

УДК 681.586

КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ШСНУ В ПРОЦЕССЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Галеев А.С., Арсланов Р.И.¹, Ермилов П.П., Кузьмин И.А.

*Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
e-mail: ¹rishat123@mail.ru*

***Аннотация.** В работе описываются системы автоматизации работы штанговой скважинной насосной установки (ШСНУ) при периодической откачке жидкости. Одной из таких систем является «АСКИР СК», которая позволяет контролировать работу не только подземного оборудования, но и привода насосной установки. В данной системе осуществляется контроль за техническим состоянием ответственных узлов станка-качалки (электродвигатель, редуктор, опора балансира). Контроль за техническим состоянием обозначенных узлов и позволяет значительно сократить потребности в обследовании станка-качалки, что уменьшает количество необоснованных выездов на скважину службы главного механика и лабораторий технической диагностики.*

***Ключевые слова:** ШСНУ, скважина, насос, контроль, период, эксплуатация*

Добыча нефти из малодебитных скважин составляет небольшую долю общей добычи, но материальные затраты на их эксплуатацию весьма значительны. Отсюда вытекает существенная значимость оптимизации процесса эксплуатации малодебитных насосных скважин.

Существует три вида эксплуатации малодебитных скважин:

- непрерывная откачка жидкости с полным заполнением цилиндра;
- непрерывная откачка с незаполнением цилиндра;
- периодическая откачка с заполнением цилиндра.

Непрерывная откачка с полным заполнением цилиндра насоса в практических условиях почти не встречается вследствие того, что применяемые станки-качалки не могут обеспечить в большинстве случаев малую производительность установки. Поэтому в основном малодебитные скважины эксплуатируются либо непрерывно с незаполнением цилиндра, либо с периодической откачкой жидкости, но с полным заполнением цилиндра.

Цикл периодической откачки состоит из двух процессов: процесса накопления жидкости (подъема динамического уровня жидкости в скважине) и процесса откачки жидкости (снижения уровня) [1].

Задача по рациональной организации периодической эксплуатации скважин сводится к установлению оптимального времени накопления и откачки.

В практике нефтедобычи малодебитные насосные скважины исследуются редко. Поэтому индикаторных линий этих скважин, как правило, нет [2]. На при-

ток жидкости из пласта большое влияние оказывает работа системы поддержания пластового давления, количество свободного и растворенного газа. Поэтому аналитическое определение режима периодической откачки не дает надежных результатов.

Современные системы автоматизации ШГН позволяют управлять периодической откачкой жидкости из скважин. Конец откачки определяется по изменению динамограммы, вызванного увеличением газового фактора после опускания динамического уровня до приема насоса. Начало откачки жидкости определяется по кривой восстановления уровня, которая строится при помощи пробных откачек.

По одной из методик критерием выбора режима периодической эксплуатации скважины является минимальное значение себестоимости добычи нефти. Для определения времени накопления жидкости, по данной методике, производится несколько контрольных пусков, при разных периодах накопления. Для каждого из пусков определяется продолжительность откачки накопившейся жидкости, количество добытой жидкости, количество затраченной электроэнергии. Используя эти данные и уже известные значения затрат: на содержание скважины во время накопления, на пуск скважины и на откачку жидкости в зависимости от потребляемой электроэнергии; для каждого пуска по формуле (1) вычисляется себестоимость добычи одной тонны нефти.

Формула себестоимости:

$$C = \frac{Z_{\text{нак}} \cdot T_{\text{нак}} + Z_{\text{отк}} \cdot T_{\text{отк}} + Z_{\text{пуск}}}{Q(T_{\text{нак}} + T_{\text{отк}})}, \quad (1)$$

где $Z_{\text{нак}}$ – затраты при накоплении жидкости; $T_{\text{нак}}$ – время накопления; $Z_{\text{отк}}$ – затраты при откачке накопившейся жидкости; $T_{\text{отк}}$ – время откачки накопившейся жидкости; $Z_{\text{пуск}}$ – затраты на пуск скважины; $Q(T_{\text{нак}} + T_{\text{отк}})$ – количество добытой нефти.

По результатам пробных откачек строится зависимость значения себестоимости от времени накопления, по которой находится оптимальное время накопления жидкости при наименьшем значении себестоимости. На рис. 1 показан график зависимости себестоимости добычи одной тонны нефти от времени накопления, при значениях $Z_{\text{нак}} = 450$ руб. в час, $Z_{\text{отк}} = 1600$ рублей в час, $Z_{\text{пуск}} = 100$ руб.

Разработкой систем автоматизации для нефтедобывающей промышленности и контроллеров ШГН в частности занимаются фирмы “Lufkin Automation” (США), “eProduction Solutions” (США), “ABB” (США), “Automation Electronics” (США), “DrSCADA Automation”(США), “R&M Energy Systems” (США), “International Automation Resources” (США), “SPOC Automation” (США), НПФ «Экос» (Уфа, РФ), НПФ «Интек» (Уфа, РФ), ГУПНН «Авитрон-Ойл» (Уфа, РФ), НПО «Интротест» (Екатеринбург, РФ), НПФ «Интеграл +»(Казань, РФ), «Шатл» (Казань, РФ), ЗАО «Линт» (Казань, РФ), ООО «Аякс» (Ульяновск, РФ) и другие.

Из них только некоторые системы обладают функцией управления периодической откачкой.

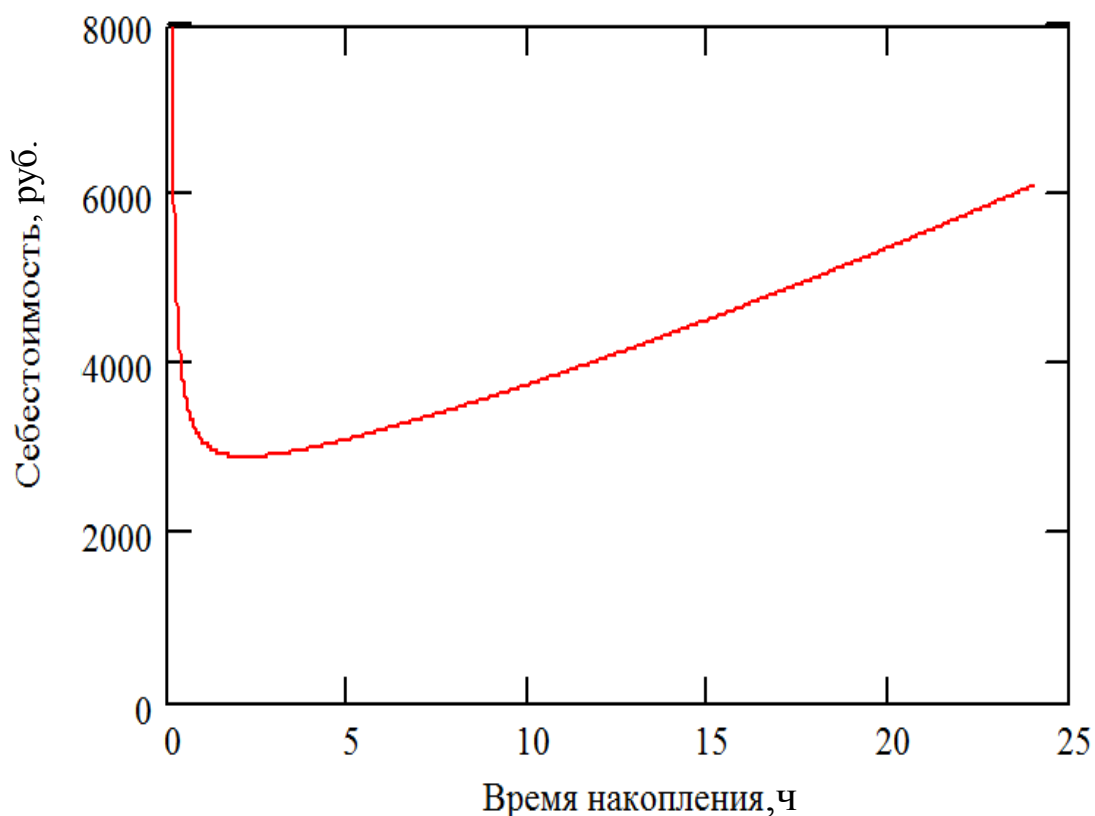


Рис. 1. Зависимость себестоимости добычи нефти от времени накопления жидкости

Контроллер SAM Well Manager фирмы Lufkin предусматривает подключение аналоговых датчиков усилия и положения, а также дискретных датчиков положения, расположенных на валу электродвигателя и выходном валу редуктора. Данные с этих датчиков используются для контроля и управления работой насосной установки и для визуального отображения графических данных на жидкокристаллическом дисплее или на экране портативного компьютера в легком для понимания формате.

Контроллер предусматривает 3 режима работы:

1. все включения и отключения электродвигателя производятся по командам с диспетчерского пункта;
2. включения и отключения электродвигателя производятся по заданным временным установкам (периодическая эксплуатация);
3. управление осуществляется автоматически по результатам анализа динамограмм.

Контроллер имеет аналоговый выход для подключения частотного преобразователя для плавной регулировки скорости вращения электродвигателя.

Фирма “eProduction Solutions” (США) предлагает сразу целый ряд контроллеров для установки на скважинах с ШГН. Это контроллеры САС2000, САС8800, ePIC, ePAC и iBEAM. Предусматривается подключение пассивных датчиков усилия, расположенных на штоке (датчик типа Loadtrol) или на балансира, а также датчиков параметров движения штока нескольких типов: датчиков Холла, расположенных на валу кривошипа, датчиков угла наклона балансира и потенциометрических датчиков угла. Измерение сигналов с аналоговых датчиков производится 12-разрядным АЦП с частотой 20 Гц. Возможно осуществление калибровки датчиков непосредственно на скважине.

Станция управления «Интел-СУС» (ЗАО «Линт», Казань) в комплекте с контроллером «Телебит», датчиками динамометрирования ДДС - 04 и ваттметрирования для контроля энергетических параметров: токов и напряжений по каждой фазе, активной и реактивной мощности, коэффициента мощности, проведения технического учета электроэнергии и построения ваттметрограмм.

Контроллеры «Мега» (НПФ «Интек», Уфа) могут осуществлять вычисление дебита по динамограмме, прогнозировать неисправности оборудования, управлять периодической откачкой. Часть скважин не оборудована датчиками положения, определение начала хода штока производится путем математического анализа графика изменения усилия.

Автоматизированная станция АСУС-02 имеет силовую часть, специализированный контроллер, выполненный на 16-разр. RISC-процессоре. В АСУС-02 реализовано ваттметрирование с алгоритмом определения таких характеристик как: перегрузка по току, отклонение напряжения от нормы, перекос фаз, отклонение частоты питающего напряжения, коэффициента гармоник, коэффициента мощности, обрыв и проскальзывание ремней, биение в редукторе, разбаланс противовесов и др. [3].

В большинстве систем для контроля технического состояния насосной установки используется динамометрирование и ваттметрирование, при помощи которых в основном определяются неполадки подземной части оборудования и лишь только некоторая часть неисправностей наземной части. Следует отметить, что для скважин, которые работают периодически, большое количество ремонтов связано с наземным оборудованием. Не относясь к категории подземных ремонтов, они, тем не менее вызывают длительную остановку скважин[4]. Эти неполадки происходят из-за частых пусков скважин, при которых происходят перегрузки в оборудовании.

ГБОУ ВПО АГНИ совместно с НПФ «Горизонт» была разработана и испытана система «АСКиР СК», предназначенная для контроля работы установок штанговых глубинных насосов, оборудованных станком-качалкой, оптимизации режимов работы оборудования, оперативного выявления аварийных ситуаций и несоответствия режимов эксплуатации оборудования, передачи оперативной ин-

формации о состоянии объекта в диспетчерский пункт. Структурная схема системы представлена на рис. 2.

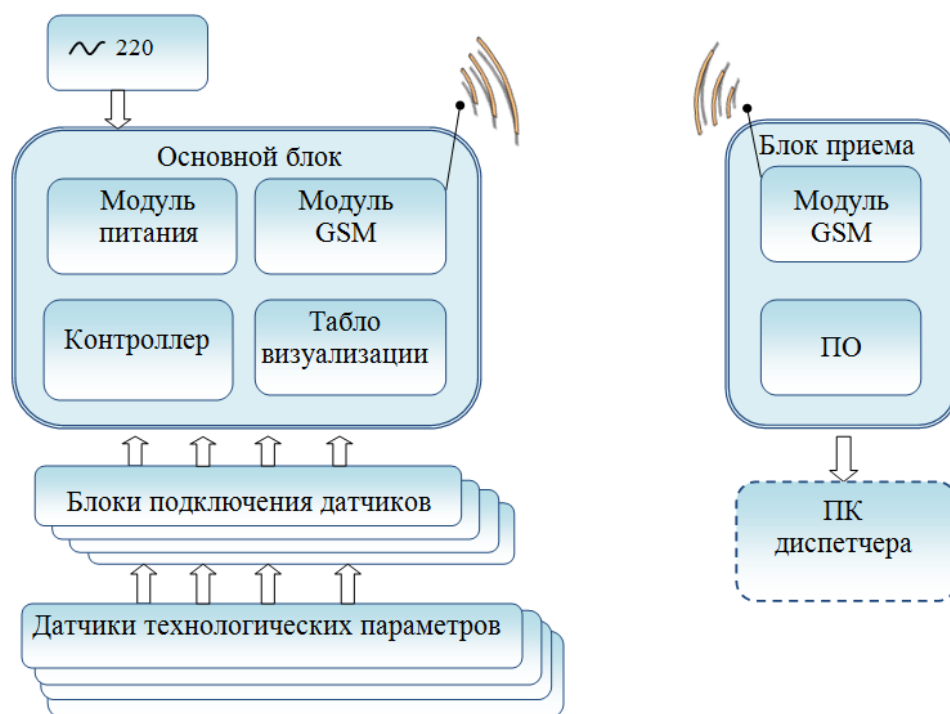


Рис. 2. Структурная схема системы «АСКиР СК»

Система оснащена датчиками напряжения и силы тока и тензодатчиком нагрузки на головке балансира. Так же, для контроля за техническим состоянием ответственных узлов станка-качалки, система оснащена:

- датчиком контроля опоры балансира (устанавливается на балансире станка качалки и осуществляет контроль за виброускорением и температурой подшипников опоры балансира);
- датчиком контроля редуктора (устанавливается вместо сливной пробки и осуществляет контроль за виброускорением, температурой и давлением масла);
- датчиком контроля электродвигателя (устанавливается вместо рым-болта и осуществляет контроль за виброускорением и температурой).

Схема расположения датчиков на приводе станка-качалки показана на рис. 3.

Данные с датчиков обрабатываются контроллером и передаются на сервер (диспетчерский пункт) с определенной периодичностью. Информация обрабатывается и записывается в базу данных. В случае отклонения параметров за установленные пределы формируется предупреждение.

Система «АСКиР СК» позволит сократить количество ремонтов, а следовательно уменьшить потери в добычи нефти и снизить затраты на запасные части и ремонтный персонал.

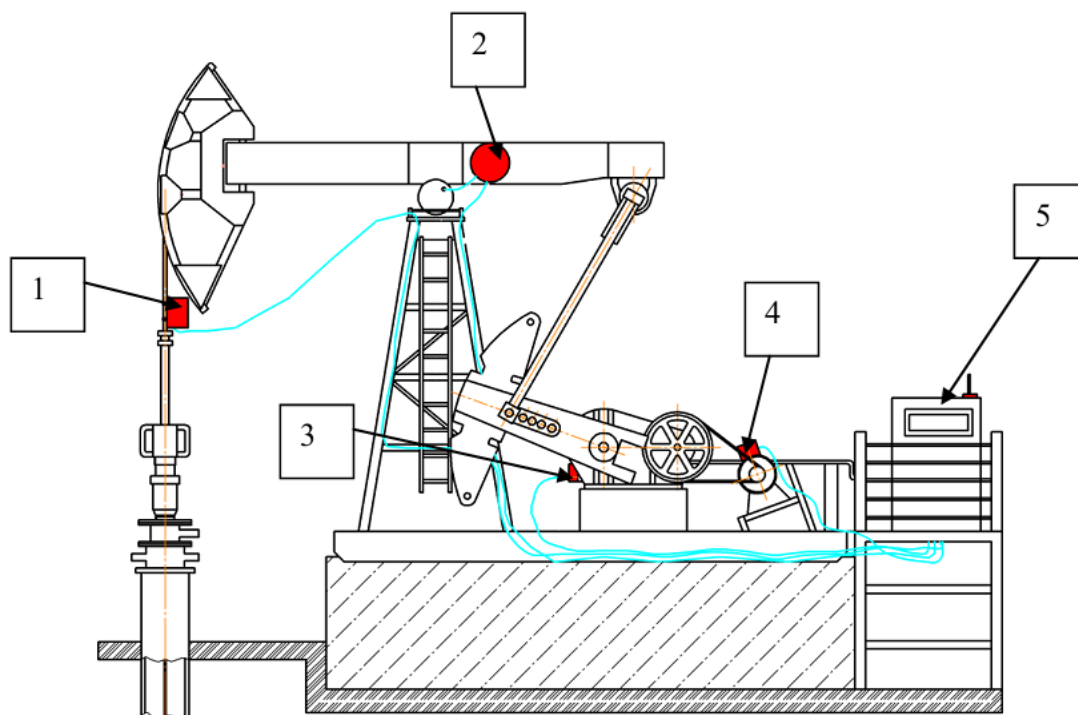


Рис. 3. Схема расположения датчиков на приводе:

- 1 – датчик нагрузки на головку балансира; 2 – датчик положения балансира;
 3 – датчик контроля редуктора; 4 – датчик контроля электродвигателя;
 5 – датчик мощности и основной блок

Литература

1. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. М.: Недра, 1979. 213 с.
2. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983. 510 с.
3. Хакимьянов М.И., Ковшов В.Д., Чикишев А.М., Максимов Н.С., Почуев А.И. Контроллеры автоматизации установок штанговых глубинных насосов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2007. №1. 20 с. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Hakimyanov/Hakimyanov_3.pdf
4. Каплан Л.С. Современные технологии и техника эксплуатации скважин штанговыми насосами: Учебное пособие. Уфа: УГНТУ, 2005. 334 с.

CONTROL OF TECHNICAL CONDITION OIL-WELL PUMPING UNIT UNDER PERIODIC OPERATION CONDITIONS

A.S. Galeev, R.I. Arslanov¹, P.P. Ermilov, I.A. Kuzmin
*Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University,
Oktyabrsky, Russia
e-mail:¹ rishat123@mail.ru*

Abstract. *This article describes the automation of the downhole rod pump installation under periodic pumping out of a liquid. One of such systems is «ASKIR SK» which allows to supervise work not only oil pumps, but also a drive of pumping units. In the given system control over a technical condition of responsible components of beam balanced pumping units (the electric motor, a reducer, a balance weight support) is carried out. Control over technical conditions of the designated components also allows to reduce considerably requirements for pumping units inspection that reduces quantity of unreasonable visits to well site by mechanical service staff and laboratories of technical diagnostics.*

Keywords: *oil-well pumping unit, sucker-rod pumping unit, well, pump, control, period, operation*

References

1. Adonin A.N. Dobycha nefi shtangovymi nasosami (Oil extraction by sucker-rod pumps). Moscow, Nedra, 1979. 213 p.
2. Shchurov V.I. Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefi (Oil production technology and equipment). Moscow, Nedra, 1983. 510 p.
3. Khakim'yanov M.I., Kovshov V.D., Chikishev A.M., Maksimov N.S., Pochuev A.I. Kontrollery avtomatizatsii ustanovok shtangovykh glubinykh nasosov (Controllers of automation of well pumping units), *Electronic scientific journal "Oil and Gas Business"*, 2007, Issue 1, 20 p. http://www.ogbus.ru/authors/Hakimyanov/Hakimyanov_3.pdf
4. Kaplan L.S. Sovremennye tekhnologii i tekhnika ekspluatatsii skvazhin shtangovymi nasosami: Uchebnoe posobie (Modern technologies and operating procedures for oil extraction by sucker-rod pumps: Study guide). Ufa, UGNTU, 2005. 334 p.