

УДК 681.518.5

## РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ УСТАНОВОК ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ

**Пачин Максим Гелиевич<sup>1</sup>,**  
pachin\_m@quantek.ru

**Яшин Антон Николаевич<sup>2</sup>,**  
yashin.anton.2012@mail.ru

**Бодылев Андрей Сергеевич<sup>2</sup>,**  
andreybodylev@gmail.com

**Хакимьянов Марат Ильгизович<sup>2</sup>,**  
hakimyanovmi@gmail.com

<sup>1</sup> ООО ПНППК-Квантек,  
Россия, 614007, г. Пермь, ул. 25 Октября, 106.

<sup>2</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

**Актуальность.** Одним из основных способов скважинной механизированной добычи нефти является использование штанговых глубиннонасосных установок. Данные насосные установки появились более 100 лет назад и до сих пор широко эксплуатируются. Однако при добыче нефти штанговыми глубинными насосами возникает ряд проблем: повышенный расход электроэнергии, низкие значения КПД и коэффициента мощности асинхронного электродвигателя, неисправности глубинного и наземного оборудования. Диагностика неисправностей и контроль работы скважинных насосных установок затруднен из-за большого количества скважин и их рассредоточенности на обширных территориях. Внедрение интеллектуальных станций управления установками скважинных насосов позволяет производить диагностику и контроль автоматически с передачей результатов на диспетчерский пункт. Использование систем ваттметрирования и динамометрирования позволяет своевременно определять развивающиеся дефекты нефтедобывающего оборудования, скважинный контроллер корректирует режим эксплуатации с тем, чтобы обеспечить необходимый дебит скважины с минимальным расходом электроэнергии.

**Цель:** исследовать функции современных интеллектуальных станций управления скважинными насосами для добычи нефти; сформулировать основные требования к интеллектуальным станциям управления, к скважинным контроллерам; определить основные функции в области анализа динамограмм и ваттметрограмм установок штанговых глубинных насосов.

**Объекты:** скважины для добычи нефти, станции управления скважинными штанговыми глубинными насосными установками, скважинные контроллеры, алгоритмы управления.

**Методы:** методы многокритериальной оптимизации; математические методы анализа ваттметрограмм и динамограмм, теория автоматического управления.

**Результаты.** Разработаны скважинный контроллер, интеллектуальная станция управления, алгоритм управления электроприводом скважинной насосной установкой. Станция управления имеет функции измерения и анализа динамограмм и ваттметрограмм, диагностики состояния нефтедобывающего оборудования, позволяет проводить оптимизацию режимов эксплуатации скважины по нескольким параметрам.

### **Ключевые слова:**

Нефтедобывающая скважина, установка штангового глубинного насоса, интеллектуальная станция управления, многокритериальная оптимизация, скважинный контроллер, удельный расход электроэнергии.

### **Введение**

Для обеспечения эффективной эксплуатации нефтедобывающих скважин в настоящее время требуется использование интеллектуальных станций управления (ИСУ) [1–3].

Большинство месторождений нашей страны и стран СНГ находится уже на поздних стадиях эксплуатации, притоки нефти в скважины очень небольшие, а энергозатраты на механизированную добычу достаточно велики. Поэтому эксплуатация таких скважин характеризуется повышенными затратами электроэнергии, интенсивным износом погружного насосного оборудования, относительно низкими дебитами [4, 5].

В условиях высоких цен на углеводородное сырье эксплуатация малодебитных скважин не вызывает

особых затруднений. Однако при нестабильных ценах добыча из таких скважин может оказаться нерентабельной.

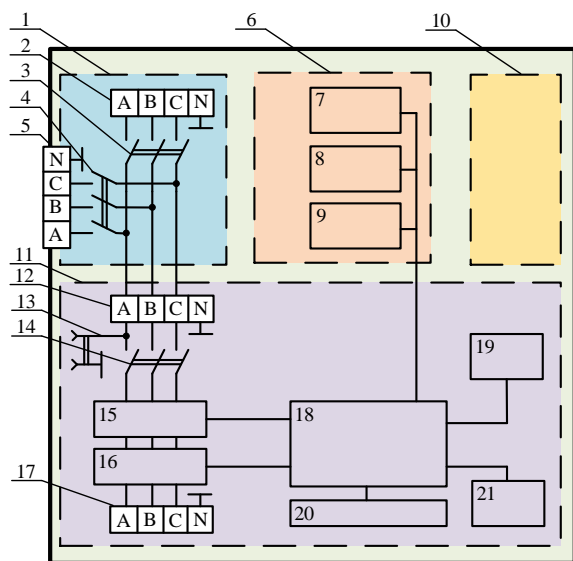
Основная часть фонда нефтедобывающих скважин, эксплуатируемых глубиннонасосным способом, оснащена морально и физически устаревшими станциями управления (СУ) без интеллектуальных функций. Такие СУ позволяют осуществлять прямой пуск электродвигателя насосной установки, отключения при перегрузках, коротких замыканиях, а также запуск с задержкой после восстановления электроснабжения [6]. При подключении электроконтактного манометра производится включение и отключение электропривода в зависимости от устьевого давления. Очевидно, что такой набор функций защиты и управления на сегодняшний день уже не способен обеспе-

чить эффективные и экономичные режимы эксплуатации нефтедобывающих скважин [7].

Поэтому актуальным становится вопрос создания доступных по стоимости современных ИСУ, обеспечивающих интеллектуальное управление режимами добычи эксплуатируемых механизированным способом скважин как автономно, так и по командам с диспетчерского пункта.

#### Станции управления скважинными насосами без интеллектуальных функций

Структура СУ без интеллектуальных функций, которыми оснащено подавляющее большинство нефтедобывающих скважин, на примере станции типа БМС приведена на рис. 1 [8].



**Рис. 1.** Структурная схема станции управления типа БМС: 1 – модуль для плановых ремонтов; 2 – вводное устройство; 3 – вводной выключатель; 4 – автомат; 5 – розетка 50 Гц 3×380 В; 6 – защитный технологический модуль; 7–9 – блоки функционального технологического контроля; 10 – модуль катодной защиты; 11 – отсек силового оборудования; 12 – вводное устройство отсека силового оборудования; 13 – розетка 220 В; 14 – автомат отсека силового оборудования; 15 – контрольный блок; 16 – устройство коммутационное бесконтактное; 17 – блок выводов; 18 – блок управления и индикации; 19 – реле времени; 20 – модуль контактов для дополнительных функций; 21 – счетчик времени работы электропривода насосной установки

**Fig. 1.** Structure of the control station type BMS: 1 – block of planned repair service; 2 – input device; 3 – switch; 4 – circuit breaker; 5 – connector 50 Hz 3×380 V; 6 – block of technological protection; 7–9 – modules of functional and technological control; 10 – block of cathodic protection; 11 – power unit; 12 – input device of power unit; 13 – 220 V socket; 14 – circuit breaker; 15 – control module; 16 – contactless switching device; 17 – output device; 18 – control and display module; 19 – delay module self-starting; 20 – terminal block for expanding the functions performed; 21 – counter of the operating time of the pumping unit

Станция состоит из следующих конструктивных элементов:

- силового блока;
- блока технологических защит;
- блока катодной защиты;
- блока плановой ремонтной службы.

Модуль плановых ремонтов содержит вводное устройство, вводной выключатель и автомат. Блок технологических защит обеспечивает останов электропривода насоса по сигналам с различных защитных датчиков. Блок катодной защиты замедляет процессы коррозии скважинной колонны. Отсек силового оборудования имеет в своем составе устройство ввода, розетку 220 В, автомат, модуль контроля, бесконтактное полупроводниковое коммутационное устройство, устройство вывода, модуль управления и индикации, модуль задержки самозапуска, блок зажимов для расширения выполняемых функций и счетчик времени работы станка-качалки.

Следует отметить, что хотя станция управления типа БМС и не имела микропроцессорного контроллера, но обеспечивала широкий диапазон функций защиты от аварийных режимов работы и являлась передовой для своего времени. Большинство находящихся в эксплуатации у нефтяников СУ имеет минимальный набор защитных функций [9].

#### Современные интеллектуальные станции управления

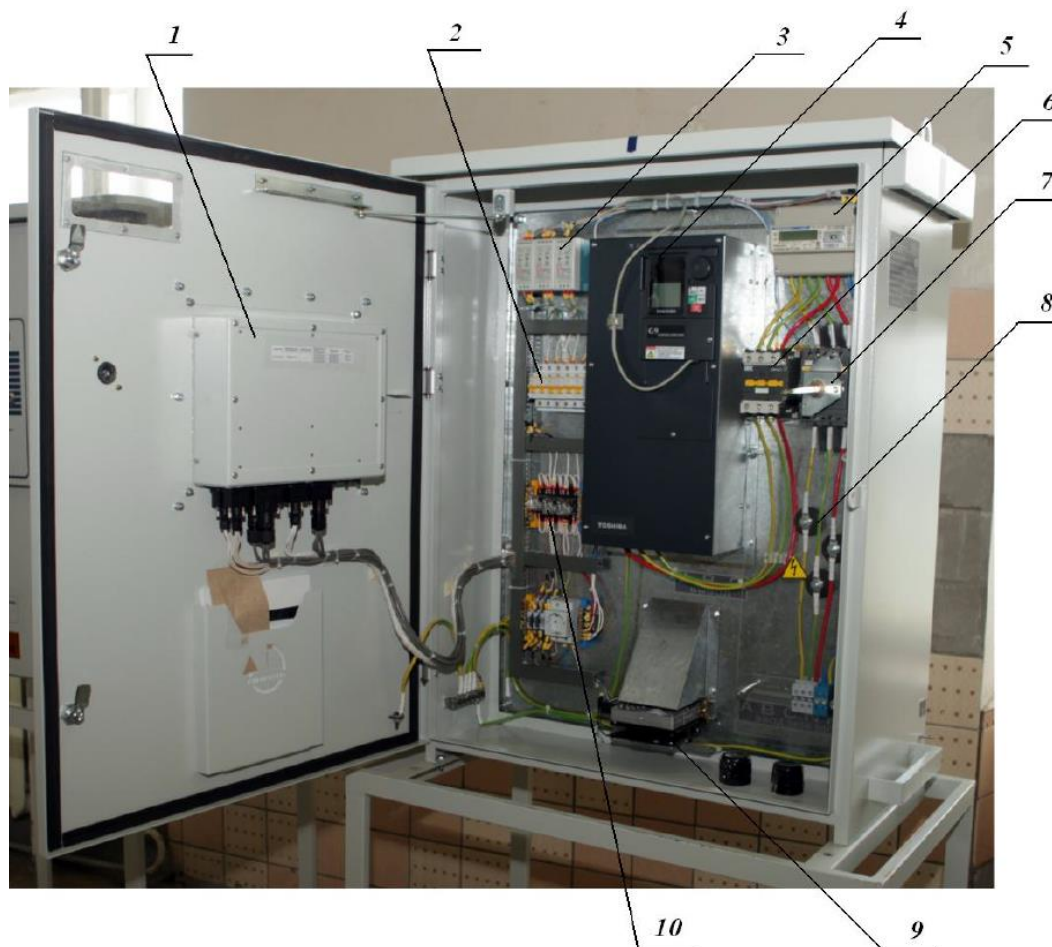
В связи с развитием микропроцессорной техники в более поздние СУ стали встраивать скважинные контроллеры, придавая им интеллектуальные функции. На рис. 2 приведена фотография ИСУ типа УСШН-01 производства компании ПАО «Пермская научно-производственная приборостроительная компания». Дополнительно ИСУ комплектуются модемами УКВ или сотовой связи для передачи технологической информации на диспетчерский пункт, а также приема команд.

Элементная база ИСУ и скважинного контроллера должна обеспечивать работу в широком диапазоне температур – от минус 40 до +50 °С, так как нефтепромыслы могут находиться в местах с очень суровым климатом [10]. Часто ИСУ оснащаются системами вентиляции для предотвращения перегрева элементов летом и системами электроподогрева для работы в зимних условиях [11, 12].

Контроллер ИСУ (рис. 3) выполнен на базе цифрового сигнального процессора (DSP) OMAPL137DZKBA3 фирмы Texas Instruments. В панели управления используется пленочная клавиатура с интегрированными кнопками и элементами индикации. Индикация режимов работы осуществляется с помощью светодиодов. Для считывания архивов используется USB-порт, для подключения датчиков и удаленного управления – порты RS-485, CAN и Ethernet. Для подключения мобильных устройств и беспроводных датчиков используются преобразователи интерфейсов Bluetooth и Wi-Fi.

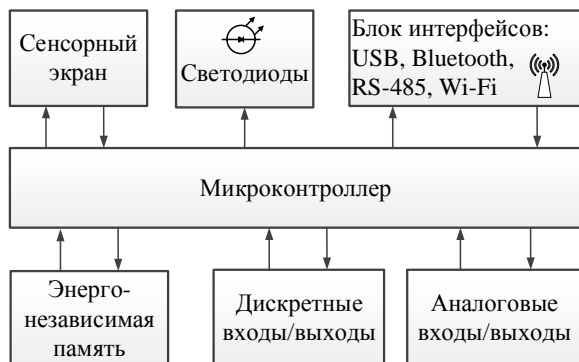
На плате внешних подключений ИСУ выведены следующие группы контактов:

- 16 аналоговых входов 4–20 мА или 0–10 В или HART для подключения датчиков;
- 6 дискретных входов;
- 5 входов для подключения датчиков температуры;
- 6 дискретных выходов;
- 6 дискретных выходов.



**Рис. 2.** Интеллектуальная станция управления электроприводом скважинного насоса типа УСШН-01: 1 – скважинный контроллер; 2 – автоматы защиты цепей управления; 3 – источники постоянного напряжения 12 и 24 В; 4 – частотный преобразователь; 5 – счетчик электроэнергии; 6 – контактор; 7 – силовой автоматический выключатель; 8 – ограничители перенапряжений; 9 – вентилятор системы обогрева; 10 – реле управления контактором, вентилятором, нагревателем

**Fig. 2.** Control station of electric drive type USShN-01: 1 – well controller; 2 – circuit breakers for control circuits; 3 – sources of constant voltage 12 and 24 V; 4 – frequency converter; 5 – electricity meter; 6 – contactor; 7 – power circuit breaker; 8 – surge arresters; 9 – fan heater; 10 – relay to control contactor, fan, heater



**Рис. 3.** Структурная схема скважинного контроллера станции управления типа УСШН-01

**Fig. 3.** Well controller block diagram of the USShN-01 control station

#### Реализуемые в современных интеллектуальных станциях управления алгоритмы управления установками скважинных насосов

Эффективность работы и стоимость современных систем управления в большей степени определяются разработанными и заложенными алгоритмами, чем используемыми компонентами и конструкторскими решениями [13, 14]. Поэтому заложенные в скважинный контроллер алгоритмы являются одним из важнейших элементов, определяющих эксплуатационные характеристики ИСУ.

В современных ИСУ реализуются, как правило, следующие режимы работы [15]:

- 1) обеспечение определенного уровня заполнения насоса;
- 2) обеспечение максимального количества добываемой из скважины нефти;

- 3) обеспечение минимального значения удельного расхода электроэнергии на тонну добываемой жидкости;
- 4) вывод скважины на режим;
- 5) подбор закона перемещения колонны, обеспечивающего минимальные нагрузки на штанги.

Для управления скважинной насосной установкой используется информация с технологических датчиков: датчиков динамометрирования, ваттметрирования, устьевого и затрубного давлений, температуры, расхода, уровня и других. Ряд современных ИСУ, например VLT SALT фирмы Danfoss, позволяет управлять электроприводом скважинного насоса без подключенных технологических датчиков, осуществляя «бездатчиковое» управление. Управление производится по информации, полученной путем измерения мгновенных значений тока и напряжения внутри самой ИСУ [16–18].

Нужно отметить, что нефтяникам нравятся «бездатчиковые» системы, так как для них каждый дополнительно установленный датчик – это оборудование, требующее технического обслуживания и ремонтов.

Современная ИСУ должна иметь возможность функционировать как в составе систем с различным набором технологических датчиков, так и в «бездатчиковом» режиме.

Сокращение расхода потребляемой электроэнергии на добычу нефти является одной из наиболее актуальных задач [19, 20].

Рассмотрим более подробно способ реализации алгоритма управления, обеспечивающего минимальный удельный расход электроэнергии на единицу продукции.

Алгоритм работы контроллера ИСУ следующий. После включения питания производится загрузка данных о скважине и об установленном нефтедобывающем оборудовании, наземном и погружном, значение нормативного удельного расхода электроэнергии установки ШГН. Далее производится опрос датчиков технологических параметров, датчиков динамометрирования и ваттметрирования. Если сигналы с датчиков показывают аварийный режим работы установки, то производится подача команды на останов электропривода. Аварийными режимами работы являются обрыв штанг, обрыв клиноременной передачи, отсутствие давления на устье, срыв подачи и другие.

В случае поступления команды с диспетчерского пункта производится ее выполнение. Далее производится расчет удельного расхода электроэнергии  $w_{уд}$ . Если удельный расход электроэнергии превышает нормативное для данной скважины значение  $w_{уд}^{норм}$ , то производится корректировка режима эксплуатации.

Как уже отмечалось выше, оптимизация режима работы скважинной насосной установки может иметь различные целевые функции. Обеспечение минимального удельного расхода электроэнергии на добычу скважинной продукции:

$$w_{уд} = f(N, S, f_{н.п}, ...) \rightarrow \min,$$

где  $w_{уд}$  – удельное потребление электроэнергии на добычу скважинной продукции, кВт·ч/м<sup>3</sup> или кВт·ч/т;  $N$  – частота качаний балансира, с<sup>-1</sup>;  $S$  – длина хода штока, м;  $f_{н.п}$  – частота напряжения питания, Гц.

Другая целевая функция заключается в достижении максимального дебита скважины:

$$Q_{ж} = f(N, S, f_{н.п}, ...) \rightarrow \max,$$

где  $Q_{ж}$  – объем добытой скважинной жидкости, м<sup>3</sup> или т.

Также целевой функцией может быть поддержание заданного значения коэффициента заполнения насоса:

$$k_{з\text{АП}} \rightarrow k_{з\text{АП}}^{\text{З\text{АД}}},$$

где  $k_{з\text{АП}}$  – коэффициент заполнения насоса;  $k_{з\text{АП}}^{\text{З\text{АД}}}$  – заданный коэффициент заполнения насоса.

Еще одна целевая функция при управлении установкой ШГН – минимизация износа нефтедобывающего оборудования:

$$I_{з.н.о} = f(N, S, f_{н.п}, ...) \rightarrow \min,$$

где  $I_{з.н.о}$  – износ нефтедобывающего оборудования.

На практике в большинстве случаев требуется обеспечить такой режим эксплуатации скважины, при котором износ нефтедобывающего оборудования будет минимальным, значение удельного расхода электроэнергии не превысит допустимого значения, а дебит скважины не опустится ниже установленного предела.

В работе [21] приводится следующее выражение, описывающее зависимость удельного расхода электроэнергии установки ШГН от технологических параметров:

$$w_{уд} = \frac{N}{\eta_n} \left[ K_1 + \frac{1,26 \sqrt{\left(\frac{S_{пл}}{S}\right)^2 + 0,28 \left(1 + 3,6 \cdot 10^{-4} \frac{SN^2}{D_{пл}^3}\right)^2} F_{ж} S}{9,8} \right] \times \frac{9 \cdot 10^5 \cdot \eta_3 \cdot S_{пл} \cdot N \cdot \pi \cdot D_{пл}^2}{\eta_3 + (1 - \eta_3) K_{\phi}} \times \left(1 + \frac{\Delta}{100}\right), \quad (1)$$

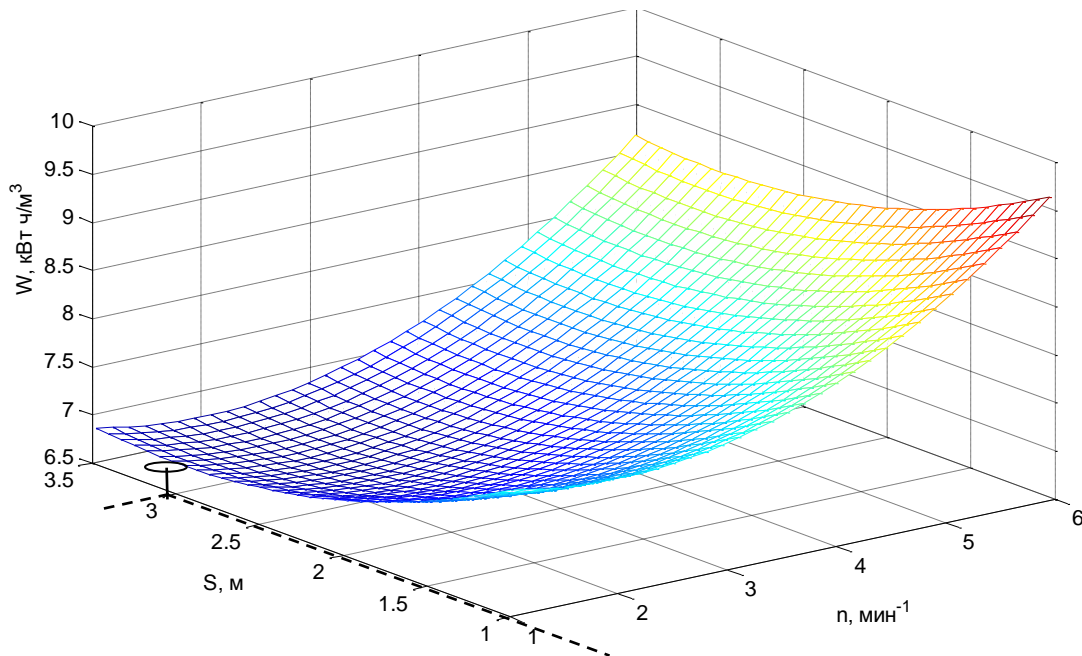
где  $S_{пл}$  и  $S$  – ход плунжера и штока, м;  $N$  – частота качаний балансира, с<sup>-1</sup>;  $D_{пл}$  – диаметр плунжера, м;  $\eta_n$  и  $\eta_3$  – КПД передачи от вала двигателя к валу кривошипа и КПД, соответствующий эквивалентной мощности;  $F_{ж}$  – гидростатическая нагрузка на плунжер, Н;  $K_{\phi}$  – коэффициент формы ваттметрограммы;  $K_1$  – коэффициент, характеризующий тип станка-качалки;  $\Delta$  % – дополнительные удельные потери электроэнергии от несбалансированности установки ШГН, %.

Выражение (1) получено на основе известной формулы Б.М. Плюща и В.О. Саркисяна для определения эффективной механической мощности, потребляемой установкой ШГН от электродвигателя. В выражение добавлены параметры, определяемые по динамограммам и ваттметрограммам (коэффициент по-

дачи, длины хода штока и плунжера, коэффициент формы и другие), а само значение эффективной механической мощности соотносится с объемом добытой жидкости, определяемым также по динамограммам.

На рис. 4 показана зависимость удельного расхода электроэнергии от частоты качаний и длины хода

установки ШГН. Видно, что наиболее экономичными являются режимы с максимальной длиной хода штока и низкой частотой качаний. В данном случае наименьший удельный расход электроэнергии  $6,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$  обеспечивается при длине хода штока  $3,5 \text{ м}$  и частоте качаний  $1,6 \text{ мин}^{-1}$ .



**Рис. 4.** Функция удельного энергопотребления установки штангового глубинного насоса реальной скважины с двумя входными параметрами – длиной хода и частотой качаний

**Fig. 4.** Function of specific energy consumption of a sucker rod pumping unit of a real well with two input parameters – stroke length and swing frequency

Испытания разработанной ИСУ типа УСШН-01 проводились на скважинах Лазуковского и Русаковского месторождений Пермского края. Контроллером интеллектуальной станции управления были скорректированы режимы эксплуатации скважин, в результате чего удельный расход электроэнергии на добычу скважинной жидкости снизился, а дебит увеличился.

Так, на двух скважинах Лазуковского месторождения было зафиксировано снижение удельного расхода электроэнергии с  $52,8$  до  $33,1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$  и с  $8,9$  до  $6,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$  скважинной жидкости (соответственно на  $37$  и  $24$  %). Средний дебит на одной скважине практически не изменился –  $2,35 \text{ м}^3/\text{сут}$ . На другой скважине дебит увеличился с  $16,8$  до  $18,2 \text{ м}^3/\text{сут}$  (вырос на  $9$  %).

На Русаковском месторождении интеллектуальная станция управления испытывалась на двух скважинах в «бездатчиковом» режиме, технологические параметры определялись косвенным способом на основе анализа мгновенных значений потребляемой мощности. На одной из скважин удельный расход электроэнергии снизился с  $50,2$  до  $21,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$  (на  $57$  %), дебит увеличился с  $3,2$  до  $3,8 \text{ м}^3/\text{сут}$  (на  $18$  %). На второй скважине дебит вырос на  $70$  % – с  $1,2$  до  $2,1 \text{ м}^3$ , удельный расход электроэнергии при этом незначительно увеличился – с  $32,9$  до  $35,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$  (на  $7,3$  %). Однако на фоне увеличения дебита такой режим эксплуатации скважины оказывается более выгодным.

#### Выводы

Таким образом можно сделать следующие выводы:

1. Обеспечить эффективную эксплуатацию нефтедобывающих скважин в настоящее время можно только с использованием интеллектуальных станций управления, которые осуществляют комплексную оптимизацию режимов работы по нескольким параметрам. Это делает актуальным вопрос создания доступных по стоимости современных интеллектуальных станций управления, обеспечивающих интеллектуальное управление режимами добычи эксплуатируемых механизированным способом скважин, как автономно, так и по командам с диспетчерского пункта.
2. Современная интеллектуальная станция управления скважинным насосом для добычи нефти должна обеспечивать выполнение функций измерения и анализа динамограмм и ваттметрограмм, оптимизации режима работы электропривода по нескольким параметрам, дистанционного управления установкой.
3. Интеллектуальная станция управления осуществляет функции диагностики нефтедобывающего оборудования в реальном времени: дефекты погружного оборудования определяются на основе анализа динамограмм, а дефекты наземного оборудования – на основе анализа ваттметрограмм.

4. Внедрение интеллектуальных станций управления позволяет получить положительный эффект даже на скважинах месторождений, находящихся на

поздних стадиях эксплуатации, обеспечивая прирост дебита на 10...70 % и снижение удельных затрат электроэнергии на 20...40 %.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Metrological support of an automated control system for a rocking machine / V.S. Tynchenko, V.V. Bukhtoyarov, V.V. Tynchenko, A.V. Milov, K.A. Bashmur, V.V. Kukartsev // Journal of Physics: Conference Series, IOP Publishing. – 2019. – V. 1384. – № 1. – P. 012061.
2. Tagirova K.F., Ramazanov A.R., Nikonov A.V. Storage subsystem for intelligent oil wells control system // The Proceedings of the International Conference Information Technology and Nanotechnology. Session Data Science. – Samara, Russia, 2018. – P. 255–261.
3. Яшин А.Н., Хакимьянов М.И. Уравновешенность установок скважинных штанговых насосов на основе анализа ваттметрограмм // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 8. – С. 37–44.
4. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection / X. Dong, H. Liu, Z. Chen, K. Wu, N. Lu, Q. Zhang // Applied energy. – 2019. – V. 239. – P. 1190–1211.
5. Ado M.R., Greaves M., Rigby S.P. Effect of pre-ignition heating cycle method, air injection flux, and reservoir viscosity on the THAI heavy oil recovery process // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 166. – P. 94–103.
6. Анализ развития электроприводов для станков-качалок нефти по результатам патентного поиска / И.В. Ившин, А.Р. Сафин, Р.Р. Гибадуллин, Т.И. Петров, А.Н. Цветков, М.Ф. Низамиев, В.Ю. Корнилов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2019. – Т. 21. – № 5. – С. 3–13.
7. Хакимьянов М.И., Хусаинов Ф.Ф., Шафиков И.Н. Проблемы повышения энергетических характеристик электроприводов скважинных штанговых насосов // Электротехнические системы и комплексы. – 2017. – № 2 (35). – С. 35–40.
8. Чаронов В.Я. Автоматизация работы основного оборудования и проблемы энергосбережения на объектах нефтегазодобычи. – Альметьевск: Татнефть, 1998. – С. 89–102.
9. Nafikov T. Telemetry data of oilfield facilities analysis for the purpose of monitoring and decision-making support at its operation // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas, Texas, USA, 2018.
10. Зюзев А.М., Бубнов М.В., Мудров М.В. Симулятор электропривода штанговой глубинной насосной установки // Пром-Инжиниринг. Труды II международной научно-технической конференции. – Челябинск: Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет), 2016. – С. 347–350.
11. Пачин М.Г., Хакимьянов М.И. Интеллектуальные решения для нефтедобычи – станции управления штанговыми насосами ОАО «ПНППК» // Бурение и нефть. – 2014. – № 9. – С. 58–62.
12. Станция управления электроприводом погружного насоса: пат. Рос. Федерация, № 64275, заявл. 04.09.2006; опубл. 27.06.2007, Бюл. № 18. – 46 с.
13. Energy saving by reducing motor rating of sucker-rod pump systems / W. Li, V. Vaziri, S.S. Aphale, S. Dong, M. Wiercigroch // Energy. – 2021. – V. 228. – P. 120618.
14. Motor's expense repaid in savings / P. Ali-Zade, K. Buruncuk, K. Radjabli, H. Mamadov // IEEE Industry Applications Magazine. – 2006. – V. 12. – № 6. – P. 21–28.
15. Sadov V.B., Plotnikova N.V. Main functions of control system of the installation with the drive sucker rod pump // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – Chelyabinsk, Russia: IEEE, 2016. – P. 1–4.
16. Shishlyannikov D., Lavrenko S. Pilot test results for promising drives of sucker-rod pumping units // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – St. Petersburg, Russia: IEEE, 2017. – P. 1–4.
17. Касем С.А., Андреев Н.К., Ахметгарьев Р.Т. Прямое управление моментом в асинхронном электроприводе ШГНУ // Автоматизированный электропривод и промышленная электроника. – 2016. – № 7. – С. 26–31.
18. Solodkiy E.M., Kazantsev V.P., Dadenkov D.A. Improving the energy efficiency of the sucker-rod pump via its optimal counterbalancing // 2019 International Russian Automation Conference (RusAutoCon). – Sochi, Russia: IEEE, 2019. – P. 1–5.
19. Production increases at PDVSA using an improved SRP control / R.G. Peterson, T. Smigura, C.A. Brunings, W.A. Quijada Salazar, A.J. Gomez // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, USA, 2006.
20. Wu J., Wu J.X. An SRP-based energy-efficient scheduling algorithm for dependent real-time tasks // International Journal of Embedded Systems 2. – 2014. – V. 6. – № 4. – P. 335–350.
21. Хакимьянов М.И. Повышение энергоэффективности и оптимизация режимов работы электроприводов в нефтедобывающей промышленности: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2019. – 32 с.

Поступила 02.03.2022 г.

#### Информация об авторах

**Пачин М.Г.**, руководитель направления ООО ПНППК-Квантек.

**Яшин А.Н.**, аспирант кафедры электротехники и электрооборудования предприятий Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Бодылев А.С.**, аспирант кафедры электротехники и электрооборудования предприятий Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Хакимьянов М.И.**, доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой электротехники и электрооборудования предприятий Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 681.518.5

## DEVELOPMENT OF AN INTELLIGENT CONTROL STATION FOR ROD PUMPS

**Maxim G. Pachin<sup>1</sup>,**  
pachin\_m@quantek.ru

**Anton N. Yashin<sup>2</sup>,**  
yashin.anton.2012@mail.ru

**Andrey S. Bodylev<sup>2</sup>,**  
andreybodylev@gmail.com

**Marat I. Khakimyanov<sup>2</sup>,**  
hakimyanovmi@gmail.com

<sup>1</sup> LLC PNPPK-Kvantek,  
106, 25 Oktyabrya street, Perm, 614007, Russia.

<sup>2</sup> Ufa State Petroleum Technological University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

**The relevance.** One of the main methods of oil artificial lift is the use of sucker rod pumping units, which appeared more than 100 years ago and are still widely used. However, a number of problems arise during oil production with sucker rod pumps: increased power consumption, low values of efficiency and power factor of the induction electric motor, malfunctions of downhole and surface equipment. Diagnostics of malfunctions and control of the operation of downhole pumping units are difficult due to the large number of wells and their dispersion over vast areas. The introduction of intelligent control stations for borehole pump units allows diagnostics and control automatically with transmission of the results to the control room. The use of wattmetering and dynamometering systems allows timely identification of developing defects in oil production equipment, the downhole controller adjusts the operating mode in order to ensure the required well flow rate with minimal power consumption.

**The main aim** of the research is to investigate the functions of modern intelligent borehole pump control stations for oil production; formulate the basic requirements for intelligent control stations, for downhole controllers; define the main functions in the field of analysis of dynamometer cards and watt-meter cards of sucker rod pump units.

**Objects:** oil production wells, control stations for downhole sucker rod pumping units, well controllers, control algorithms.

**Methods:** multiobjective optimization methods, mathematical methods for the analysis of wattmeter cards and dynamometer cards, the theory of automatic control.

**Results.** A downhole controller, an intelligent control station, and an algorithm for controlling the electric drive of a downhole pumping unit have been developed. The control station has the functions of measuring and analyzing dynamometer cards and wattmeter cards, diagnostics of the state of oil production equipment, and allows optimization of well operation modes by several parameters.

**Key words:**

Oil well, sucker rod pump unit, intelligent control station, multi-criteria optimization, well controller, specific power consumption.

## REFERENCES

1. Tynchenko V.S., Bukhtoyarov V.V., Tynchenko V.V., Milov A.V., Bashmur K.A., Kukartsev V.V. Metrological support of an automated control system for a rocking machine. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019, vol. 1384, no. 1, pp. 012061.
2. Tagirova K.F., Ramazanov A.R., Nikonov A.V. Storage subsystem for intelligent oil wells control system. *The Proceedings of the International Conference Information Technology and Nanotechnology*. Session Data Science. Samara, Russia, 2018. pp. 255–261.
3. Yashin A.N., Khakimyanov M.I. Balance of sucker rod pump units based on analysis of wattmetrograms. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 8, pp. 36–44. In Rus.
4. Dong X., Liu H., Chen Z., Wu K., Lu N., Zhang Q. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection. *Applied energy*, 2019, vol. 239, pp. 1190–1211.
5. Ado M.R., Greaves M., Rigby S.P. Effect of pre-ignition heating cycle method, air injection flux, and reservoir viscosity on the THAI heavy oil recovery process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 166, pp. 94–103.
6. Ivshin I.V., Safin A.R., Gibadullin R.R., Petrov T.I., Tsvetkov A.N., Nizamiyev M.F., Kornilov V.Yu. Analysis of the development of electric drives for oil rocking machines by the results of patent search. *Power engineering: research, equipment, technology*, 2019, vol. 21, no. 5, pp. 3–13. In Rus.
7. Khakimyanov M.I., Khusainov F.F., Shafikov I.N. Problems of improving the energy characteristics of downhole sucker rod pump electric drives. In Rus. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы*, 2017, no. 2 (35), pp. 35–40. Available at; [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2017-2\(35\)-35-40](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2017-2(35)-35-40) (accessed 15 November 2021).
8. Charonov V.Ya. *Avtomatizatsiya raboty osnovnogo oborudovaniya i problemy energosberezheniya na obyektakh neftegazodobychi* [Automation of main equipment operation and energy saving problems at oil and gas production facilities]. Almet'yevsk, Tatneft Publ., 1998. pp. 89–102.
9. Nafikov T. Telemetry data of oilfield facilities analysis for the purpose of monitoring and decision-making support at its operation. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas, USA, 2018.
10. Zyuzev A.M., Bubnov M.V., Mudrov M.V. Simulyator elektroprivoda shtangovoy glubinnoy nasosnoy ustanovki [Simulator of the electric drive of a sucker-rod pumping installation]. *Prom-Inzhiniring. Trudy II Mezhdunarodnoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii* [Prom-Engineering. Proc. of the II international scientific and technical conference]. Chelyabinsk, South Ural State University (National Research University) Publ., 2016. pp. 347–350.
11. Pachin M.G., Khakimyanov M.I. Intektualnye resheniya dlya neftedobychi – stantsii upravleniya shtangovymi nasosami OAO «PNPPK» [Intelligent oil production solutions well pump VFD units designed by PNPPK OJSC]. *Burenie i nef't*, 2014, no. 9, pp. 58–62.

12. Ginzburg M.Ya., Shafirkin E.B., Lisov N.V., Khrunin S.V., Masalov Yu.P., Usachev O.I., Frolov A.A., Danilova S.V., Khait A.A. *Stantsiya upravleniya elektroprivodom pogruzhnogo nasosa* [Submersible pump electric drive control station]. Patent RF, no. 64275, 2007.
13. Li W., Vaziri V., Aphale S.S., Dong S., Wiercigroch M. Energy saving by reducing motor rating of sucker-rod pump systems. *Energy*, 2021, vol. 228, pp. 120618.
14. Ali-Zade P., Buruncuk K., Radjabli K., Mamadov H. Motor's expense repaid in savings. *IEEE Industry Applications Magazine*, 2006, vol. 12, no. 6, pp. 21–28.
15. Sadv V.B., Plotnikova N.V. Main functions of control system of the installation with the drive sucker rod pump. *2016 2<sup>nd</sup> International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*. Chelyabinsk, Russia IEEE, 2016. pp. 1–4.
16. Shishlyannikov D., Lavrenko S. Pilot test results for promising drives of sucker-rod pumping units. *2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*. St. Petersburg, Russia IEEE, 2017. pp. 1–4.
17. Kassem S.A., Andreyev N.K., Akhmetgaryayev R.T. Direct torque control in an SRP unit induction electric drive. *Automated electric drive and industrial electronics*, 2016, no. 7, pp. 26–31. In Rus.
18. Solodkiy E.M., Kazantsev V.P., Dadenkov D.A. Improving the energy efficiency of the sucker-rod pump via its optimal counterbalancing. *2019 International Russian Automation Conference (RusAutoCon)*. Sochi, Russia, IEEE, 2019. pp. 1–5.
19. Peterson R.G., Smigura T., Brunings C.A., Quijada Salazar W.A., Gomez A.J. Production increases at PDVSA using an improved SRP control. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA, 2006.
20. Wu J., Wu J.X. An SRP-based energy-efficient scheduling algorithm for dependent real-time tasks. *International Journal of Embedded Systems* 2, 2014, vol. 6, no. 4, pp. 335–350.
21. Khakimyanov M.I. *Povyshenie energoeffektivnosti i optimizatsiya rezhimov raboty elektroprivodov v nefteobryvayushchey promyshlennosti*. Avtoreferat Dis. Dokt. nauk [Improving energy efficiency and optimizing the operating modes of electric drives in the oil industry. Dr. Diss. Abstract]. Ufa, 2019. 32 p.

Received: 2 March 2022.

#### Information about the authors

**Maxim G. Pachin**, head of the direction, LLC PNPPK-Kvantek.

**Anton N. Yashin**, postgraduate student, Ufa State Petroleum Technological University.

**Andrey S. Bodylev**, postgraduate student, Ufa State Petroleum Technological University.

**Marat I. Khakimyanov**, Dr. Sc., associate professor, head of the department, Ufa State Petroleum Technological University.