

## АНАЛИЗ РАБОТЫ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА

© Ю. Х. Юлаева<sup>1\*</sup>, Э. Ф. Каюмов<sup>2</sup><sup>1</sup>Башкирский государственный университет  
Россия, Республика Башкортостан, 450076 г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32.<sup>2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет  
Россия, Республика Башкортостан, 450062 г. Уфа, ул. Космонавтов 1.

\*Email: yulayeva@mail.ru

Рассматривается система контроля штангового глубинного насоса, усовершенствованная за счет внедрения разработанного программного обеспечения, позволяющего собирать параметры с контроллеров на одном рабочем месте в режиме реального времени.

**Ключевые слова:** нефтяные месторождения, глубинный насос, контроллеры, программное обеспечение.

**Введение**

При разработке нефтяных месторождений основным средством извлечения нефти из пласта является штанговый глубинный насос (рис. 1), который приводится в действие электромеханическим приводом. Расположение штангового глубинного насоса (ШГН) на месторождении определяется технологией его разработки.

На сегодняшний день основной технологией при сооружении скважин является кустовое бурение, то есть все скважины сооружаются на участке небольшой площади. Это характерно для месторождений северо-Урала и западной Сибири [4].

Однако наряду с этим сегодня эксплуатируется достаточно много месторождений, скважины которых сооружались по контурно сеточной схеме. Такой способ разработки характерен для месторождений, которые начинали разрабатываться давно, и этот способ предполагает большие расстояния между соседними скважинами. Все это затрудняет телеметрический контроль параметров работы штангового и глубинного насоса и станка качалки – то есть нецелесообразно либо невозможно протягивать кабель связи от отдельной скважины к центральному диспетчерскому пункту [5–11].

Поэтому контроль параметров работы ШГН и привода осуществляется в порядке технического обслуживания дежурными бригадами [12–15]. Из всех

средств автоматизации обязательным для любого станка качалки является счетчики электрической энергии и ваттметры [16–21].

**Метод расчета, результаты и их обсуждение**

Анализируя характер потребления электрической мощности, можно выявлять режим работы ШГН и привода, отличающихся от нормальных значений. Ваттметрическая характеристика электропривода имеет вид, представленный на рис. 2.

Анализируя отдельные фрагменты характеристики можно сделать вывод, например, о перекосе штока насоса, о деформации коромысла станка качалки, в разбалансировке маховика электропривода и так далее. Современные ваттметры входящие в блок контрольной мощности, например БКМ-01, имеют последовательный коммуникационный интерфейс поддерживающий один или несколько стандартных протоколов промышленных сетей, наиболее распространенными из которых является протокол ModBus регламентирующий:

- обеспечение связи с внешним устройством через стандартный физический интерфейс на базе выбранного шинного протокола;
- тестирование обмена с внешним устройством;
- передача команд и чтение данных в формате внешнего устройства декодирование принятых данных и приведение к шкале единиц физических величин;

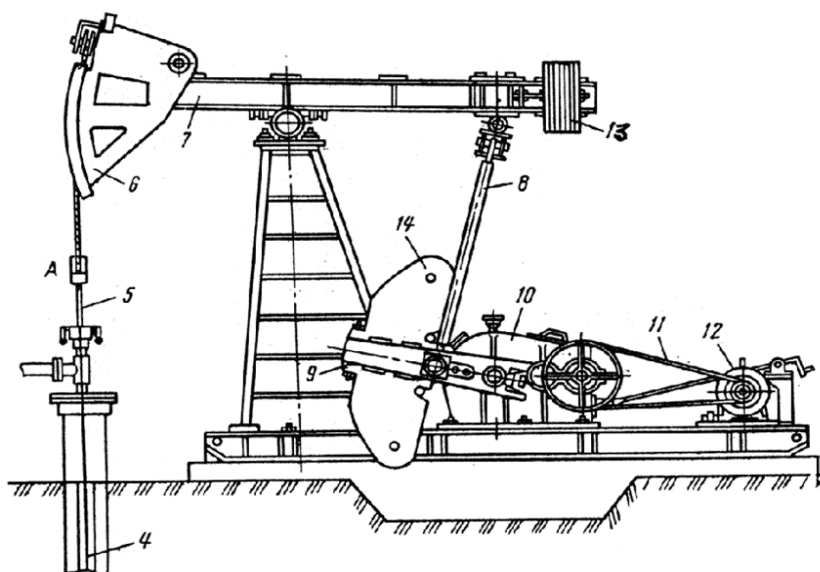


Рис. 1. Установка штангового глубинного насоса [1–3].

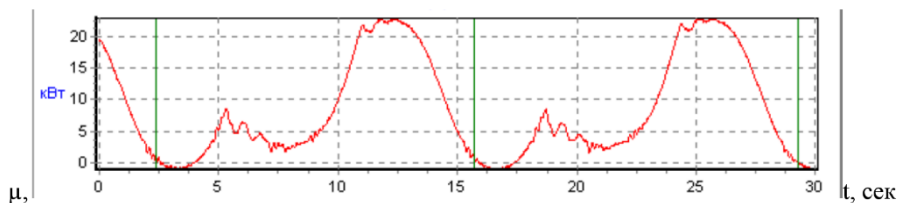


Рис. 2. Ваттметр.

- отображение декодированных данных.

Функциональная схема контроля потребляемой мощности приведена на рис. 3.

Таким образом, для решения задач контроля мощности потребляемой электроприводом ШГН необходимо разработать приложение соответствующее указанному протоколу. Проведенный ниже анализ будет определять требования к разработке и функциональность разрабатываемого приложения.

Функционально разрабатываемое приложение состоит из следующих блоков:

- настройки связи с вычислительными устрой-

ствами (ВУ). Блок настройки связи предназначен для выбора и настройки коммуникационного интерфейса (поддерживается интерфейс RS-485 на базе последовательного порта и стандартного сетевого интерфейса LAN), для выбора и настройки параметров обмена с применением протокола ModBus, а так же для тестового обмена данными с внешним устройством (рис. 4);

- обмена данными с ВУ и отображения. Блок обмена данными предполагает организацию потоковой передачи байтовых слов в формате ModBus через заданный интервал времени с последующей проверкой

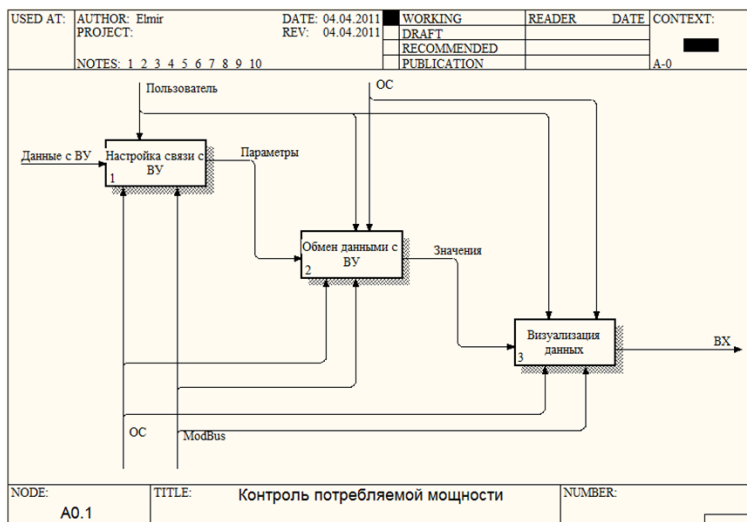


Рис. 3. Функциональная схема контроля потребляемой мощности.

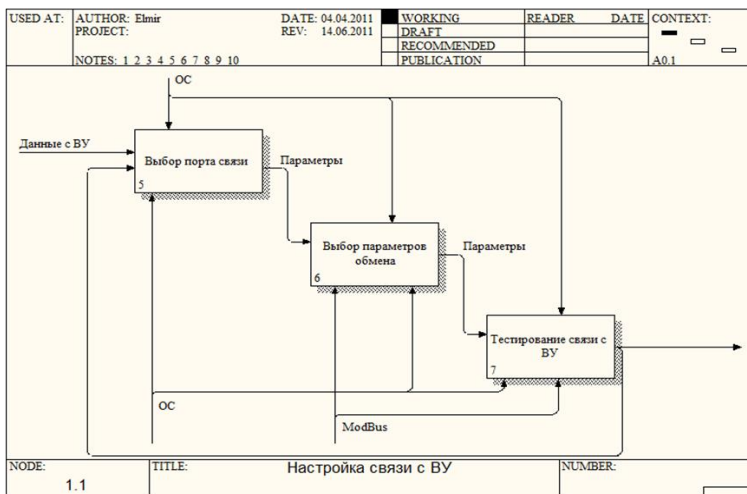


Рис. 4. Настройка связи с ВУ.

на корректность принятых данных путем проверки контрольной суммы (рис. 5);

– визуализация данных. Блок визуализации обеспечивает декодирование принятого блока данных, определение разрешающей способности относительно предела измерения ваттметра, определение мгновенного значения потребляемой мощности и его нанесения на график ваттметрической характеристики (рис. 6).

**Выводы**

В результате внедрения разработанного программного обеспечения, позволяющего собирать параметры с контроллеров на одном рабочем месте в режиме реального времени, удалось усовершенствовать систему контроля штангового глубинного насоса.

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов. М, Недра, 2007, 509 с. Издание третье. Попов А. Н., Спивак А. И., Агзамов Ф. А. и др.
2. Комлева С. Ф., Измухамбетов Б. С. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей. Учебник с грифом УМО НГО, под редакцией Агзамова Ф. А. Изд. Монография, Уфа, 2008. 188 с.
3. Овчинников В. П., Аксенова Н. А., Агзамов Ф. А. Заканчи-

- вание скважин Учебное пособие с Грифом УМО, Тюмень. Изд. ВекторБук, 2010, 438 с.
4. Бронзов А. С., Кустовое строительство скважин на нефтяных и газовых промыслах. М., 1992. С. 53–56.
5. Калинин А. Г., Искривление скважин. М., 1994. С. 154–158.
6. Разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами /Под ред. Р. С. Пермякова. М., 2008. С. 68–73.
7. Valitov R. A. The Development of the Oil and Gas Production Complex in the Far East of Russia Potentiality / 7th Annual Event "Sakhalin Oil and Gas". London, 2003.
8. Валитов Р. А., Исмаков Р. А. Безопасность бурения горизонтальных скважин при разработке шельфовых месторождений углеводородов // Геология и проблемы разработки месторождений углеводородов. Уфа: УГНТУ, 2001. С. 42–43.
9. Эйгелес Р. М., Стрекалова Р. В. Расчет и оптимизация процессов бурения скважин. М.: Недра, 2007. 200 с.
10. Исмаков Р. А., Попов А. Н., Валитов Р. А. Обоснование прочностных расчетов стенок наклонной скважины // Нефтегазовое дело. Уфа: УГНТУ, 2003. №1. С. 105–109.
11. Исмаков Р. А. Совершенствование геомеханического и триботехнического обеспечения работы системы «скважина – скважинная жидкость – инструмент»: дис. д-ра техн. наук : 25.00.15, 05.02.13 Уфа, 2006 320 с.
12. Ways of improvement of rotary bits for oil and gas wells drilling/R.Ismakov, A. Popov// Intellectual Service for oil and gas in-

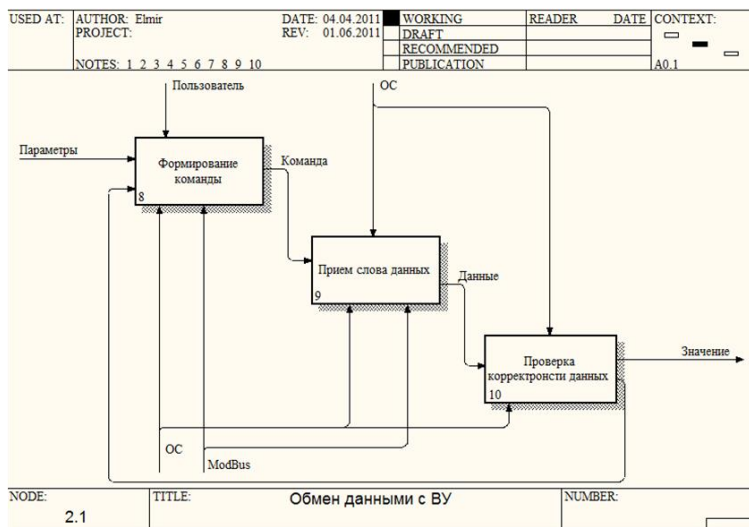


Рис. 5. Обмен данными с ВУ.

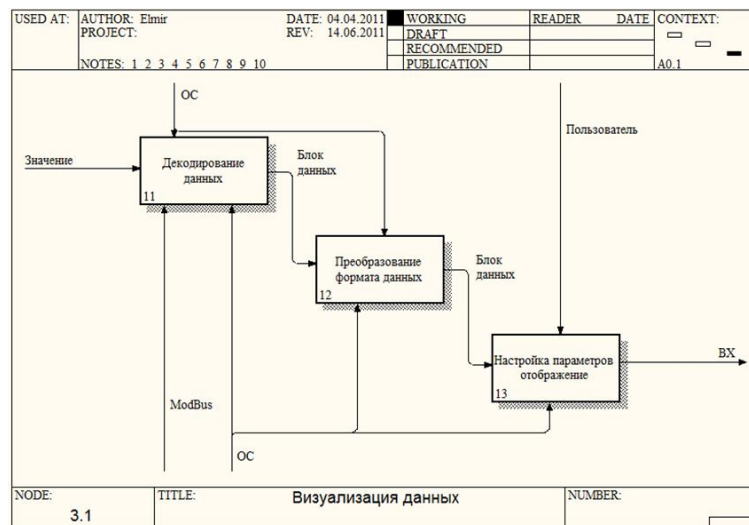


Рис. 6. Визуализация данных.

- dustry. USPTU, 2000. Miskolc University, 2000. С. 66–75.
13. Освоение нефтяных месторождений в геологических и природно-климатических условиях северо-востока Башкортостана / Н. Ш. Хайретдинов, Р. Л. Исмаков // Изв. вузов. Горный журнал. Уральское горное обозрение. 1997. №5–6. С. 82–84.
  14. Обоснование прочностных расчетов стенок наклонной скважины / Р. А. Исмаков, А. Н. Попов, Р. А. Валитов // Нефтегазовое дело: научно-технический журнал. Уфа, 2003. №1. С. 105–110.
  15. Обобщенные характеристики напряженного состояния горных пород стенки наклонной скважины / Р. А. Исмаков, А. Н. Попов // Изв. вузов. Нефть и газ. 2003. №5. С. 18–23.
  16. Калмыков О. Состояние и перспективы производства станков-качалок и скважинных штанговых насосов // Конъюнктура рынка нефтегазового оборудования. 2007. №9. С. 11–13.
  17. Автоматизация и автоматизированное управление объектов нефтегазодобывающего производства ОАО «Башнефть». Типовые проектные решения. Уфа: Изд-во ОАО «АПК «Башнефть», 2002. – 102 с.
  18. Автоматизированная система управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Основные положения. М.: Изд-во ОАО «Лукойл», 1998. 20 с.
  19. Руководство по эксплуатации скважин установками скважинных штанговых насосов в ОАО «Татнефть». Альметьевск: Изд-во ОАО «Татнефть». 229 с.
  20. Watson, et al., Reciprocating pump control system, Pat. USA №6890156, pr. 10.05.2005.
  21. Barnes, et al., Integrated control system for beam pump systems, Pat. USA №7219723, pr. 22.05.2007.

*Поступила в редакцию 19.03.2015 г.*

## ANALYSIS OF WORK OF SUCKER ROD PUMP

© Yu. Kh. Yulaeva<sup>1\*</sup>, E. F. Kayumov<sup>2</sup><sup>1</sup>Bashkir State University

32 Zaki Validi St., 450076 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia.

<sup>2</sup>Ufa State Petroleum Technological University

1 Kosmonavtov St., 450062 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia.

\*Email: yulayeva@mail.ru

In the article, the monitoring system of sucker rod deep pumps improved at the expense of introduction of the developed software that allows collecting of parameters from controllers on one workplace in a real time mode is considered. In developing of the oil fields, the primary means of extracting oil from the reservoir is a sucker rod pump, which is driven by an electromechanical drive. To date, the core technology in the construction of wells is a cluster drilling and all wells are constructed on the site of a small area. This is typical for reservoirs of the northern Urals and Western Siberia. However, there are lot of fields, which wells have been built on the contour of the grid pattern. This way of development is typical for the fields that have been being developed for a long time, and this method involves long distances between wells. All this complicates the remote control parameters of the rod pump and deep pumping unit – that is impractical or impossible to extend the communication cable from a single well to a central control room. Therefore, the control parameters of the SRP and drive according to the procedure of maintenance crews on duty. Of all the means of automation required for any pumping unit is electric power meters and power meters. By analyzing the nature of consumption of electric power, operation modes of SRP and its drive that are different from normal can be detected. By analyzing individual fragments of such data, conclusions can be made, for example, about the misalignment of pump rod, the deformation of the beam-pumping unit, imbalance of the flywheel drive and so on.

**Keywords:** oil field, deep-well pump, controller, software.

Published in Russian. Do not hesitate to contact us at bulletin\_bsu@mail.ru if you need translation of the article.

## REFERENCES

1. Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin. Uchebnik dlya vuzov [Technology of drilling oil and gas wells. Textbook for universities]. M, Nedra, 2007, 509 pp. Izdanie tret'e. Popov A. N., Spivak A. I., Agzamov F. A. i dr.
2. Komleva S. F., Izmukhambetov B. S. Tamponazhnye rastvory s ponizhennoi vodootdachei [Grouting solutions with reduced water loss]. Uchebnik s grifom UMO NGO, pod redaktsiei Agzamova F. A. Izd. Monografiya, Ufa, 2008.
3. Ovchinnikov V. P., Aksenova N. A., Agzamov F. A. Zakanchivanie skvazhin [Completion of wells]. Uchebnoe posobie s Grifom UMO, Tyumen'. Izd. VektorBuk, 2010.
4. Bronzov A. C., Kustovoe stroitel'stvo skvazhin na neftyanykh i gazovykh promyslakh [Sectional construction of wells at oil and gas fields]. Moscow, 1992. Pp. 53–56.
5. Kalinin A. G., Iskrivlenie skvazhin [Curvature of wells]. Moscow, 1994. Pp. 154–158.
6. Razrabotka neftyanykh mestorozhdenii naklonno-napravlennymi skvazhinami [The development of oil fields by directional drilling]. Ed. P. C. Permyakova. Moscow, 2008. Pp. 68–73.
7. Valitov R. A. The Development of the Oil and Gas Production Complex in the Far East of Russia Potentiality / 7th Annual Event "Sakhalin Oil and Gas". London, 2003.
8. Valitov R. A., Ismakov R. A. Geologiya i problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov. – Ufa: UGNTU, 2001. Pp. 42–43.
9. Eigeles P. M., Strelakova R. V. Raschet i optimizatsiya protsessov bureniya skvazhin [Calculation and optimization of well drilling processes]. Moscow: Nedra, 2007.
10. Ismakov R. A., Popov A. N., Valitov R. A. Neftegazovoe delo. Ufa: UGNTU, 2003. No. 1. Pp. 105–109.
11. Ismakov R. A. Sovershenstvovanie geomekhanicheskogo i tribotekhnicheskogo obespecheniya raboty sistemy «skvazhina – skvazhinna-ya zhidkost' – instrument»: dis. d-ra tekhn. nauk : 25.00.15, 05.02.13 Ufa, 2006
12. Ways of improvement of rotary bits for oil and gas wells drilling/R. Ismakov, A. Popov// Intellectual Service for oil and gas industry. USPTU, 2000. Miskolc University, 2000. Pp. 66–75.
13. Osvoenie neftyanykh mestorozhdenii v geologicheskikh i prirodno-klimaticheskikh usloviyakh severo-vostoka Bashkortostana / N. Sh. Khairetdinov, R. L. Ismakov. Izv.vuzov. Gornyi zhurnal. Ural'skoe gornoe obozrenie. 1997. No. 5–6. Pp. 82–84.
14. Obosnovanie prochnostnykh raschetov stenok naklonnoi skvazhiny/ P. A. Ismakov, A. N. Popov, P. A. Valitov. Neftegazovoe delo: nauchno-tekhnicheskii zhurnal. Ufa, 2003. No. 1. Pp. 105–110.
15. Obobshchennye kharakteristiki napryazhennogo sostoyaniya gornykh porod stenki naklonnoi skvazhiny / P. A. Ismakov, A. N. Popov//Izv.vuzov. Neft' i gaz. 2003. No. 5. Pp. 18–23.
16. Kalmykov O. Kon'yunktura rynka neftegazovogo oborudovaniya. 2007. No. 9. Pp. 11–13.
17. Avtomatizatsiya i avtomatizirovannoe upravlenie ob'ektov neftegazodobyvayushchego proizvodstva OAO «Bashneft». Tipovye proektnye resheniya [Automation and automated control of oil and gas production facilities of JSC "Bashneft". Typical design solutions]. Ufa: Izd-vo OAO «APK «Bashneft», 2002. –
18. Avtomatizirovannaya sistema upravleniya tekhnologicheskimi protsessami neftegazodobychi. Osnovnye polozheniya [Automated control system of technological processes of oil and gas production. Main provisions]. Moscow: Izd-vo OAO «Lukoil», 1998.
19. Rukovodstvo po ekspluatatsii skvazhin ustanovkami skvazhinnykh shtangovykh nasosov v OAO «Tatneft'» [Manual on well exploitation by downhole rod pumps in JSC "Tatneft'"]. Al'met'evsk: Izd-vo OAO «Tatneft'».
20. Watson, et al., Reciprocating pump control system, Pat. USA No. 6890156, pr. 10.05.2005.
21. Barnes, et al., Integrated control system for beam pump systems, Pat. USA No. 7219723, pr. 22.05.2007.

Received 19.03.2015.