми при его применении. В работах

[2, 3, 5—8] подробно описаны результаты исследований в этом направлении, сформированы научные основы и созданы различные системы диагностики и контроля ШГНУ по динамограммам на устье скважины. При этом различают следующие *методы диагностирования по динамограммам* [2]:

- с использованием первичных признаков наземной динамограммы;
- с использованием вторичных признаков наземной динамограммы (характеристик спектра: дисперсии, корреляции и регрессии сигнала датчика усилия, коэффициентов разложения динамограммы в ряд Фурье и т. д.);
- с использованием характерных признаков формы наземной динамограммы;
- по результатам сравнения формы наземной динамограммы с эталонной, снятой сразу после ремонта скважины и хранящейся в памяти устройства;
- по признакам плунжерной динамограммы, рассчитанной по данным наземной динамограммы и конструкции скважины;
- по характерным признакам формы плунжерной динамограммы.

Недостатком всех этих методов является отсутствие возможности автоматизации процесса идентификации динамограммы в реальном масштабе времени с достаточной адекватностью. В большинстве случаев идентификация динамограммы осуществляется путем ее интерпретации в полуавтоматическом режиме, т. е. путем визуального анализа полученной динамометрической информации специалистом-технологом, на основании которого он принимает окончательное решение о появлении соответствующей неисправности ШГНУ. Однако, поскольку в данном случае результат диагностики зависит от квалификации специалиста-технолога, а сам процесс диагностики совокупности скважин занимает достаточно долгое время, то весьма актуальной является проблема разработки новых технологий идентификации динамограмм с применением современных контроллеров в реальном масштабе времени. Здесь целесообразно обеспечить мониторинг скрытого периода зарождения процесса перехода ШГНУ в аварийное состояние путем идентификации именно сигнала усилия штанг на подвеску за период качания станка-качалки. Одним из перспективных направлений является создание гибридной технологии анализа и идентификации сигналов усилия на подвеску с сочетанием возможностей технологий корреляционного анализа и Noise-анализа [7—10].

Постановка задачи

В известных системах контроля ШГНУ информация о динамограмме поступает от датчиков усилия и хода в виде электрического сигнала усилия $U_p(t)$ и хода $U_s(t)$ через канал связи. С использованием сочетания этих двух переменных $U_p(t)$ и $U_s(t)$ формируется динамограмма $U_p(t) = f(U_s)$, пред-

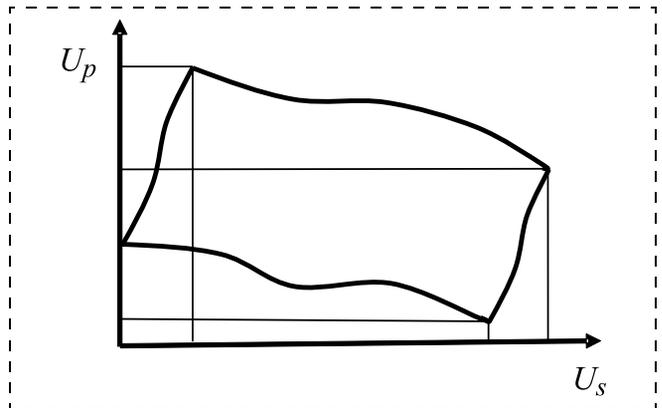


Рис. 1. Типовая динамограмма нормальной работы ШГНУ

ставляющая собой параллелограмм, вид которого с учетом искажений представлен на рис. 1. Специалист-технолог путем визуального анализа искажений на различных участках ее формы определяет более двадцати видов неисправностей ШГНУ [2]. Однако выполнение этой работы для сотни скважин представляет собой трудную задачу. Необходимо отметить, что при аппаратной реализации процесса идентификации состояния объекта нет необходимости использования $U_s(t)$, так как путем анализа только кривой напряжений $U_p(t)$ можно осуществить диагностику ШГНУ.

Основная трудность решения этой задачи связана с отсутствием технологии, позволяющей обеспечить адекватность идентификации сигнала усилия $U_p(t)$ в реальном масштабе времени. Например, при применении для этой цели технологии корреляционного анализа не обеспечивается условие робастности, так как погрешность полученных оценок корреляционных функций в результате влияния шума $\varepsilon_1(t)$, сопровождающего полезный сигнал усилия $U_p(t)$ в условиях эксплуатации, меняется в достаточно большом диапазоне. Это связано с тем, что ШГНУ функционирует в полевых условиях (сильные перепады температур, влажности и т. д.). Кроме того, в процессе функционирования насоса в результате возникновения различных неисправностей также формируется помеха $\varepsilon_2(t)$, которая имеет корреляцию с сигналом $U_p(t)$ [12]. Следовательно, помеха $\varepsilon(t)$, сопровождающая сигнал усилия $U_p(t)$, формируется под влиянием двух факторов:

$$\varepsilon(t) = \varepsilon_1(t) + \varepsilon_2(t),$$

где составляющая $\varepsilon_1(t)$ вызвана влиянием изменения окружающей среды (перепады температур, влажности и т. д.); $\varepsilon_2(t)$ формируется при эксплуатации объекта в результате изменения технического состояния механических узлов насоса (износа, изгиба, трещины, усталости и т. д.).

Таким образом, в процессе эксплуатации объектов на вход системы поступает сигнал, имеющий в аналоговой форме вид

$$g(t) = U_p(t) + \varepsilon(t),$$

а в цифровой форме — следующий вид:

$$g(i\Delta t) = U_p(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t). \quad (1)$$

Здесь как амплитуда, так и спектр помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ меняются в довольно большом диапазоне. При этом погрешности полученных оценок корреляционных функций $R_{gg}(i\Delta t)$ измерительного сигнала $g(i\Delta t) = U_p(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t)$ с течением времени также меняется в большом диапазоне. Поэтому обеспечить условие робастности оценок корреляционной функции в реальном масштабе времени, т. е. исключить зависимость полученных результатов от влияния помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ не удастся. Это, в свою очередь, затрудняет решение задач идентификации динамограммы с применением корреляционных методов. Следовательно, требуется выполнение условия робастности, т. е. устранение влияния указанных факторов на погрешность оценок $R_{gg}(i\Delta t)$. Для этого, прежде всего, необходимо привести оценки $R_{gg}(i\Delta t)$ к единой безразмерной величине путем применения процедуры нормирования [2, 12—14]. Проведенный анализ показывает, что при применении традиционных методов нормирования в оценки корреляционных функций $r_{gg}(i\Delta t)$ вносится дополнительная погрешность, что затрудняет обеспечение адекватности результатов решения вышеуказанных задач.

Действительно, нормированные корреляционные функции полезного сигнала $U_p(i\Delta t)$ вычисляются по формуле [12—14]

$$r_{UU}(\mu) = R_{UU}(\mu)/D_U, \quad (2)$$

где оценка дисперсии $R_{UU}(\mu)$ при $\mu = 0$ определяется выражением

$$R_{UU}(\mu = 0) = D_U = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U(i\Delta t)U(i\Delta t). \quad (3)$$

Оценка корреляционной функции $R_{UU}(\mu)$ полезного сигнала $U_p(i\Delta t)$ при $\mu \neq 0$ определяется по формуле

$$R_{UU}(\mu) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U(i\Delta t)U((i + \mu)\Delta t), \mu = 0, 1, 2, 3. \quad (4)$$

Оценки нормированных корреляционных функций $r_{gg}(\mu)$ зашумленного сигнала $g(i\Delta t)$, состоящего из суммы сигнала усиления $U_p(i\Delta t)$ и помехи $\varepsilon(i\Delta t)$, определяются по формуле

$$r_{gg}(\mu) = R_{gg}(\mu)/D_g, \quad (5)$$

где

$$\begin{aligned} R_{gg}(\mu = 0) &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N g(i\Delta t)g(i\Delta t) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [U(i\Delta t) + \\ &+ \varepsilon(i\Delta t)][U(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t)] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [U(i\Delta t)U(i\Delta t) + \\ &+ [U(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t)U(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t)]]. \quad (6) \end{aligned}$$

Из выражения (6) следует, что при $\mu = 0$ и $\mu \neq 0$ будут выполняться соответственно следующие равенства:

$$R_{gg}(\mu = 0) = D_g, \dots, R_{gg}(\mu) = R_{UU}(\mu).$$

Таким образом, при применении формулы (5) только при $\mu = 0$ получается правильный результат, а в остальных случаях, когда $\mu \neq 0$, в полученный результат вносится дополнительная погрешность. Для устранения данной погрешности целесообразно процедуру нормирования оценок $r_{gg}(\mu \neq 0)$ осуществлять по формуле

$$r_{gg}(\mu) = \frac{R_{gg}(\mu)}{R_{UU}(\mu = 0)}. \quad (7)$$

Однако из-за влияния помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ определение оценки $R_{UU}(\mu = 0)$ практически невозможно.

В данной работе для обеспечения адекватности идентификации технического состояния ШГНУ по корреляционным функциям ставится задача разработки технологии, ориентированной на устранение влияния помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ на оценки нормированных корреляционных функций $r_{gg}(\mu \neq 0)$, причем требуется получить такие робастные оценки нормированных корреляционных функций $r_{gg}^R(\mu)$ зашумленных сигналов $g(i\Delta t)$, которые обеспечивают равенство

$$r_{gg}^R(\mu) \approx r_{UU}(\mu).$$

Как было указано выше, при зарождении скрытого периода неисправности ШГНУ между полезным сигналом $U_p(i\Delta t)$ и помехой $\varepsilon(i\Delta t)$ возникает корреляция. Проведенные экспериментальные исследования показали, что только при нормальном состоянии ШГНУ влияние помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ на оценки корреляционных функций практически отсутствует. При различных видах неисправностей ШГНУ влияние помехи на оценки $R_{gg}(\mu)$ меняется, т. е. каждой возможной неисправности соответствует определенный диапазон оценки дисперсии помехи D_ε , взаимно корреляционной функции $R_{U\varepsilon}(\mu = 0)$ между сигналом усиления $U_p(i\Delta t)$ и помехой $\varepsilon(i\Delta t)$, а также оценки суммарной помехи $D_{\varepsilon\varepsilon}$.

Технология коррекции погрешностей процедуры нормирования корреляционных функций

Как было указано выше, при вычислении оценок нормированных корреляционных функций возникают определенные трудности. Принимая во внимание, что при $\mu = 0$ на погрешность оценки $R_{gg}(\mu = 0)$ влияет наличие корреляции между полезным сигналом $U_p(i\Delta t)$ и помехой $\varepsilon(i\Delta t)$, а также используя формулу (1), равенство (6) можно записать в следующем виде:

$$\begin{aligned} R_{gg}(\mu = 0) &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N g(i\Delta t)g(i\Delta t) = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U^2(i\Delta t) + 2\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t) + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varepsilon^2(i\Delta t) = \\ &= R_{UU}(\mu = 0) + 2R_{U\varepsilon}(\mu = 0) + D_\varepsilon. \quad (8) \end{aligned}$$

При этом оценка дисперсии D_ε помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ [12—14] определяется по формуле

$$D_\varepsilon = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varepsilon(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t). \quad (9)$$

Учитывая равенства (8) и (9), формулу для вычисления $R_{UU}(\mu = 0)$ можно представить в виде

$$R_{UU}(\mu = 0) = R_{gg}(\mu = 0) - [2R_{U\varepsilon}(\mu = 0) + D_\varepsilon] = D_g - D_{\varepsilon\varepsilon}. \quad (10)$$

Из выражения (10) следует, что при наличии корреляции между полезным сигналом и помехой оценка автокорреляционной функции $R_{gg}(\mu = 0)$ содержит погрешность, равную суммарной дисперсии $D_{\varepsilon\varepsilon}$, т. е.

$$D_{\varepsilon\varepsilon} = 2R_{U\varepsilon}(\mu = 0) + D_\varepsilon. \quad (11)$$

В то же время при $\mu \neq 0$ выражение (6) также можно представить в виде

$$\begin{aligned} R_{gg}(\mu \neq 0) &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N g(i\Delta t)g((i + \mu)\Delta t) = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [U(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t)][U((i + \mu)\Delta t) + \varepsilon((i + \mu)\Delta t)] = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U(i\Delta t)U((i + \mu)\Delta t) + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U(i\Delta t)\varepsilon((i + \mu)\Delta t) + \\ &+ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varepsilon(i\Delta t)U((i + \mu)\Delta t) + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varepsilon(i\Delta t)\varepsilon((i + \mu)\Delta t). \end{aligned} \quad (12)$$

Принимая во внимание, что при $\mu \neq 0$ имеют место равенства

$$\begin{cases} R_{U\varepsilon}(\mu) \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U(i\Delta t)\varepsilon((i + \mu)\Delta t) \approx 0; \\ R_{\varepsilon U}(\mu) \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varepsilon(i\Delta t)U((i + \mu)\Delta t) \approx 0; \\ R_{\varepsilon\varepsilon}(\mu) \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varepsilon(i\Delta t)\varepsilon((i + \mu)\Delta t) \approx 0, \end{cases} \quad (13)$$

можно написать

$$R_{gg}(\mu \neq 0) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U(i\Delta t)U((i + \mu)\Delta t) = R_{UU}(\mu \neq 0). \quad (14)$$

Следовательно, принимая во внимание соотношения (10)—(14), формулу (7) вычисления оценки нормированной автокорреляционной функции зашумленного сигнала $g(i\Delta t)$ можно представить в виде

$$r_{gg}^R(\mu = 0) = \frac{R_{gg}(\mu = 0)}{D_g} = 1; \quad (15)$$

$$r_{gg}^R(\mu \neq 0) = \frac{R_{gg}(\mu \neq 0)}{R_{UU}(\mu = 0)} \approx \frac{R_{gg}(\mu \neq 0)}{D_g - 2R_{U\varepsilon}(\mu = 0) - D_\varepsilon}. \quad (16)$$

Таким образом, с применением выражений (15) и (16) устраняется дополнительная погрешность нормированных корреляционных функций, если уметь оценить дисперсию помехи D_ε и корреляционную функцию $R_{U\varepsilon}(\mu = 0)$ полезного сигнала $U(i\Delta t)$ и помехи $\varepsilon(i\Delta t)$.

Метод оценки дисперсии помехи и взаимно корреляционной функции полезного сигнала и помехи

Как было указано выше, с помощью оценок дисперсии помехи D_ε , взаимно корреляционной функции между полезным сигналом и помехой $R_{U\varepsilon}(\mu)$ и дисперсии суммарной помехи $D_{\varepsilon\varepsilon}$ можно решить задачу идентификации динамограммы. В связи с этим рассмотрим один из возможных вариантов определения этих оценок.

Формулу вычисления оценки автокорреляционной функции $R_{gg}(\mu)$ централизованного дискретного случайного сигнала $g(i\Delta t)$ с учетом влияния помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ можно представить в виде

$$\begin{aligned} R_{gg}(\mu) &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N g(i\Delta t)g((i + \mu)\Delta t) = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [U(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t)][U((i + \mu)\Delta t) + \varepsilon((i + \mu)\Delta t)] = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [U(i\Delta t)U((i + \mu)\Delta t) + U(i\Delta t)\varepsilon((i + \mu)\Delta t) + \\ &+ \varepsilon(i\Delta t)U((i + \mu)\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t)\varepsilon((i + \mu)\Delta t)] = \\ &= R_{UU}(\mu) + \lambda_1(\mu), \end{aligned} \quad (17)$$

где

$$R_{UU}(\mu) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U(i\Delta t)U((i + \mu)\Delta t). \quad (18)$$

Известно, что когда отсчеты полезного сигнала $U(i\Delta t)$ и помехи $\varepsilon(i\Delta t)$, а также отсчеты помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ и $\varepsilon((i + \mu)\Delta t)$ не коррелируют между собой, то имеют место равенства (13).

С учетом (9) и (13) равенства (17) можно записать в виде

$$\begin{aligned} R_{gg}(\mu = 0) &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [U(i\Delta t)U(i\Delta t) + U(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t) + \\ &+ \varepsilon(i\Delta t)U(i\Delta t)] + D_\varepsilon \approx R_{UU}(\mu = 0) + D_\varepsilon; \\ R_{gg}(\mu \neq 0) &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [U(i\Delta t)U((i + \mu)\Delta t) + \\ &+ U(i\Delta t)\varepsilon((i + \mu)\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t)U((i + \mu)\Delta t)] \approx \\ &\approx R_{UU}(\mu \neq 0). \end{aligned} \quad (19)$$

Известно [12—15], что если по выражению (18) найти оценки $R_{UU}(\mu = 0)$, $R_{UU}(\mu = 1)$ и $R_{UU}(\mu = 2)$, то их разности будут близкими величинами:

$$\begin{aligned} \lim_{\substack{T \rightarrow \infty \\ \Delta t \rightarrow 0}} R_{UU}(\mu = 0) - R_{UU}(\mu = 1) &\approx \\ \approx \lim_{\substack{T \rightarrow \infty \\ \Delta t \rightarrow 0}} R_{UU}(\mu = 1) - R_{UU}(\mu = 2). \end{aligned} \quad (20)$$

Поэтому справедливо равенство

$$\begin{aligned} R_{UU}(\mu = 0) - R_{UU}(\mu = 1) &\approx \\ \approx R_{UU}(\mu = 1) - R_{UU}(\mu = 2), \end{aligned} \quad (21)$$

и можно записать

$$R_{UU}(\mu = 0) \approx 2R_{UU}(\mu = 1) - R_{UU}(\mu = 2). \quad (22)$$

Если принять во внимание равенства

$$\begin{cases} R_{gg}(\mu = 1) \approx R_{UU}(\mu = 1); \\ R_{gg}(\mu = 2) \approx R_{UU}(\mu = 2), \end{cases} \quad (23)$$

то с учетом (17), (19), (21)—(23) получим

$$D_{\varepsilon\varepsilon} \approx R_{gg}(\mu = 0) + R_{gg}(\mu = 2) - 2R_{gg}(\mu = 1). \quad (24)$$

Иначе говоря, при выполнении условий (13), (20)—(23) выражение определения оценки суммарной помехи $D_{\varepsilon\varepsilon}$ можно представить в виде [7, 12, 15]

$$D_{\varepsilon\varepsilon} \approx \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [g^2(i\Delta t) + g(i\Delta t)g((i+2)\Delta t) - 2g(i\Delta t)g((i+1)\Delta t)]. \quad (25)$$

Зная оценку $D_{\varepsilon\varepsilon}$, формулу для вычисления дисперсии полезного сигнала D_U можно представить в виде

$$D_U = D_g - D_{\varepsilon\varepsilon}.$$

Далее, в выражении (17) оценку $R_{gg}(\mu = 0)$ можно представить в виде

$$\begin{aligned} R_{gg}(\mu = 0) &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [U(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t)]^2 = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U^2(i\Delta t) + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N 2[U(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t)] = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varepsilon_2(i\Delta t). \end{aligned} \quad (26)$$

Вводя обозначения

$$\begin{aligned} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U^2(i\Delta t) &= R_{UU}(\mu = 0), \\ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N 2[U(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t)] &= 2R_{U\varepsilon}(\mu = 0), \\ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varepsilon^2(i\Delta t) &= R_{\varepsilon\varepsilon}(\mu = 0) = D_{\varepsilon\varepsilon}, \end{aligned}$$

выражение (26) можно записать в виде

$$R_{gg}(\mu = 0) = R_{UU}(\mu = 0) + 2R_{U\varepsilon}(\mu = 0) + R_{\varepsilon\varepsilon}(\mu = 0)$$

и выражение (24) привести к виду

$$D_{\varepsilon\varepsilon} = R_{gg}(\mu = 2) - 2R_{gg}(\mu = 1) + R_{UU}(\mu = 0) + 2R_{U\varepsilon}(\mu = 0) + R_{\varepsilon\varepsilon}(\mu = 0).$$

Учитывая, что

$$\begin{aligned} R_{gg}(\mu = 1) &= R_{UU}(\mu = 1), \\ R_{gg}(\mu = 2) &= R_{UU}(\mu = 2); \\ R_{UU}(\mu = 0) + R_{UU}(\mu = 2) &= 2R_{UU}(\mu = 1), \end{aligned}$$

можно убедиться в справедливости равенства

$$R_{gg}(\mu = 2) - 2R_{gg}(\mu = 1) + R_{UU}(\mu = 0) = 0.$$

В результате формулы (24) и (25) для вычисления $D_{\varepsilon\varepsilon}$ можно привести к виду

$$D_{\varepsilon\varepsilon} = 2R_{U\varepsilon}(\mu = 0) + R_{\varepsilon\varepsilon}(\mu = 0) = 2R_{U\varepsilon}(\mu = 0) + D_{\varepsilon}, \quad (27)$$

По выражению (25) можно вычислить оценку $D_{\varepsilon\varepsilon}$. Однако применение этой формулы не позволяет найти оценку $R_{U\varepsilon}(\mu = 0)$ и D_{ε} . Рассмотрим более подробно возможность их определения с помощью технологии вычисления оценок релейных корреляционных функций $R_{gg}^*(\mu = 0)$. Принимая обозначения

$$\operatorname{sgn} g(i\Delta t) = \operatorname{sgn} U(i\Delta t) = \begin{cases} +1 & \text{при } g(i\Delta t) > 0; \\ 0 & \text{при } g(i\Delta t) = 0; \\ -1 & \text{при } g(i\Delta t) < 0 \end{cases} \quad (28)$$

и допуская равенства

$$\begin{cases} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \operatorname{sgn} \varepsilon(i\Delta t)\varepsilon(i+\mu) = 0 & \text{при } \mu \neq 0; \\ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \operatorname{sgn} \varepsilon(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t) \neq 0 & \text{при } \mu = 0, \end{cases} \quad (29)$$

формулу определения оценок корреляционной функции $R_{gg}^*(\mu = 0)$ представим в виде

$$\begin{aligned} R_{gg}^*(\mu = 0) &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \operatorname{sgn} g(i\Delta t)g(i\Delta t) = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \operatorname{sgn} g(i\Delta t)[U(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t)] = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \operatorname{sgn} g(i\Delta t)[U(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t)] = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [[\operatorname{sgn} g(i\Delta t)U(i\Delta t)] + [\operatorname{sgn} g(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t)]] = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \operatorname{sgn} g(i\Delta t)U(i\Delta t) + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \operatorname{sgn} g(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t) = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \operatorname{sgn} U(i\Delta t)U(i\Delta t) + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \operatorname{sgn} U(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t) = \\ &= R_{UU}^*(\mu = 0) + R_{U\varepsilon}^*(\mu = 0). \end{aligned} \quad (30)$$

Из литературы [7, 12, 15] известно, что при отсутствии корреляции между $U(i\Delta t)$ и $\varepsilon(i\Delta t)$ с учетом условий (28), (29) для оценок релейной корреляционной функции справедливы следующие приближенные равенства:

$$\begin{aligned} R_{gg}^*(\mu = 0) - R_{gg}^*(\mu = 1) &\approx R_{gg}^*(\mu = 1) - R_{gg}^*(\mu = 2) \approx \\ &\approx R_{gg}^*(\mu = 2) - R_{gg}^*(\mu = 3) \approx \\ &\approx R_{gg}^*(\mu = 3) - R_{gg}^*(\mu = 4); \end{aligned} \quad (31)$$

$$\begin{aligned} R_{UU}^*(\mu = 0) - R_{UU}^*(\mu = 1) &\approx R_{UU}^*(\mu = 1) - R_{UU}^*(\mu = 2) \approx \\ &\approx R_{UU}^*(\mu = 2) - R_{UU}^*(\mu = 3) \approx \\ &\approx R_{UU}^*(\mu = 3) - R_{UU}^*(\mu = 4); \end{aligned} \quad (32)$$

$$\begin{aligned} \Delta R_{gg}^*(\mu = 0) &\approx \Delta R_{gg}^*(\mu = 1) \approx \\ &\approx \Delta R_{gg}^*(\mu = 2) \approx \Delta R_{gg}^*(\mu = 3); \end{aligned} \quad (33)$$

$$\begin{aligned} \Delta R_{UU}^*(\mu = 0) &\approx \Delta R_{UU}^*(\mu = 1) \approx \\ &\approx \Delta R_{UU}^*(\mu = 2) \approx \Delta R_{UU}^*(\mu = 3). \end{aligned} \quad (34)$$

В то же время для случая, когда имеет место корреляция между $U(i\Delta t)$ и $\varepsilon(i\Delta t)$, справедливы следующие выражения:

$$\Delta R_{gg}^*(\mu = 0) - \Delta R_{gg}^*(\mu = 1) \neq \Delta R_{gg}^*(\mu = 1) - \Delta R_{gg}^*(\mu = 2); \quad (35)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \Delta R_{gg}^*(\mu = 1) - \Delta R_{gg}^*(\mu = 2) &\approx \\ \approx \Delta R_{gg}^*(\mu = 2) - \Delta R_{gg}^*(\mu = 3) &\approx \\ \approx \Delta R_{gg}^*(\mu = 3) - \Delta R_{gg}^*(\mu = 4) &\approx 0; \\ \Delta R_{UU}^*(\mu = 1) - \Delta R_{UU}^*(\mu = 2) &\approx \\ \approx \Delta R_{gg}^*(\mu = 2) - \Delta R_{gg}^*(\mu = 3) &\approx \\ \approx \Delta R_{gg}^*(\mu = 3) - \Delta R_{gg}^*(\mu = 4) &\approx 0. \end{aligned} \right.$$

Из равенства (30) следует, что оценку релейной взаимно корреляционной функции $\Delta R_{U\varepsilon}^*(\mu = 0)$ можно определить по формуле

$$\Delta R_{gg}^*(\mu = 0) \approx \Delta R_{UU}^*(\mu = 0) + \Delta R_{U\varepsilon}^*(\mu = 1);$$

$$\Delta R_{U\varepsilon}^*(0) \approx R_{gg}^*(\mu = 0) - R_{UU}^*(\mu = 0). \quad (36)$$

Следовательно, для вычисления $R_{U\varepsilon}^*(\mu = 0)$ по выражению (36) необходимо определить $R_{UU}^*(\mu = 0)$. Из равенств (30)–(35) следует, что оценку $R_{UU}^*(\mu = 0)$ можно вычислить по следующему выражению:

$$\begin{aligned} R_{UU}^*(\mu = 0) &\approx R_{UU}^*(\mu = 1) + \Delta R_{UU}^*(\mu = 1) \approx \\ &\approx R_{gg}^*(\mu = 1) + \Delta R_{gg}^*(\mu = 1) \approx R_{gg}^*(\mu = 1) + \\ + [R_{gg}^*(\mu = 1) - R_{gg}^*(\mu = 2)] &= 2R_{gg}^*(\mu = 1) - R_{gg}^*(\mu = 2). \end{aligned}$$

Таким образом, выражение (36) можно представить в виде

$$\begin{aligned} R_{U\varepsilon}^*(\mu = 0) &= R_{gg}^*(\mu = 0) - [2R_{gg}^*(\mu = 0) - \\ - R_{gg}^*(\mu = 2)] &= R_{gg}^*(\mu = 0) - 2R_{gg}^*(\mu = 1) + R_{gg}^*(\mu = 2). \end{aligned}$$

Следовательно, выражение для вычисления оценки релейной взаимно корреляционной функции $R_{U\varepsilon}^*(\mu = 0)$ между полезным сигналом $U(i\Delta t)$ и ее помехой $\varepsilon(i\Delta t)$ можно представить в следующем виде:

$$\begin{aligned} R_{U\varepsilon}^*(\mu = 0) &\approx \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [\operatorname{sgn} g(i\Delta t)g(i\Delta t) - \\ - 2\operatorname{sgn} g(i\Delta t)g((i+1)\Delta t) &+ \operatorname{sgn} g(i\Delta t)g((i+2)\Delta t)]. \quad (37) \end{aligned}$$

Легко убедиться, что по оценке $R_{U\varepsilon}^*(\mu = 0)$ можно вычислить оценку $R_{U\varepsilon}(\mu = 0)$. Из литературы [12–15] известно следующее соотношение между оценками:

$$\frac{R_{gg}^*(\mu = 1)}{R_{gg}(\mu = 1)} = \frac{R_{U\varepsilon}^*(\mu = 0)}{R_{U\varepsilon}(\mu = 0)},$$

из которого можно определить оценку $R_{U\varepsilon}(\mu = 0)$:

$$R_{U\varepsilon}(\mu = 0) = \frac{R_{gg}(\mu = 1)R_{U\varepsilon}^*(\mu = 0)}{R_{gg}^*(\mu = 1)}. \quad (38)$$

Располагая оценкой $R_{U\varepsilon}(\mu = 0)$, из выражения (27) находим оценку D_ε :

$$D_\varepsilon = D_{\varepsilon\varepsilon} - 2R_{U\varepsilon}(\mu = 0).$$

Подставляя найденные значения дисперсии помехи D_ε и корреляционной функции $R_{U\varepsilon}(\mu = 0)$ полезного сигнала и помехи в выражения (15) и (16), получим робастные нормированные оценки автокорреляционных функций $r_{gg}^R(\mu)$ зашумленного сигнала $g(i\Delta t)$.

Алгоритм робастного нормирования оценок корреляционных функций

Технология вычисления оценок $D_{\varepsilon\varepsilon}$, D_ε , $R_{U\varepsilon}^*(\mu = 0)$, $R_{U\varepsilon}(\mu = 0)$ открывает возможность за счет исключения дополнительной погрешности от влияния помех обеспечить робастность оценок нормированных корреляционных функций. Предлагается следующий алгоритм нормирования корреляционных функций.

1. По выражениям (17) вычисляются оценки автокорреляционной функции зашумленного сигнала

$$R_{gg}(\mu) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N g(i\Delta t)g((i+\mu)\Delta t).$$

2. В соответствии с выражением (30) вычисляется оценка релейной автокорреляционной функции зашумленного сигнала при $\mu = 1$:

$$R_{gg}^*(\mu = 1) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \operatorname{sgn} g(i\Delta t)g((i+1)\Delta t).$$

3. По выражению (37) вычисляется оценка релейной взаимно корреляционной функции между полезным сигналом и помехой при $\mu = 0$:

$$\begin{aligned} R_{U\varepsilon}^*(\mu = 0) &\approx \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [\operatorname{sgn} g(i\Delta t)g(i\Delta t) - \\ - 2\operatorname{sgn} g(i\Delta t)g((i+1)\Delta t) &+ \operatorname{sgn} g(i\Delta t)g((i+2)\Delta t)]. \end{aligned}$$

4. По выражению (38) вычисляется оценка взаимно корреляционной функции между полезным сигналом и помехой при $\mu = 0$:

$$R_{U\varepsilon}(\mu = 0) = \frac{R_{gg}(\mu = 1)R_{U\varepsilon}^*(\mu = 0)}{R_{gg}^*(\mu = 1)}.$$

5. По выражениям (25) и (27) вычисляется оценка дисперсии суммарной помехи $D_{\varepsilon\varepsilon}$ и дисперсия помехи D_ε :

$$\begin{aligned} D_{\varepsilon\varepsilon} &\approx \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [g^2(i\Delta t) + g(i\Delta t)g((i+2)\Delta t) - \\ - 2g(i\Delta t)g((i+1)\Delta t)], \\ D_\varepsilon &= D_{\varepsilon\varepsilon} - 2R_{U\varepsilon}(\mu = 0). \end{aligned}$$

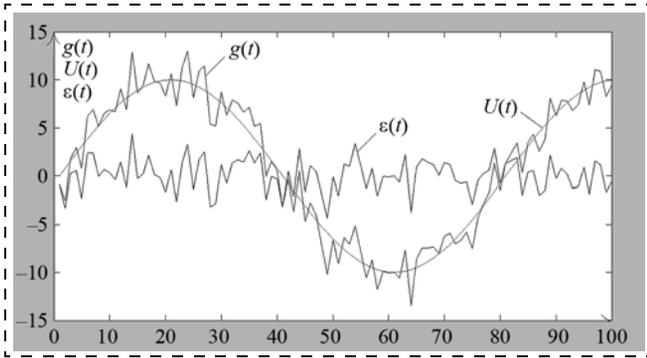


Рис. 2. Изменение полезного $U(i\Delta t)$, зашумленного $g(i\Delta t)$ и помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ сигналов во времени

6. По выражениям (15) и (16) вычисляются робастные оценки нормированной автокорреляционной функции зашумленного сигнала при $\mu = 0, 1, 2, 3, \dots$

$$r_{gg}^R(\mu) = \begin{cases} \frac{R_{gg}(\mu=0)}{D_g} = 1 \text{ при } \mu = 0; \\ \frac{R_{gg}(\mu)}{D_g - 2R_{U\varepsilon}(0) - D_\varepsilon} \text{ при } \mu \neq 0. \end{cases}$$

Данный алгоритм позволяет вычислить свободные от погрешностей робастные оценки нормированной автокорреляционной функции $r_{gg}^R(\mu)$ зашумленного сигнала $g(i\Delta t)$. Простота предложенного алгоритма иллюстрируется следующим численным примером.

Положим, что для зашумленного сигнала $g(i\Delta t)$, представляющего собой аддитивную смесь полезного синусоидального сигнала $U(i\Delta t) = A \sin(i\Delta t)$ и помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ (рис. 2), выполняется условие $D_{\varepsilon\varepsilon} \approx 0,1D_U$.

На графике рис. 2 приведены первые 100 отсчетов сигналов $g(i\Delta t)$, $U(i\Delta t)$ и $\varepsilon(i\Delta t)$. Полезный сигнал $U(i\Delta t)$ формировался в виде синусоиды с амплитудой 10, временным диапазоном от $t_{\min} = 0$ до $t_{\max} = 120\pi - \pi/40$ и шагом дискретизации $\pi/40$. Помеха $\varepsilon(i\Delta t)$ создавалась с помощью функции MATLAB `normrnd(0, 2, 1, 4800)`, предназначенной для генерации псевдослучайных чисел по нормальному закону.

По формулам (8) и (9)

$$D_g = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N g(i\Delta t)g(i\Delta t), \quad D_\varepsilon = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varepsilon(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t)$$

вычисляем оценки дисперсии зашумленного сигнала и помехи:

$$D_g = 55,229, \quad D_\varepsilon = 3,9064.$$

Далее по выражению (25) определяем оценку $D_{\varepsilon\varepsilon} = 3,8508$.

Затем по формулам (2), (3) и (4) выполняем процедуру нормирования

$$r_{UU}(\mu) = \frac{R_{UU}(\mu)}{D_U}$$

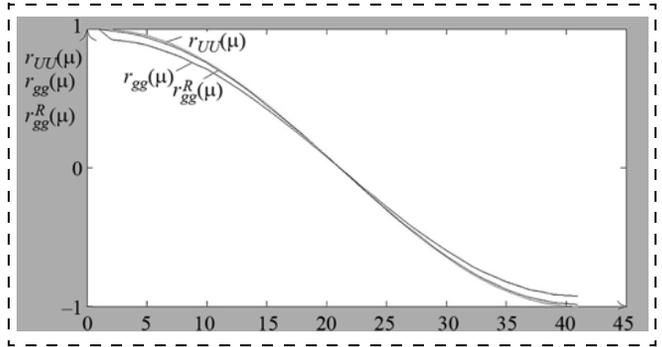


Рис. 3. Графики нормированных корреляционных функций зашумленного сигнала $r_{gg}(\mu)$ и полезного сигнала $r_{UU}(\mu)$, а также робастной корреляционной функции зашумленного сигнала $r_{gg}^R(\mu)$

и строим график ее зависимости от $\mu = 0, 1, 2, 3, \dots$ (рис. 3).

По формуле (5) выполняем процедуру нормирования

$$r_{gg}(\mu) = \frac{R_{gg}(\mu)}{D_g}$$

и строим график $r_{gg}(\mu)$ (рис. 3).

По формуле (16) с учетом (27) выполняем процедуру нормирования

$$r_{gg}^R(\mu) = \frac{R_{gg}(\mu \neq 0)}{D_g - 2R_{U\varepsilon}(\mu=0) - D_\varepsilon} = \frac{R_{gg}(\mu)}{D_g - D_{\varepsilon\varepsilon}}$$

и строим ее график (рис. 3).

В табл. 1 сведены результаты полученных оценок $r_{UU}(\mu)$, $r_{gg}(\mu)$, $r_{gg}^R(\mu)$ в зависимости от значения μ .

Таблица 1
Результаты оценок $r_{UU}(\mu)$, $r_{gg}(\mu)$, $r_{gg}^R(\mu)$ в зависимости от значения μ

μ	$r_{UU}(\mu)$	$r_{gg}(\mu)$	$r_{gg}^R(\mu)$	μ	$r_{UU}(\mu)$	$r_{gg}(\mu)$	$r_{gg}^R(\mu)$
0	1	1	1	21	-0,0731	-0,0663	-0,0707
1	0,9973	0,9261	0,9873	22	-0,1512	-0,1395	-0,1488
2	0,9885	0,9145	0,9749	23	-0,2282	-0,2111	-0,2250
3	0,9736	0,9027	0,9623	24	-0,3039	-0,2807	-0,2992
4	0,9527	0,8827	0,9410	25	-0,3777	-0,3507	-0,3739
5	0,9259	0,8549	0,9114	26	-0,4492	-0,4158	-0,4433
6	0,8934	0,8266	0,8812	27	-0,5179	-0,4775	-0,5090
7	0,8554	0,7913	0,8436	28	-0,5835	-0,5378	-0,5733
8	0,8121	0,7495	0,7990	29	-0,6454	-0,5961	-0,6355
9	0,7639	0,7096	0,7564	30	-0,7033	-0,6499	-0,6929
10	0,7109	0,6575	0,7009	31	-0,7569	-0,7017	-0,7480
11	0,6535	0,6053	0,6452	32	-0,8059	-0,7465	-0,7958
12	0,5921	0,5484	0,5846	33	-0,8498	-0,7843	-0,8361
13	0,5270	0,4872	0,5194	34	-0,8886	-0,8220	-0,8763
14	0,4587	0,4232	0,4511	35	-0,9218	-0,8524	-0,9087
15	0,3876	0,3575	0,3811	36	-0,9494	-0,8786	-0,9366
16	0,3141	0,2897	0,3089	37	-0,9711	-0,8963	-0,9555
17	0,2386	0,2198	0,2343	38	-0,9868	-0,9121	-0,9724
18	0,1617	0,1509	0,1609	39	-0,9965	-0,9202	-0,9810
19	0,0838	0,0784	0,0836	40	-1,0000	-0,9252	-0,9863
20	0,0053	0,0062	0,0066				

Как видно, графики $r_{UU}(\mu)$ и $r_{gg}^R(\mu)$ практически совпадают, а график $r_{gg}(\mu)$ из-за неробастности традиционной процедуры нормирования значительно отличается от истинных значений $r_{UU}(\mu)$. Итак, целесообразность практического применения предложенной процедуры нормирования очевидна.

Процедура определения информативных признаков для диагностики технического состояния ШГНУ

Эксперименты на реальных объектах нефтяных промыслов показали, что по нормированным корреляционным функциям сигнала усиления $U_p(i\Delta t)$, которое определяется выражениями (15) и (16), можно формировать до двенадцати информативных признаков. Было выявлено, что информативные признаки, полученные по Noise-технологии, с использованием по выражениям (25), (27) и (38), также позволяют осуществить идентификацию технического состояния ШГНУ. Ниже приводится порядок определения информативных признаков по нормированным корреляционным функциям. Сначала значение периода качания T_{ST} разбивается на восемь равных временных интервалов

$$\Delta T_{ST} = \frac{T_{ST}}{8}.$$

Далее по формулам (15) и (16) вычисляются оценки корреляционных функций $r_{gg}^R(\mu = 0)$, $r_{gg}^R(\mu = 1\Delta T_{ST})$, $r_{gg}^R(\mu = 2\Delta T_{ST})$, ..., $r_{gg}^R(\mu = 7\Delta T_{ST})$, а по формулам

$$\begin{aligned} \Delta r_{gg}^R(\mu = 1\Delta T_{ST}) &= r_{gg}^R(\mu = 0) - r_{gg}^R(\mu = 1\Delta T_{ST}); \\ \Delta r_{gg}^R(\mu = 3\Delta T_{ST}) &= r_{gg}^R(\mu = 2\Delta T_{ST}) - r_{gg}^R(\mu = 3\Delta T_{ST}); \\ \Delta r_{gg}^R(\mu = 5\Delta T_{ST}) &= r_{gg}^R(\mu = 4\Delta T_{ST}) - r_{gg}^R(\mu = 5\Delta T_{ST}); \\ \Delta r_{gg}^R(\mu = 7\Delta T_{ST}) &= r_{gg}^R(\mu = 6\Delta T_{ST}) - r_{gg}^R(\mu = 7\Delta T_{ST}) \end{aligned}$$

определяются их разности.

Затем вычисляются минимальное значение нормированной корреляционной функции зашумленного сигнала $r_{gg}^{\min}(\mu)$ и соответствующее ему значение μ_{\min} . После этого определяются информативные признаки в виде следующих коэффициентов:

$$\begin{aligned} K_{N1} &= \frac{\Delta r_{gg}^R(\mu = 1\Delta T_{ST})}{\Delta T_{ST}}; K_{N2} = \frac{\Delta r_{gg}^R(\mu = 3\Delta T_{ST})}{\Delta T_{ST}}; \\ K_{N3} &= \frac{\Delta r_{gg}^R(\mu = 5\Delta T_{ST})}{\Delta T_{ST}}; K_{N4} = \frac{\Delta r_{gg}^R(\mu = 7\Delta T_{ST})}{\Delta T_{ST}}; \\ K_{N5} &= \frac{\Delta r_{gg}^R(\mu = 1\Delta T_{ST})}{\Delta r_{gg}^R(\mu = 3\Delta T_{ST})}; K_{N6} = \frac{\Delta r_{gg}^R(\mu = 1\Delta T_{ST})}{\Delta r_{gg}^R(\mu = 5\Delta T_{ST})}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} K_{N7} &= \frac{\Delta r_{gg}^R(\mu = 1\Delta T_{ST})}{\Delta r_{gg}^R(\mu = 7\Delta T_{ST})}; K_{N8} = \frac{\Delta r_{gg}^R(\mu = 3\Delta T_{ST})}{\Delta r_{gg}^R(\mu = 5\Delta T_{ST})}; \\ K_{N9} &= \frac{\Delta r_{gg}^R(\mu = 3\Delta T_{ST})}{\Delta r_{gg}^R(\mu = 7\Delta T_{ST})}; K_{N10} = \frac{\Delta r_{gg}^R(\mu = 5\Delta T_{ST})}{\Delta r_{gg}^R(\mu = 7\Delta T_{ST})}; \end{aligned}$$

$$K_{N11} = r_{gg}^{\min}(\mu); K_{N12} = \mu_{\min}.$$

Кроме того, по оценкам дисперсий помехи D_{ε} , суммарного сигнала D_g , суммарной помехи $D_{\varepsilon\varepsilon}$ и взаимно корреляционной функции $R_{U\varepsilon}(\mu)$ определяются информативные признаки в виде коэффициентов

$$K_{\varepsilon1} = \frac{D_{\varepsilon\varepsilon}}{D_g}; K_{\varepsilon2} = \frac{D_{\varepsilon}}{D_{\varepsilon\varepsilon}}; K_{\varepsilon3} = \frac{R_{U\varepsilon}(\mu)}{D_{\varepsilon\varepsilon}}.$$

Таким образом, информативные признаки K_{N1}, \dots, K_{N12} нормированной корреляционной функции позволяют осуществить идентификацию технического состояния ШГНУ. Одновременно коэффициенты $K_{\varepsilon1}, K_{\varepsilon2}, K_{\varepsilon3}$ позволяют дублировать идентификацию технического состояния ШГНУ.

Система диагностики технического состояния ШГНУ в реальном масштабе времени

Как было указано выше, для обеспечения эффективной эксплуатации ШГНУ необходимо осуществление непрерывного контроля параметров и диагностики технического состояния объекта в реальном масштабе времени.

На рис. 4 приведена структурная схема системы диагностики и управления ШГНУ, состоящая из трех уровней.

1. *Уровень глубинно-насосной установки*, состоящей из плунжерного глубинного насоса 1, плунжера 2, насосных труб 3, штанг 4, полированного штока 5, головки балансира 6, балансира 7, шатуна 8, кривошипного противовеса 9, редуктора 10, клиноремной передачи 11, электродвигателя 12, балансириного противовеса 13, датчика усилия 14, датчика устьевого давления 15, датчика угла поворота 16, кривошипа станка качалки 17.

2. *Уровень станции робастного управления (СРУ)* (внешний вид станции на станке-качалке представлен на рис. 5), состоящей из контроллера для сбора информации от датчиков усилия 14; устьевого давления 15 и угла поворота 16; преобразователя частоты для управления скоростью электродвигателя; радиомодема с антенной для осуществления информационного обмена СРУ, установленного непосредственно у скважины с централизованным диспетчерским пунктом; межблочных кабелей с интерфейсом RS 485.

3. *Уровень централизованного диспетчерского пункта нефтяного промысла*, обслуживающего до 200 скважин, который состоит из промышленного компьютера и радиомодема с антенной.

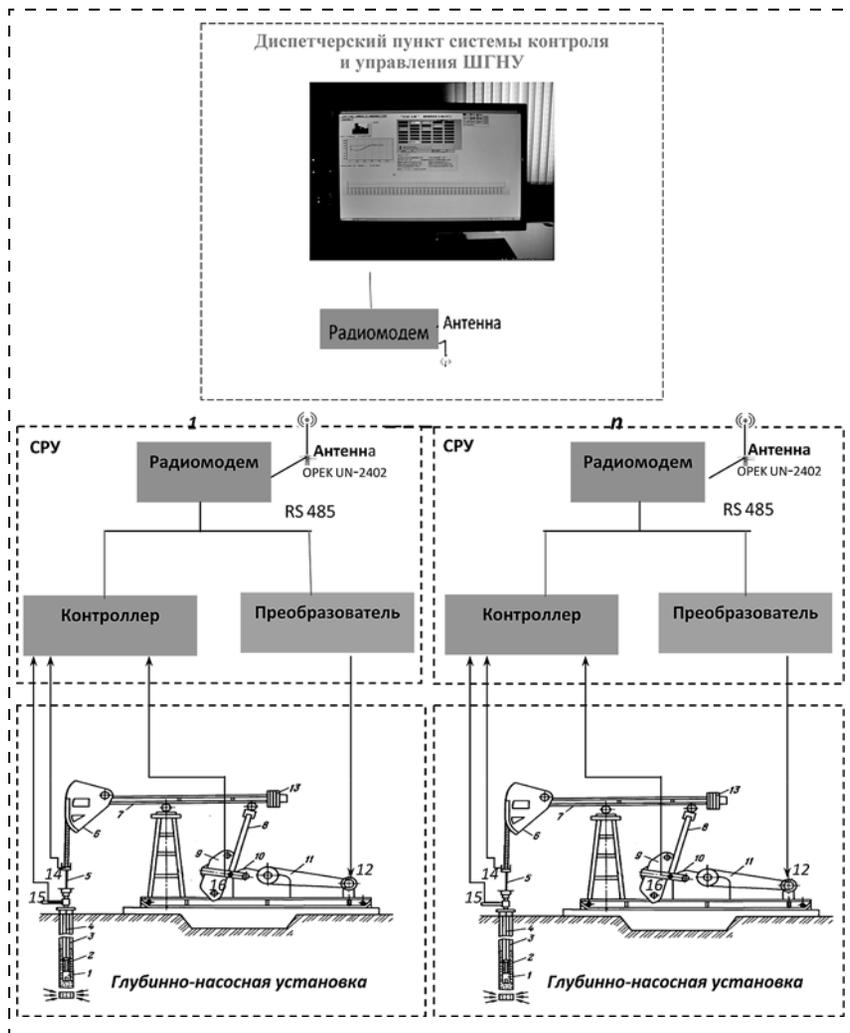


Рис. 4. Структурная схема системы диагностики и управления ШГНУ

Для диагностики состояния ШГНУ в системе используется сочетание технологий идентификации динамограммы по оценкам нормированных корреляционных функций и Noise-характеристик сигнала



Рис. 5. Внешний вид СРУ на станке-качалке установки ШГНУ

усилия. Для их реализации в роботизированной системе диагностики и управления ШГНУ, исходя из длительности интервала периода качания T_{ST} , был определен шаг дискретизации сигнала усилия $U_p(i\Delta t)$: для большинства нефтяных скважин $T_{ST} = 5...20$ с. При этом экспериментально установлено, что для получения устойчивых нормированных оценок корреляционной функции $r_{gg}^R(\mu)$ с необходимой точностью достаточно сигнал усилия дискретизировать с частотой $f = 500...1000$ Гц при числе отсчетов $U(i\Delta t)$ $n \geq 1024$.

Экспериментально установлено, что за период качания T_{ST} любое незначительное изменение технического состояния ШГНУ отражается на значении оценки нормированных корреляционных функций сигнала усилия $U_p(i\Delta t)$. Это, в свою очередь, приводит к изменению информативных признаков $K_{N1}...K_{N12}$ и $K_{\epsilon 1}, K_{\epsilon 2}, K_{\epsilon 3}$.

В результате процесса эксплуатации ШГНУ для ее различных технических состояний легко формируются соответствующие комбинации этих коэффициентов (табл. 2). Благодаря этому они позволяют осуществить надежную идентификацию сигнала усилия $U_p(i\Delta t)$, т. е. технического состояния ШГНУ в реальном масштабе времени (табл. 2).

Следовательно, идентификация аварийных состояний ШГНУ сводится к поиску соответствующих комбинаций нормированных коэффициентов K_{N1}, \dots, K_{N10} . Благодаря этому отпадает необходимость визуальной интерпретации динамограммы для определения возникшей неисправности ШГНУ.

Для иллюстрации возможности рассматриваемого варианта идентификации в реальной промышленной практике на рис. 6 приведены восемь наиболее часто встречаемых видов неисправностей.

В табл. 2 и 3 приведены комбинации соответствующих оценок нормированных коэффициентов, римскими цифрами обозначены *виды неисправностей*:

- I — выход из строя нагнетательной части насоса;
- II — выход из строя приемной части насоса;
- III — прихват плунжера;
- IV — откачка уровня;
- V — высокая посадка плунжера насоса;
- VI — большой процент утечки в нагнетательной части насоса;
- VII — утечка в приемной части насоса;
- VIII — большой процент утечки,

а для информативных признаков приняты следующие обозначения:

$$K_{N1}: r_{gg}^R(\mu = 1)/\Delta T_{ST}; K_{N2}: r_{gg}^R(\mu = 3)/\Delta T_{ST};$$

$$K_{N3}: r_{gg}^R(\mu = 5)/\Delta T_{ST}; K_{N4}: r_{gg}^R(\mu = 7)/\Delta T_{ST};$$

$$K_{N5}: r_{gg}^R(\mu = 1)/r_{gg}^R(\mu = 3); K_{N6}: r_{gg}^R(\mu = 1)/r_{gg}^R(\mu = 5);$$

$$K_{N7}: r_{gg}^R(\mu = 1)/r_{gg}^R(\mu = 7); K_{N8}: r_{gg}^R(\mu = 3)/r_{gg}^R(\mu = 5);$$

$$K_{N9}: r_{gg}^R(\mu = 3)/r_{gg}^R(\mu = 7); K_{N10}: r_{gg}^R(\mu = 5)/r_{gg}^R(\mu = 7);$$

$$K_{N11}: r_{gg\min}^R; K_{N12}: \mu_{\min}.$$

Для повышения достоверности идентификация технического состояния ШГНУ дублируется с при-

Таблица 2

Вид неисправности	Информативные признаки					
	K_{N1}	K_{N2}	K_{N3}	K_{N4}	K_{N5}	K_{N6}
I	0,058302	0,021427	-0,020932	0,062865	2,7209	2,7853
II	0,042181	0,02277	-0,0067786	0,043884	1,8525	-6,2226
III	0,072276	0,024799	-0,037473	-0,071132	2,9145	-1,9288
IV	0,056666	0,043252	0,0013712	-0,053839	1,3101	41,325
V	0,055614	0,011688	-0,025684	-0,06399	4,7581	-2,1653
VI	0,064761	0,0021131	-0,04916	-0,056753	30,647	-1,3173
VII	0,061186	0,032006	-0,014403	-0,058085	1,9117	-4,2481
VIII	0,058415	0,034291	-0,0071802	-0,050712	1,7035	-8,1357

Таблица 3

Вид неисправности	Информативные признаки					
	K_{N7}	K_{N8}	K_{N9}	K_{N10}	K_{N11}	K_{N12}
I	-0,92741	-1,0236	-0,34084	0,33297	-0,9189	99
II	-0,96119	-3,3591	-0,51887	0,15447	-0,8189	104
III	-1,0161	-0,66178	-0,34863	0,52681	-0,92938	94
IV	-1,0525	31,5430	-0,80337	-0,025469	-0,90529	104
V	-0,8691	-0,45508	-0,18266	0,40137	-0,83869	94
VI	-1,1411	-0,042985	-0,037234	0,86621	-0,7803	81
VII	-1,0534	-2,2221	-0,55101	0,24796	-0,89677	104
VIII	-1,1519	-4,7758	-0,67620	0,14159	-0,84584	104

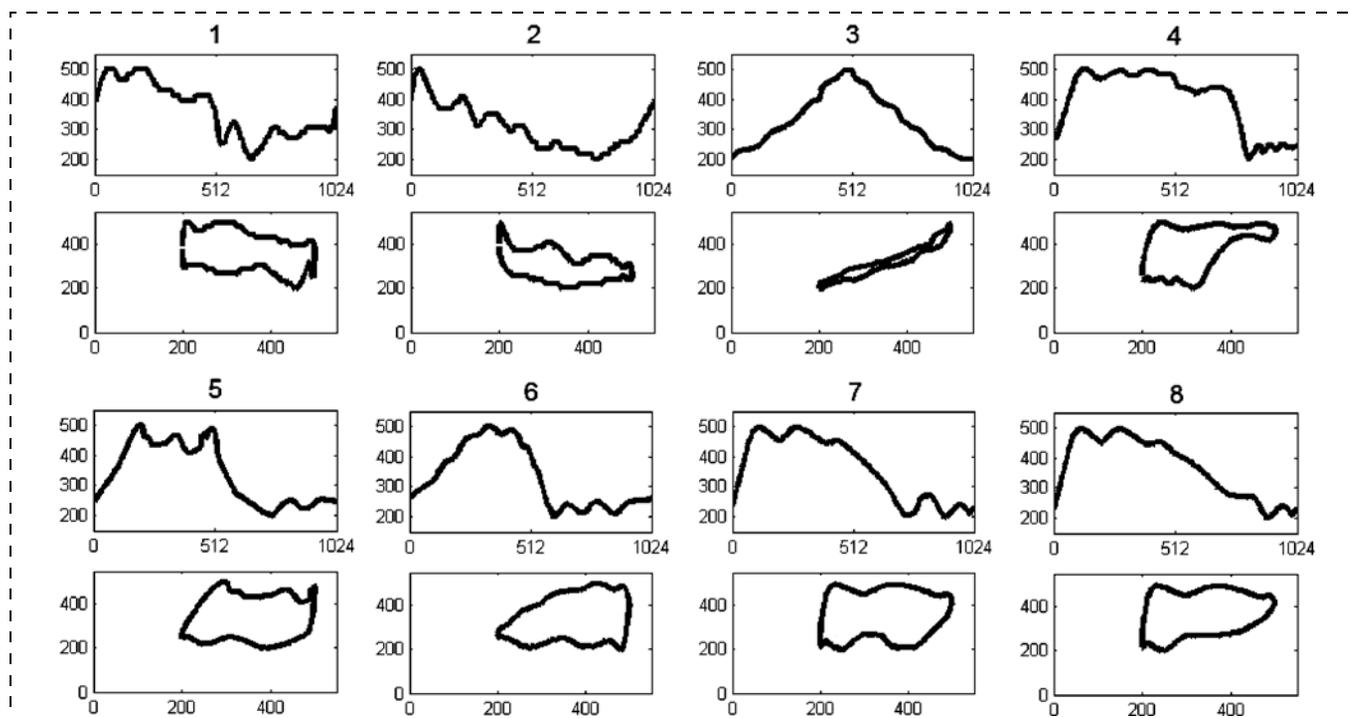


Рис. 6. Шаблоны кривые усилия и динамограммы

менением Noise-технологии. Для этой цели применяется технология вычисления взаимно корреляционной функции $R_{U_\varepsilon}(\mu = 0)$ между полезным сигналом $U_p(i\Delta t)$ и помехой $\varepsilon(i\Delta t)$ по выражениям (25), (27), (37), (38). Многочисленные эксперименты показали, что при нормальном состоянии оценка взаимно корреляционной функции $R_{U_\varepsilon}(\mu = 0)$ между полезным сигналом и помехой равна нулю. При зарождении любой неисправности оценка $R_{U_\varepsilon}(\mu = 0)$ отличается от нуля. Благодаря этому при изменении технического состояния ШГНУ в зависимости от влияния помехи, которая формируется в процессе зарождения неисправностей, меняются оценки $K_{\varepsilon 1}, K_{\varepsilon 2}, K_{\varepsilon 3}$, причем каждому из восьми видов приведенных неисправностей соответствует определенная комбинация этих оценок (см. табл. 2).

В полевых условиях эксплуатации многочисленных реальных объектов в процессе функционирования системы по полученным сигналам от датчика усилия 14 (см. рис. 4) в системе за период качания ШГНУ в реальном масштабе времени определяются комбинации нормированных коэффициентов $K_{N1}, K_{N2}, \dots, K_{12}$ и $K_{\varepsilon 1}, K_{\varepsilon 2}, K_{\varepsilon 3}$. Они сравниваются с эталонами, которые были определены предварительно (например, для одного объекта они приведены в табл. 2). По наиболее близкому эталону определяется наиболее вероятная неисправность ШГНУ. Простота вычислений этих коэффициентов позволяет реализовать предлагаемую технологию диагностики с помощью любых современных контроллеров (в нашем случае использовался контроллер LPC 2148 FBD64). Благодаря этому при функционировании ШГНУ по полученным результатам идентификации формируются команды управления объектом, например, меняется длительность времени периода качания. Одновременно информация о состоянии объекта через радиомодем RMD 400 SP4 передается на диспетчерский пункт (см. рис. 4). На экране диспетчерского пункта системы диагностики и управления, когда объект находится в нормальном состоянии, эта информация отражается зеленым цветом, при обнаружении начальной стадии неисправности — желтым цветом, при аварийном состоянии — красным цветом.

При внедрении предложенных технологий на нефтяных промыслах с большим числом скважин поочередно для каждой из них при возникновении всевозможных неисправностей ШГНУ в процессе эксплуатации определяются комбинации соответствующих эталонных коэффициентов. Этот процесс реализуется с участием специалиста-технолога, когда он путем интерпретации динамограммы определяет характер неисправности и регистрирует соответствующие комбинации коэффициентов $K_{N1}, K_{N2}, \dots, K_{12}$ и $K_{\varepsilon 1}, K_{\varepsilon 2}, K_{\varepsilon 3}$ в блоке идентификации системы. Таким образом, в процессе эксплуатации при появлении на каждой скважине определенных неисправностей в блоке идентификации каждой системы формируется комбинация соответствующих эталонных оценок коэффициентов.

Благодаря этому через определенный промежуток времени эксплуатации на узлах идентификации робастных систем диагностики и управления ШГНУ всех скважин формируются и запоминаются комбинации эталонных коэффициентов соответствующих неисправностей. По истечении некоторого времени эксплуатации, когда в блоках идентификации формируются и запоминаются эталоны всевозможных неисправностей ШГНУ, она переводится в автоматический режим диагностики и управления.

На рис. 6 для восьми характерных неисправностей ШГНУ приведены шаблонные кривые усилия $U_p(i\Delta t)$ (вверху) и соответствующие динамограммы (внизу). В табл. 2 приведены комбинации нормированных коэффициентов K_{N1}, \dots, K_{N12} . Очевидно, что на каждой динамограмме соответствует только одна комбинация оценок K_{N1}, \dots, K_{N12} . Также очевидно, что при наличии комбинаций коэффициентов $K_{N1}, K_{N2}, \dots, K_{12}$ однозначно определяются те же самые виды неисправностей, которые обычно специалисты-технологи по динамограмме определяют визуально. Таким образом, комбинации этих коэффициентов позволяют автоматически осуществить идентификацию технического состояния ШГНУ. Для повышения достоверности и надежности результатов идентификации полученный результат сравнивается с комбинацией коэффициентов $K_{\varepsilon 1}$ и $K_{\varepsilon 3}$, которые так же, как информативные признаки, позволяют идентифицировать техническое состояние ШГНУ. Эти оценки для каждого вида неисправностей *a priori* определяются и запоминаются. Благодаря использованию этих коэффициентов происходит дублирование процесса идентификации, что повышает достоверность и надежность функционирования системы.

Заключение

В настоящее время на старых нефтяных месторождениях при механизированной добыче нефти широко применяется ШГНУ. Однако из-за невозможности диагностики технического состояния ШГНУ в реальном масштабе времени рентабельность длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений падает. Поэтому проблема создания новых эффективных технологий и систем диагностики технического состояния ШГНУ имеет как теоретический, так и, в особенности, экономический интерес.

Для контроля технического состояния ШГНУ принимаемый полуавтоматический метод, основанный на интерпретации формы динамограммы, не дает желаемого результата. Это связано с тем, что наличие человеческого фактора в этом способе, с одной стороны, ограничивает время идентификации, с другой стороны, зависит от квалификации специалиста-технолога. Кроме того, с увеличением глубины скважины по форме динамограммы становится затруднительным отличить некоторые виды неисправностей. Анализ показывает, что для этой цели, т. е. для идентификации технического состояния

ШГНУ путем анализа сигнала усилия $U_p(i\Delta t)$, наиболее подходящими методами являются корреляционные и спектральные методы. Однако объект контроля находится в полевых условиях, и изменение климатических условий в большом диапазоне приводит к появлению больших погрешностей полученных результатов. Кроме того, влияние механических процессов, которые возникают при переходе объекта в аварийное состояние, также вызывает помехи, изменяющиеся в большом диапазоне. Под влиянием этих двух факторов при применении как корреляционных, так и спектральных методов не удастся получить адекватные оценки, так как их погрешность меняется под влиянием этих факторов. На первый взгляд, применением фильтрации помехи, сопровождающей полезный сигнал $U_p(i\Delta t)$, можно устранить влияние указанных погрешностей на результат идентификации динамограмм. При стабильном спектре помехи обычно применение технологии фильтрации дает удовлетворительные результаты. Однако в полевых условиях спектр помехи из-за резкого изменения факторов ее формирования меняется в большом диапазоне. Кроме того, дисперсия спектра помехи, которая формируется в результате механических процессов, происходящих на ШГНУ, также меняется в большом диапазоне и нередко пересекается с диапазоном спектра полезного сигнала. По этим причинам при применении технологии фильтрации сигнала усилия не достигается желаемый результат. При этом иногда даже имеет место значительное искажение спектра полезного сигнала. По этим причинам не всегда достигается получение удовлетворительных результатов путем корреляционного или спектрального анализа сигнала усилия с применением процесса фильтрации. Поэтому для решения рассматриваемой задачи в первую очередь необходимо создание технологий определения таких оценок корреляционных и спектральных характеристик, на которые практически не влияют изменения указанных помех.

В работе как теоретически, так и экспериментально установлено, что с помощью нормированных корреляционных функций можно определить нормированные коэффициенты $K_{N1}, K_{N2}, \dots, K_{N12}$, на которые указанные помехи никакого влияния практически не оказывают. Преимущество применения этих коэффициентов заключается в том, что их вычисление легко реализуется на современных контроллерах (например, LPC 2148 FBD64). Благодаря этому появляется возможность диагностики в реальном масштабе времени. При дублировании диагностики ШГНУ с применением коэффициентов $K_{\varepsilon1}, K_{\varepsilon2}, K_{\varepsilon3}$, полученных по оценкам дисперсии помехи и взаимно корреляционных функций между полезным сигналом и помехой, а также суммарной дисперсии, повышается надежность и достоверность полученных результатов. Простота реализации этих технологий позволяет создавать простую, надежную и недорогую систему

диагностики и управления ШГНУ, которая была реализована на реальных объектах в Азербайджане. Опыт эксплуатации системы на 35 скважинах Биби-Эйбатского месторождения, на 190 скважинах совместной азербайджано-английской фирмы "Ширван Ойл" и т. д. показал надежность функционирования этих систем. При этом улучшение диагностики и управления ШГНУ позволило эксплуатировать скважины в адекватном режиме и за счет экономии электрической энергии и увеличения межремонтного периода значительно повысить их рентабельность. Например, на Биби-Эйбатском нефтяном промысле экономия электроэнергии оказалась более 50 % и межремонтный период был продлен более чем на 30 %.

Отметим, что на основе опыта эксплуатации вышеуказанных систем было установлено, что на каждом промысле для скважин с одинаковой глубиной диапазон изменения одних и тех же коэффициентов K_{N1}, \dots, K_{N12} и $K_{\varepsilon1}, K_{\varepsilon2}, K_{\varepsilon3}$ при одних и тех же неисправностях незначителен (не более 5...10 %). Вследствие этого, определяя комбинации этих коэффициентов при соответствующих неисправностях для одной скважины, их можно использовать в системах контроля других скважин приблизительно той же глубины. Если учесть, что в большинстве случаев для каждого старого месторождения характерны приблизительно одинаковые глубины спуска насоса, становится очевидным, что формирование эталонной базы комбинаций коэффициентов в системах диагностики и управления не займет много времени.

Список литературы

1. Андреев В. В., Уразаков К. Р., Далимов В. У., Сахибгареев Р. Ш. Справочник по добыче нефти / Под ред. К. Р. Уразакова. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 374 с.
2. Алиев Т. М., Тер-Хачатуров А. А. Автоматический контроль и диагностика СШНУ. М.: Недра, 1988. 232 с.
3. Neely A. B., Tolbert H. E. Experience with Pump-Off Control in the Permian Basin SPE Paper No. 14345 // SPE Technical Conference and Journal of Petroleum Technology. May 1988. P. 645–648.
4. Нусратов О. К., Гулуев Г. А., Рзаев А. Г., Пашаев Ф. Г., Юсифов И. Б., Ризванов М. Г. Информационный комплекс измерения, мониторинга, диагностики и управления для нефтяных скважин, эксплуатирующихся штанговыми, глубинно-насосными установками // Известия НАНА. Серия физико-технических и математических наук. 2009. Т. XXIX. № 6. С. 176–183.
5. Neely A. B., Gibbs S. G. Computer Diagnosis of Downhole Conditionis in Soker Rod Pumping Wells // Journal of Petroleum Technology. January 1966. P. 91.
6. Алиев Т. А., Нусратов О. К. Алгоритмы анализа циклических сигналов // Автоматика и вычислительная техника. 1998. № 2. С. 68–74.
7. Aliev T. A., Guluyev G. A., Pashayev F. H., Sadygov A. B. Noise monitoring technology for objects in transition to the emergency state // Mechanical Systems and Signal Processing. 2012. P. 755–762.
8. Aliev T. A., Abbasov A. M., Guluyev G. A., Pashayev F. H., Sattarova U. E. System of robust noise monitoring of anomalous seismic processes // Soil Dynamics and Earthquake Engineering. 2013. Vol. 53. P. 11–15.
9. Абдуллаев А. А., Джавадов А. А., Левин А. А., Набиев И. А. Телемеханические комплексы для нефтяной промышленности. М.: Недра, 1982, 200 с.
10. Fasel T. R., Todd M. D. Chaotic insonification for health monitoring of an adhesively bonded composite stiffened panel // Me-

chanical Systems and Signal Processing. 2010. Vol. 24, N. 5. P. 1420–1430.

11. **Hao Tang, Y. H. Liao, J. Y. Cao, Hang Xie.** Fault diagnosis approach based on Volterra models // *Mechanical Systems and Signal Processing*. 2010. Vol. 24, N. 4. P. 1099–1113.

12. **Aliev T. A.** Digital Noise Monitoring of Defect Origin. London: Springer, 2007. 223 p.

13. **Bendat Julius S., Piersol A. G.** Random Data, Analysis & Measurement Procedures. Wiley-Interscience, 2000.

14. **Бендат Дж., Пирсол А.** Применение корреляционного и спектрального анализа. М.: Мир. 1983.312 с.

15. **Aliev T. A.** Robust Technology with Analysis of Interference in Signal Processing. New York: Kluwer Academic Plenum Publishers, 2003. 213 p.

System for Oil Well SRPU Diagnostics and Control Using the Robust Noise Technology

T. A. Aliev, director@cyber.az, **A. H. Rzayev**, asifrzayev48@gmail.com, **G. A. Guluyev**, scb_06@mail.ru, **T. A. Alizada**, alizadabaku@gmail.com✉, **U. E. Sattarova**, ulker.rzaeva@gmail.com, **N. E. Rzayeva**, nikanell@gmail.com
Institute of Control Systems of Azerbaijan National Academy of Sciences
9, B. Vahabzadeh St., Baku, AZ 1141 Azerbaijan

Corresponding autor: **Alizada Tahir A.** Ph. D., Head of laboratory, Institute of Control Systems of Azerbaijan National Academy of Sciences, 9, B. Vahabzadeh St., Baku, AZ 1141 Azerbaijan, e-mail: alizadabaku@gmail.com

Received on April 08, 2015

Accepted on May 15, 2015

The authors analysed the noise-induced problems with diagnostics of the sucker rod pumping units (SRPUs) related to the peculiarities of their field operation. The authors demonstrated that the existing diagnostic methods based on interpretation of the dynamometer cards built on the signals received from the force and stroke sensors did not allow to solve the diagnostic and control problems in real time. Therefore they proposed a technology for determination of the robust normalized correlation functions, which were used to form combinations of informative attributes corresponding to the possible emergency states of SRPU. Identification of those states is duplicated by determination and formation of combinations, which correspond to the noise characteristics of the force signal and improve the reliability of the results. When the proposed technology is introduced in the oilfields with a large number of wells, the combinations of the relevant reference coefficients will be determined for each SRPU during their operation, as various kinds of faults occur. Thus, after a certain period of operation, the combinations of the reference coefficients for the corresponding fault types will be formed and saved in the identification units of the SRPU robust control systems at all wells. When the reference coefficients for all the possible SRPU fault types are formed and saved in the identification units, the system will be switched to the automated mode of identification and control. Simplicity of realization of the processing algorithms makes it possible to solve the problem of the force signal identification by means of inexpensive controllers in real-time mode. Application of the technology in more than 100 real objects demonstrated that the profitability of the oil wells increased significantly due to the energy savings and an increase of the overhaul period.

Keywords: noise technology; dynamometer card; sucker rod pumping; oil well; noise variance; cross-correlation function

For citation:

Aliev T. A., Rzayev A. H., Guluyev G. A., Alizada T. A., Sattarova U. E., Rzayeva N. E. System for Oil Well SRPU Diagnostics and Control Using the Robust Noise Technology, *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie*, 2015, vol. 16, no. 10, pp. 686–698.

DOI: 10.17587/mau/16.686-698

References

1. **Andreev V. V., Urazakov K. R., Dalimov V. U., Sakhibgaireev R. Sh.** *Spravochnik po dobyche nefi* (Oil extraction handbook), Moscow, Nedra-Biznescentr, 2000, 374 p. (in Russian).

2. **Aliev T. M., Ter-Khachaturov A. A.** *Avtomatičeskij kontrol' i diagnostika SSHNU* (Automated control and diagnostics of SRPU), Moscow, Nedra, 1988, 232 p. (in Russian).

3. **Neely A. B., Tolbert H. E.** Experience with Pump-Off Control in the Permian Basin SPE Paper No. 14345, *SPE Technical Conference and Journal of Petroleum Technology*, May 1988, pp. 645–648.

4. **Nusratov O. K., Guluyev G. A., Rzaev A. G., Pashaev F. G., Jusifov I. B., Rizvanov M. G.** *Informatsionnyi kompleks izmereniya, monitoringa, diagnostiki i upravleniya dlya nefyanykh skvazhin ekspluatiruyushchikhsya shtangovymi, glubinno-nasosnymi ustanovkami* (Information complex measurement, monitoring, diagnostics and control of oil wells operated by rod, downhole pumping SET-kami), *Izvestija NANA, Serija Fiziko-Tehnicheskikh i Matematicheskikh Nauk*, 2009, vol. XXIX, no. 6, pp. 176–183. (in Russian).

5. **Neely A. B., Gibbs S. G.** Computer Diagnosis of Downhole Conditions in SokerRod Pumping Wells, *Journal of Petroleum Technology*, January 1966, p. 91.

6. **Aliev T. A., Nusratov O. K.** *Algoritmy analiza tsiklicheskikh signalov* (Algorithms analysis of cyclic signals), *Avtomatika i Vychislitel'naja Tehnika*, 1998, no. 2, pp. 68–74 (in Russian).

7. **Aliev T. A., Guluyev G. A., Pashayev F. H., Sadygov A. B.** Noise monitoring technology for objects in transition to the emergency state, *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2012, pp. 755–762.

8. **Aliev T. A., Abbasov A. M., Guluyev G. A., Pashayev F. H., Sattarova U. E.** System of robust noise monitoring of anomalous seismic processes, *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, October 2013, vol. 53, pp. 11–15.

9. **Abdullaev A. A., Dzhavadov A. A., Levin A. A., Nabiev I. A.** *Telemehaničeskije kompleksi dlya nefijanoj promyshlennosti* (Telemechanic complexes for oil industry), Moscow, Nedra, 1982, 200 p. (in Russian).

10. **Fasel T. R., Todd M. D.** Chaotic insonification for health monitoring of an adhesively bonded composite stiffened panel, *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2010, vol. 24, no. 5, pp. 1420–1430.

11. **Hao Tang, Liao Y. H., Cao J. Y., Hang Xie.** Fault diagnosis approach based on Volterra models, *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2010, vol. 24, no. 4, pp. 1099–1113.

12. **Aliev T. A.** Digital Noise Monitoring of Defect Origin, London, Springer, 2007, 223 p.

13. **Bendat J. S., Piersol A. G.** Random Data, Analysis & Measurement Procedures, Wiley-Interscience, 2000.

14. **Bendat Dzh., Pirsol A.** *Primenenie korrelyacionnogo i spektral'nogo analiza* (Application of correlation and spectral analysis), Moscow, Mir, 1983, 312 p. (in Russian).

15. **Aliev T. A.** Robust Technology with Analysis of Interference in Signal Processing, New York, Kluwer Academic/Plenum Publishers, 2003, 213 p.