

## УТОЧНЕНИЕ И ИНТЕРПОЛЯЦИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ ВИРТУАЛЬНЫХ АНАЛИЗАТОРОВ

И.В. Некрасов (ООО "ДжиИ Рус", General Electric Company, GE Digital),  
Д.В. Ложнин (ЗАО "ТЕХНОЛИНК")

Рассмотрен метод оценивания величины, измеряемой с пониженной частотой, в основе которого лежит технология «виртуального датчика». Данный метод вычисления базируется на нейросетевой модели всего технологического процесса, что позволяет косвенно учитывать изменения всех параметров и оценивать восстанавливаемую величину с учетом протекания всего процесса. Приведен пример практического применения технологии виртуального датчика при решении задачи мониторинга состояния погружного нефтеперекачивающего насоса, используемого на нефтедобывающем промысле.

Ключевые слова: виртуальный анализатор, нейросетевая модель, оценивание величины, on-line мониторинг.

Сегодня инструментальная оснащенность производственных процессов большинства предприятий находится на достаточно высоком уровне. Повсеместно внедряются системы on-line мониторинга, предназначенные для высокоточного отслеживания технологических параметров в режиме, близком к реальному времени (<http://mexalib.com/view/16541>).

С точки зрения технической реализации у подобных систем есть определенное узкое место, а именно наличие датчиков, осуществляющих непосредственное измерение физической величины с ее конвертацией в цифровой код. Физическая реализуемость, стоимость, надежность и прочие технические параметры датчиков зачастую выступают в роли сдерживающих факторов, являясь причиной высокой доли ручных измерений на современных производственных предприятиях. Ярким примером подобной ситуации являются лабораторные замеры качества сырья и конечной продукции (согласно ГОСТ Р 54273-2010 «Нефть и нефтепродукты. Руководство по таблицам измерения параметров»), присутствующие практически на каждом технологическом объекте.

Как правило, лабораторные замеры проводятся с установленной ритмичностью от одного до нескольких раз в сутки, в то время как on-line измерения технологических параметров поступают с более высокой частотой (период опроса может составлять от нескольких минут до долей секунды в зависимости от технологического процесса).

При наличии ручных или лабораторных измерений возникает проблема их быстрого устаревания (рис. 1), что приводит к снижению точности всех последующих on-line расчетов, в которых они используются. В частности, практически доказано снижение точности таких расчетных величин системы класса MES, как текущая эффективность, планируемый объем и стоимость продукта, планируемое и текущее качество [1].

### Задача нейтрализации устаревания ручных измерений

Нейтрализация устаревания ручных измерений с математической точки зрения представляет собой задачу интерполяции-экстраполяции измеренных значений на промежутки времени между замерами. Данная задача при всей простоте ее формулировок не является тривиальной. Прямое применение математических методов экстраполяции измеряемой величины (полиномиальная экстраполяция, сплайны и пр.) не дает гарантии уточнения, а зачастую, наоборот, приводит к более существенным отклонениям вычисленной оценки от реального значения [2]. Варианты классической экстраполяции измерения различными методами представлены на рис. 2.

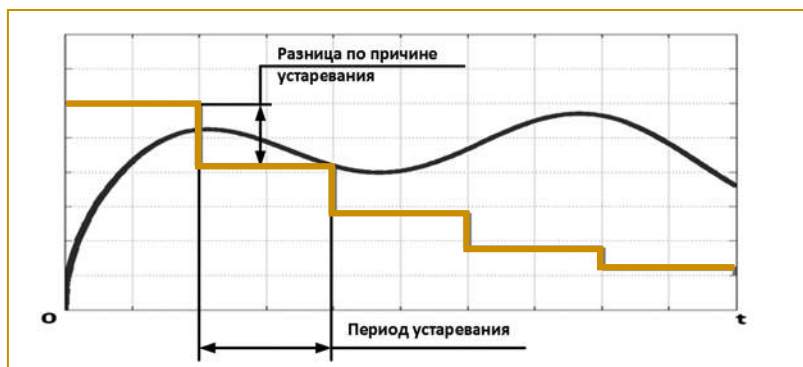


Рис. 1. Устаревание лабораторных измерений пониженной частоты

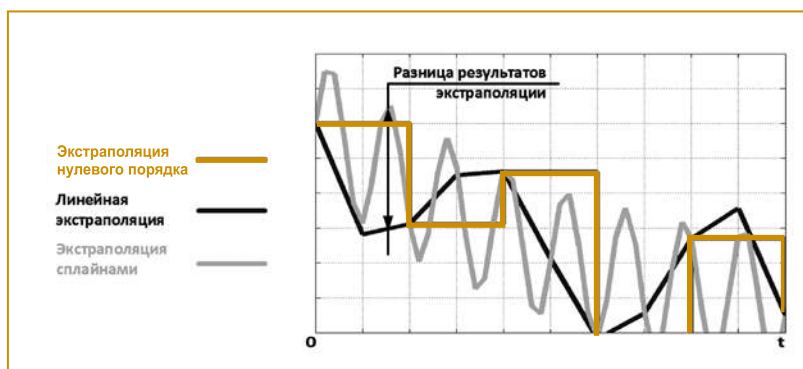


Рис. 2. Классическая интерполяция-экстраполяция медленно меняющейся величины

Таблица 1. Список измеряемых параметров насоса

Наименование параметра	Описание	Частота замеров
Увх.АВ, Увх.ВС, Увх.СА, В	Входное напряжение по 3 фазам	1 раз в 10 минут
Дисб.вх.У, %	Дисбаланс входного напряжения	
Увых.СУ, В	Напряжение к низкой стороне трансформатора	
Гтек, Гц	Частота питающего тока	
Увых.ТМПН, В	Напряжения подачи от высокой стороны трансформатора	
Ia ПЭД, Ib ПЭД, Ic ПЭД, А	Токи по 3 фазам	
Дисб.І ПЭД, %	Дисбаланс тока по фазам	
Сos φ	Коэффициент мощности нагрузки	
Загр. дв, %	Процент загрузки двигателя	
Риз, кОм	Сопротивление изоляции	
Рокр, Атм	Давление на приеме насоса, в точке входа пластовой жидкости	
Токр, °С	Температура на приеме насоса, в точке входа пластовой жидкости	
Тпэд, °С	Температура двигателя насоса	
Вибр.ХУ, м/с <sup>2</sup>	Вибрация поперечная	
Вибр.З, м/с <sup>2</sup>	Вибрация продольная	
Обв, %	Обводненность нефти	1 раз в 24 ч

Выбор каждого конкретного метода экстраполяции диктуется личными предпочтениями разработчика алгоритма оценивания, поэтому никак не связан с протекающими физическими процессами. Но важно не забывать, что, как видно из рис. 2, отклонение результатов экстраполяции различными методами друг от друга может достигать 50%.

Рассмотрим один из современных методов оценивания величины, измеряемой с пониженной частотой, в основе которого лежит так называемая технология «виртуального датчика». Данный метод вычисления базируется на нейросетевой модели всего технологического процесса, что позволяет косвен-

но учитывать изменения всех параметров и оценивать восстанавливаемую величину с учетом течения всего процесса в целом (в отличие от обычных методов экстраполяции).

### Виртуальный датчик на базе нейросетевой модели технологического процесса

Задача расчета будущего состояния системы (процесса) на основе текущего и предыдущих ее состояний является наиболее широко используемым применением математического моделирования [3]. Состояние процесса в момент времени  $\tau_i, i = 1, \dots, I$  определяется вектором текущих значений его технологических параметров  $\vec{x}(\tau_i), i = 1, \dots, I$ . Прямое решение задачи прогнозирования осуществляется на основе аналитического или функционального описания процесса [4].

Нейросетевой подход же, напротив, основан не на поиске прямых функциональных зависимостей, а опирается на анализ сочетаний параметров в каждом срезе  $\vec{x}(\tau_i)$  и чередовании срезов [5]. В результате, при наличии достаточной базы срезов состояния  $\vec{x}(\tau_i), i = 1, \dots, I, I \rightarrow \infty$  статистика их чередования и изменения с достаточной точностью аппроксимирует поведение системы, а формализованный аппарат нейронных сетей позволяет построить ее модель. Построенная модель может быть использована для расчета будущих значений технологических параметров, в том числе для аппроксимации (восстановления) измерений, поступающих с пониженной частотой (рис. 3). Входными сигналами сети являются все доступные измерения, имеющие существенное влияние на восстанавливаемый выходной параметр.

Данный подход хоть и получил название нейросетевой «виртуальный датчик», но по сути является нейронной сетью, прошедшей обучение с учителем [5]. Для обучения виртуального датчика (как и при любом процессе обучения с учителем) необходима историческая выборка полных срезов вектора состояния исследуемой системы, включая измерения по самому восстанавливаемому параметру, что означает его наблюдаемость в прошлом.

### Пример использования виртуального датчика: оценка обводненности перекачиваемой нефти

В качестве примера практического применения технологии виртуального датчика рассмотрим задачу мониторинга состояния погружного нефтеперекачивающего насоса, используемого на нефтедобывающем промысле. Разработка нейросетевой модели насоса проводится на основании реальных измерений технологических параметров его работы, хранящихся в исторической базе данных АСУТП. Список измеряемых параметров насоса представлен в табл. 1.

На основе выгрузки исторических трендов по параметрам работы насоса построим его нейросетевую модель с помощью ПО GE



Рис. 3. Восстановление лабораторных измерений по нейросетевой модели

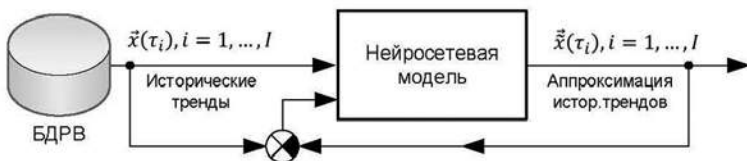


Рис. 4. Обучение нейронной сети по исторической выборке

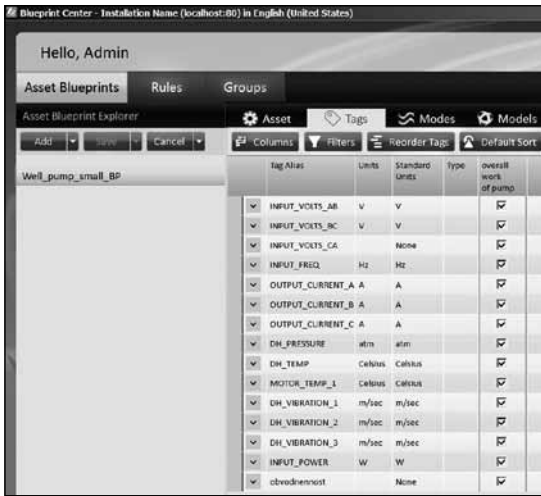


Рис. 5. Список измеряемых параметров для шаблона погружного насоса

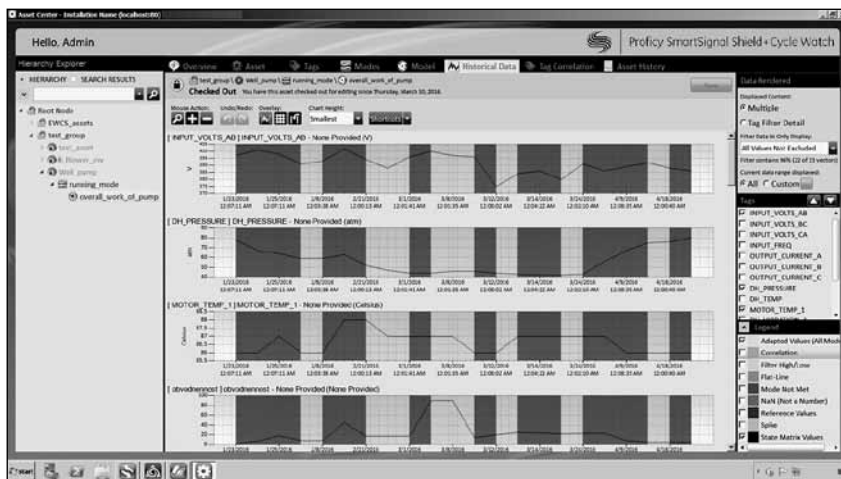


Рис. 6. Исторические данные для построения модели погружного насоса

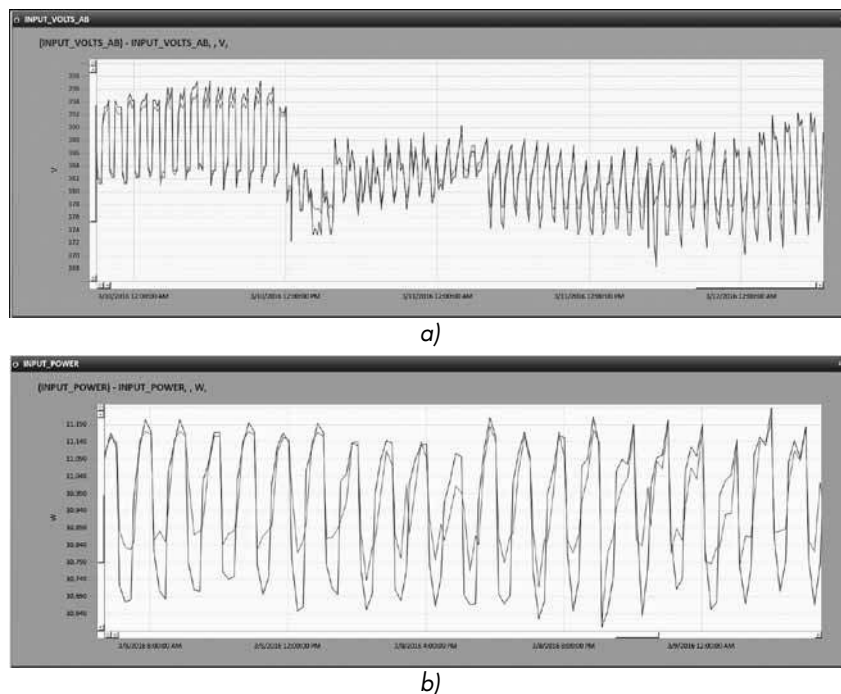


Рис. 7. Расчетный и фактический тренды напряжения мотора (а) и потребляемой мощности (б) погружного насоса

SmartSignal [6], широко применяемого для моделирования работы и интеллектуального мониторинга технологического оборудования в различных отраслях промышленности. Процесс построения модели представлен на рис. 5 и 6. В частности, на рис. 5 изображен шаблон погружного насоса, используемый для задач мониторинга (в терминах ПО GE SmartSignal шаблон модели оборудования представляет собой комбинацию математического аппарата, списка необходимых измерений и диагностических правил, используемых для интеллектуальной диагностики неисправностей). На рис. 6 представлена выборка исторических значений, использованных для построения модели на базе стандартного шаблона.

После построения модели работы погружного насоса осуществляем прогонку системы в режиме эмуляции данных (для этого используем данные, не участвовавшие в построении модели). Обращаем

внимание, что поступление изменений осуществляется с той же частотой, что и в реальных условиях, то есть все измеренные технологические параметры, кроме обводненности, обновляются в системе 1 раз в 10 минут, а значение обводненности поступает в систему 1 раз в сутки. Расчет значений всех параметров (включая обводненность) осуществляется в момент обновления данных, то есть 1 раз в 10 минут.

На рис. 7–9 представлены тренды измеренных и смоделированных значений всех параметров насоса, включая обводненность. Заметим, что тренд измеренной обводненности имеет пониженную дискретность (ступенчатая линия на рис. 9), в то время как расчетный тренд модели имеет стандартную дискретность, как и остальные измеряемые величины.

В связи с тем, что для параметра обводненности было получены два значения (фактические измерения с частотой 1 раз в сутки и смоделированные значения с частотой 1 раз в 10 минут), оценим совпадения модельных и измеренных значений обводненности нефти (табл. 2).

### Заключение

Как показали результаты моделирования, основанные на реальных измерениях, технология виртуального датчика может эффективно применяться для обработки ручных и лабораторных измерений, поступающих с частотой, меньшей, чем частота измерения основных технологических параметров. Одним из наиболее пер-

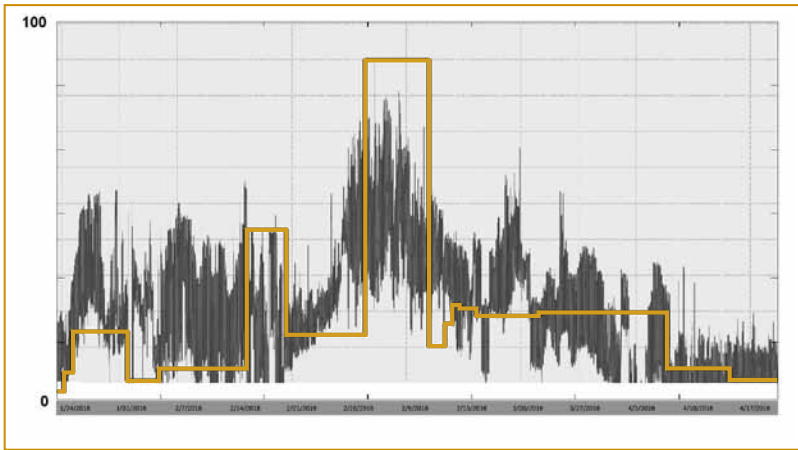


Рис. 9. Расчетный и фактический тренды обводненности перекачиваемой нефти

Табл.2. Сравнение измеренных и смоделированных значений обводненности нефти

Метка времени	Измеренное значение	Модельное значение	Ошибка абсолют.
1/25/2016 0:07	18	—	1,1
2/16/2016 0:08	45	43,2	1,8
3/8/2016 0:01	90	90	0
3/14/2016 0:04	24	20,88	3,12
3/24/2016 0:02	23	31,69	8,69
4/9/2016 0:08	8	4,06	3,94

спективных приложений подобной обработки измерений является компенсация их устаревания или экстраполяция-интерполяция между замерами. В статье приведен пример восстановления тренда обводненности перекачиваемой нефти, основанного на нейросете-

вой модели работы погружного скважинного насоса. По результатам численных экспериментов показано, что для рассмотренного примера ошибка модельного оценивания обводненности не превышает 10% по абсолютному значению. Отдельными дополнительными вопросами, не рассмотренными в настоящей статье, являются достаточность измерительной оснащенности технологического процесса и достаточность исторической выборки значений, использованных для обучения модели. Вопрос выбора оптимальной частоты расчета восстанавливаемого параметра будет также рассмотрен отдельно.

#### Список литературы

1. Гребенюк Е.А., Ицкович Э.Л. Особенности оценки основных ключевых показателей эффективности работы производства технологического типа. Часть 1. Комплекс ключевых показателей и особенности потоков качественных показателей производственных потоков // Автоматизация в промышленности. 2013. №2.
2. Ахо А., Хопкрофт Дж., Ульман Дж. Структуры данных и алгоритмы /Пер. с англ. А.А. Минько М.: Издательский дом "Вильямс". 2000. 384с.
3. Зарубин В.С. Математическое моделирование в технике. М.: Изд. МГТУ им. Н.Э. Баумана 2003. 496с.
4. Азаров В.Л., Лупичев Л.Н., Тауризов Г.А. Математические методы исследования сложных физических систем (АН СССР, Институт Проблем Управления). М.: Наука. 1975. 342с.
5. Croall I.F., Mason J.P. (Eds.) Industrial Applications of Neural Networks: Project ANNIE Handbook. Springer-Verlag, ECSC-EEC-EAEC, Brussels – Luxembourg, 1992. 310p.
6. Introduction Proficy SmartSignal . [http://www.geautomation.com/system/files/files/proficy\\_smartsignal\\_5-5.pdf](http://www.geautomation.com/system/files/files/proficy_smartsignal_5-5.pdf).

**Некрасов Иван Васильевич** — канд. техн. наук, архитектор программных решений ООО "ДжиИ Рус" (General Electric Company, GE Digital),  
**Лежнин Дмитрий Валерьевич** — начальник технического отдела ГК "ТЕХНОЛИНК".  
 Контактный телефон (812) 331-58-30.  
 E-mail: [ivannekr@mail.ru](mailto:ivannekr@mail.ru) [support@technolink.spb.ru](mailto:support@technolink.spb.ru)

#### Четвертое многофункциональное ледокольное судно для проекта "Сахалин-2", оснащенное навигационным оборудованием Транзас, готово к эксплуатации

Ледокол «Евгений Примаков» продолжил серию судов снабжения и обеспечения, построенных по заказу ПАО «Совкомфлот» на верфи Arctech Helsinki Shipyard для обслуживания добывающих платформ проекта «Сахалин-2» в Охотском море. Первые три судна серии были приняты в эксплуатацию в течение 2017 г. Все суда серии оснащены навигационным оборудованием Транзас.

Ходовой мостик «Евгения Примакова» оборудован навигационной системой ТРАНЗАС MFD, состоящей из восьми многофункциональных рабочих станций с полным комплектом основных приложений, включая картографическую навигационную информационную

систему ЭКНИС Navi-Sailor 4000, радиолокационную станцию Navi-Radar 4000, систему отображения навигационной информации Navi-Conning 4000, а также станцию прокладки маршрута Navi-Planner 4000 и систему управления движением судна по траектории TCS 4000, позволяющую при минимальном участии судоводителя удерживать судно при движении относительно запланированного маршрута.

Оснащение судна выполнено в полном соответствии с требованиями Российского морского регистра судоходства (РМРС). Все палубное оборудование имеет температурный допуск для работы при температуре до -35°C.

[Http://www.transas.ru](http://www.transas.ru)