

Испытание станций управления с преобразователем частоты Danfoss для УШГН в ОАО «ТНК-Нижневартовск»

Danfoss Control Stations Equipped with Variable Speed Drives Tested at Sucker Rod Pumps in TNK-Nizhnevartovsk

Преимущества и недостатки интеллектуальных станций управления УЭЦН и УШГН являются, пожалуй, наиболее популярной темой дискуссий на конференциях инженеров по механизированной добыче. Если результаты применения интеллектуальных станций для УЭЦН пока можно оценить как скромные, интеллектуальные станции для УШГН, особенно импортного производства, зачастую действительно позволяют повысить эффективность эксплуатации скважин.

Advantages and shortcomings of intelligent control stations for ESPs and SRPs is probably the most popular topic discussed by artificial lift engineers at industry conferences. In case of ESPs the efficiency of intelligent control stations is still rather low, while with SRPs, especially imported ones, they do improve well operation efficiency.



Александр Локтев (AVLoktev@tnk-bp.com), главный специалист, производственный отдел, ОАО «ТНК-Нижневартовск»
Alexander Loktev (AVLoktev@tnk-bp.com), Chief Specialist, Operations Section, TNK-Nizhnevartovsk



Дмитрий Косилов (DAKosilov@tnk-bp.com), заместитель директора производственного департамента, ОАО «ТНК-Нижневартовск»
Dmitry Kosilov (DAKosilov@tnk-bp.com), Deputy Director, Operations Dept., TNK-Nizhnevartovsk



Игорь Болгов (IDBolgov@tnk-bp.com), ведущий технолог, производственный отдел, ОАО «ТНК-Нижневартовск»
Igor Bolgov (IDBolgov@tnk-bp.com), Senior Process Engineer, Operations Section, TNK-Nizhnevartovsk

С 2011 года в ОАО «ТНК-Нижневартовск» проходят опытно-промышленные испытания станций управления (СУ) Danfoss типа VLT SALT с преобразователем частоты для установок штанговых глубинных насосов (УШГН). Основная цель программы – изучить заявленные производителем возможности увеличения дебита жидкости в зависимости от потенциальных возможностей скважины и сокращения потребления электроэнергии по сравнению с использованием стандартных СУ.

СУ Danfoss предназначены для управления, контроля, диагностики и противоаварийной защиты технологического оборудования. Их основными функциями являются автоматическая настройка работы УШГН на макси-

In 2011, Danfoss VLT SALT control stations equipped with variable speed drives for sucker rod pump units (SRP) were tested in TNK-Nizhnevartovsk. The main objective of the field tests was to verify the control stations' ability to increase fluid flow rate (in wells with the potential for increased production) and to reduce power consumption, as declared by the manufacturer.

Danfoss control stations are designed to operate, control, test and protect process equipment. Their main functions are to automatically adapt SRP parameters to ensure best performance and to control the production process and equipment parameters. The former function is of highest interest to process engineers.

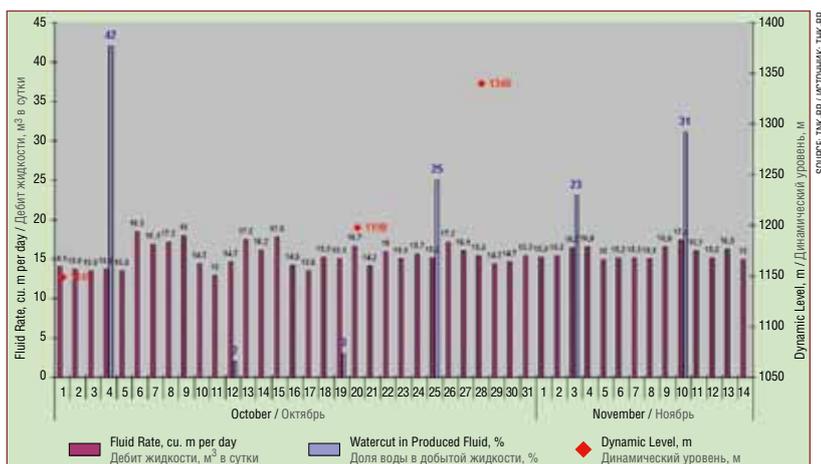


Fig. 1 Well #26285 Operation

Рис. 1 Динамика работы скважины №26285



Danfoss control station.
Станция управления Danfoss.

Fig. 2 Power Consumption by Well #26285
Рис. 2 Динамика замеренной мощности, скважина №26285

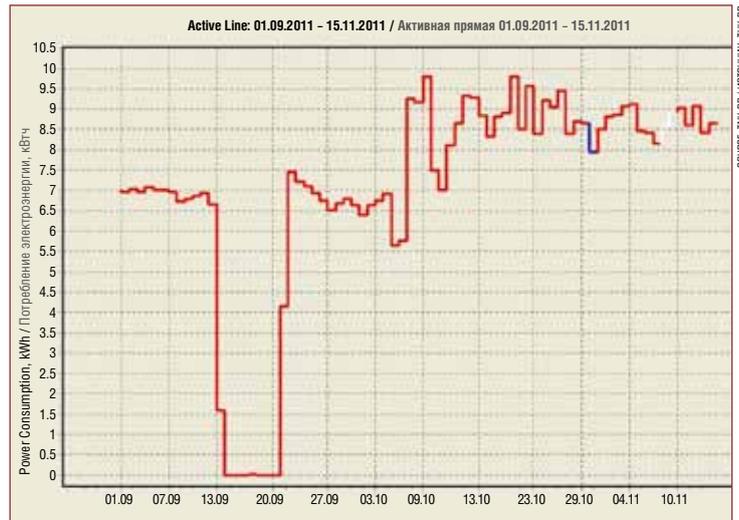
Наибольший практический интерес вызывает функция автоматической настройки работы ШГН на максимальную производительность

The ability to automatically adapt SRP parameters to ensure best performance is of highest interest to process engineers

Test Process and Results

Danfoss control station tests in Samotlor started on October 5, 2011, in five operating wells equipped with identical pumps with the same stroke length and motor size.

After installation of a Danfoss control station, the fluid rate in Well #26285, Pad #919, increased from 14 cu. m to 16 cu. m per day while the dynamic level lowered from 1,149 m to 1,340 m (Fig. 1). Power consumption grew by 36.4 percent, from 6.6 kWh to 9 kWh (Fig. 2). Thus, fluid rate growth by 1 cu. m per day increased power consumption by 2.4 kWh (from 11.3 kWh to 13.5 kWh per cu. m, i.e. by 19.3 percent). Fluid production grew owing



мальную производительность, контроль параметров технологического процесса добычи и состояния оборудования. Наибольший практический интерес вызывает функция автоматической настройки работы на максимальную производительность.

Ход испытаний

5 октября 2011 года на пяти рабочих скважинах Самотлорского месторождения, оборудованных одинаковыми насосами с одними и теми же длиной хода и типоразмером электродвигателя, начались испытания СУ Danfoss.

На скважине №26285 куста №919 после установки СУ Danfoss дебит жидкости увеличился с 14 м³ до 16 м³ в сутки, динамический уровень понизился с 1 149 м до 1 340 м (Рис. 1), при этом потребление электроэнергии увеличилось на 36,4% – с 6,6 кВтч до 9 кВтч (Рис. 2). Таким образом, для повышения дебита на 1 м³ в сутки потребовалось увеличить потребление электроэнергии на 2,4 кВтч, с 11,3 кВт/м³ до 13,5 кВт/м³ (19,3%). Добыча жидкости увеличилась за счет автоматического увеличения частоты вращения электродвигателя и, соответственно, числа качаний станка-качалки с 5,9 до 6,5 качаний в минуту. На Рис. 3 представлены динамограммы работы насоса до и

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP

Well Скважина	Pump Diameter, mm Диаметр насоса, мм	Before Control Station Installation Работа без СУ		
		Average Fluid Rate, cu. m per day Средний дебит жидкости, м ³ в сутки	Power Consumption, kWh Замеренная потребляемая мощность, кВтч	Unit Power Consumption, kW per cu. m Удельное энергопотребление, кВт/м ³
26285	38	14	6,6	11,3
40472	38	18,2	6,5	8,6
25897	38	6	5,9	23,6
8230	38	14	6,7	11,5
Average Values: Средние значения:		13,1	6,4	11,8
40666	44	25	—	—

Table 1 Well Performance Before and After Danfoss Installation

Табл. 1 Производительность скважины до и после установки СУ Danfoss

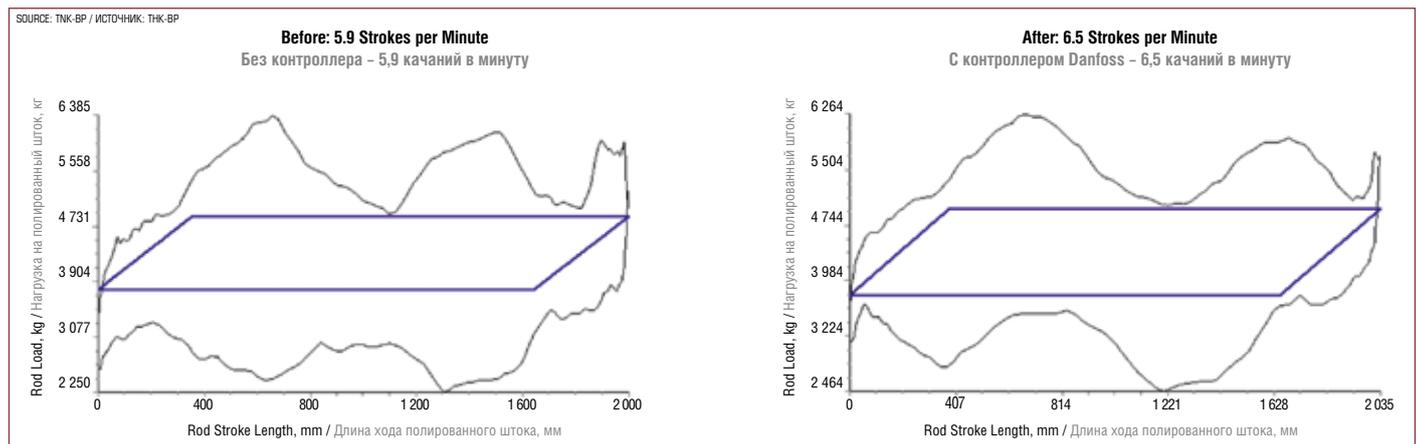
to automatic increase of the pumping speed from 5.9 to 6.5 strokes per minute. Fig. 3 shows the load curves of the pump before and after the automatic increase of the pumping speed. The increase of the pumping speed after Danfoss installation was also corroborated by the load curves measured with Sudos and Mikon dynamometers.

The fluid rate at Well #40472, Pad #2009, has also increased from 18.2 cu. m to 23.4 cu. m per day (Fig. 4), and power consumption grew by 61 percent – from 6.5 kWh to 10.5 kWh (Fig. 5); the fluid level dropped from 957 m to 1,099 m. Thus, unit power consumption increased by 25.6 percent, from 8.6 kWh to 10.8 kWh per cu. m. The Danfoss control station increased the pumping speed from 4.8 to 6.4 strokes per minute (Fig. 6).

After Danfoss control station was installed at Well #25897, Pad #2029, its fluid rate increased from 6 cu. m to 7 cu. m per day, and power consumption grew from 6 kWh to 7.5 kWh. The fluid level dropped from 1,255 m to 1,305 m owing to the automatic increase of the pumping speed from 4.1 to 5.9 strokes per minute. Unit power consumption increased by 7 percent, from 24 kWh to 25.7 kWh per cu. m.

Fig. 3 Load Curves for Well #26285 Before and After Pumping Speed Increase by Danfoss

Рис. 3 Динамограммы по скважине №26285 с изменением числа качаний СУ Danfoss



Общий ежесуточный прирост дебита жидкости на пяти скважинах составил 13,2 м³, а увеличение дебита нефти – 7 т в сутки, что эквивалентно запуску новой скважины на Самотлорском месторождении

The total fluid rate increase in the five wells reached 13.2 cu. m per day while the oil flow rate grew by 7 tpd, which is equivalent to commissioning of a new well in Samotlor

после автоматического увеличения числа качаний. Изменение числа качаний после установки СУ Danfoss подтверждается динамометрированием приборами «Судос» и «Микон».

На скважине №40472 куста №2009 дебит жидкости также увеличился – с 18,2 м³ до 23,4 м³ в сутки (Рис. 4), потребление электроэнергии выросло на 61%, с 6,5 кВтч до 10,5 кВтч (Рис. 5), при этом динамический уровень понизился с 957 м до 1 099 м. Таким образом, удельное энерго-

After Danfoss Control Station Installation Работа с СУ Danfoss			Change of Parameters Изменение параметров		
Average Fluid Rate, cu. m per day Средний дебит жидкости, м ³ в сутки	Power Consumption, kWh Замеренная потребляемая мощность, кВтч	Unit Power Consumption, kW per cu. m Удельное энергопотребление, кВт/м ³	Change of Fluid Flow Rate, cu. m per day Изменение дебита жидкости, м ³ в сутки	Change of Power Consumption, kWh Изменение потребляемой мощности, кВтч	Change of Unit Power Consumption, % Изменение удельного энергопотребления, %
16	9	13,5	2	2,4	19,3
23,4	9,3	9,5	5,2	2,8	11,3
7	6	20,6	1	0,1	-12,8
14	6,6	11,3	0	-0,1	-1,5
15,1	7,7	12,3	2,1	1,3	4,1
30	—	—	5	—	—

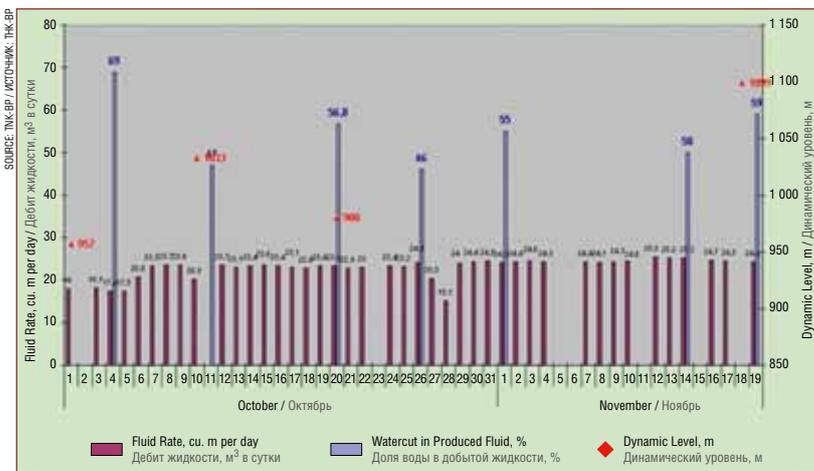


Fig. 4 Well #40472 Operation
Рис. 4 Динамика работы скважины №40472

потребление увеличилось на 25,6% – с 8,6 кВт/м³ до 10,8 кВт/м³. СУ Danfoss автоматически увеличила число качаний в минуту с 4,8 до 6,4 качаний (Рис. 6).

На скважине №25897 куста 2029 после установки СУ Danfoss дебит жидкости увеличился с 6 м³ в сутки до 7 м³ в сутки, потребление электроэнергии выросло с 6 кВтч до 7,5 кВтч. При этом динамический уровень понизился с 1 255 до 1 305 м за счет автоматического увеличения числа качаний с 4,1 до 5,9 качаний в минуту. Удельное энергопотребление увеличилось на 7% – с 24 кВт/м³ до 25,7 кВт/м³.

На скважине №8230 куста №1537 после установки СУ Danfoss увеличения дебита не произошло, при этом энергопотребление снизилось с 6,7 кВтч до 6,6 кВтч, а динамический уровень повысился с 1 458 м до 1 410 м.

Возможно, применение СУ Danfoss приведет к увеличению межремонтного периода ШГН и принесет дополнительное сокращение затрат и увеличение эффективности проекта

Danfoss application may increase SRP meantime between failures, cut costs, and improve the project efficiency

Эффективность доказана

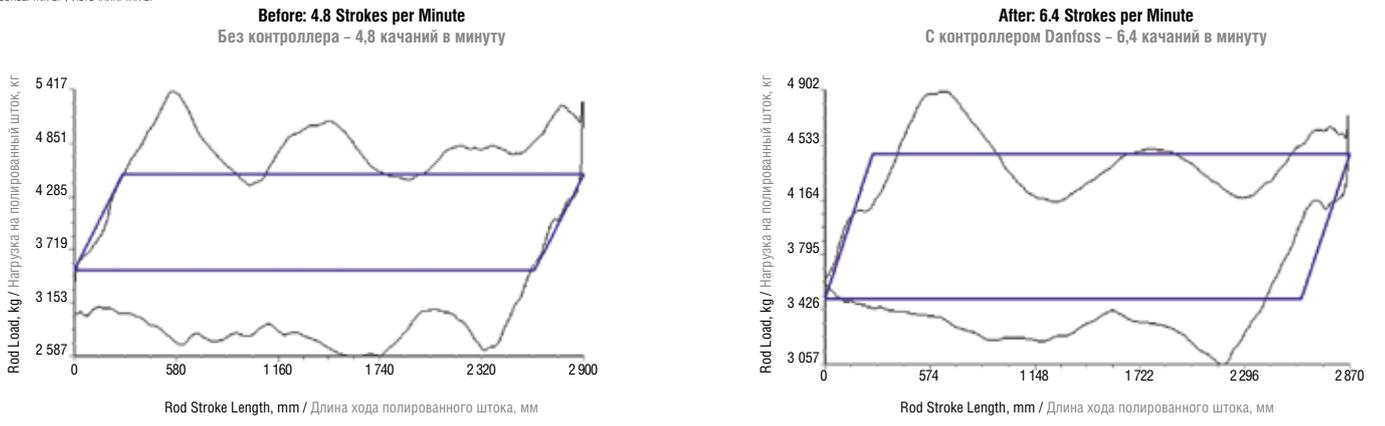
Показатели работы скважин с СУ Danfoss приведены в Табл. 1. Замеры потребления электроэнергии проводились счетчиками МИР УКН-04.11. По результатам опытно-промышленных испытаний необходимо отметить, что на скважинах с потенциалом прироста дебита жидкости после установки СУ Danfoss действительно произошло увеличение добычи. Общий ежесуточный прирост дебита жидкости на пяти скважинах составил 13,2 м³, а увеличение дебита нефти – 7 т в сутки, что эквивалентно запуску новой скважины на Самотлорском месторождении. Расчеты, выполненные с помощью модели оценки текущих мероприятий, показывают, что применение данной технологии экономически целесообразно. По критериям ТНК-ВР, увеличение капитальных

The fluid rate at Well #8230, Pad #1537, did not change after a Danfoss control station was installed. Power consumption decreased from 6.7 kWh to 6.6 kWh. The fluid level increased from 1,458 m to 1,410 m.

Fig. 5 Power Consumption by Well #40472
Рис. 5 Динамика замеренной мощности по скважине №40472



SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP



Efficiency Proved

The performance parameters of wells with equipped with Danfoss control stations are shown in Table 1. Power consumption was measured with MIR UKN-O.4.11 devices. The field tests demonstrated that production from wells with a flow rate growth potential did increase after the installation of Danfoss equipment. The total overall fluid rate increase in the five wells reached 13.2 cu. m per day while the oil flow rate grew by 7 tpd, which is equivalent to commissioning of a new well in Samotlor. The cost efficiency of Danfoss application was proved in the Performance Assessment Model. According to TNK-BP criteria, CAPEX increase by \$12,000 per well (the cost of Danfoss equipment) and OPEX increase by \$800 (powers costs) are acceptable for oil flow rate increment of 1.4 tpd.

One of the key findings of the tests was that while fluid production increased, unit power consumption did not go down. Danfoss application may increase SRP meantime between failures, cut costs, and improve the project efficiency, but only for wells with extremely low fluid rates or wells with a decreasing fluid rate, for example, after well interventions. Pump efficiency in such wells is low; therefore, Danfoss application may increase SRP run life as well as cut unit power consumption. These assumptions will be verified and the overall efficiency of the project will be assessed in the second stage of tests. **IB**

Fig. 6 Load Curves for Well #40472 Before and After Pumping Speed Increase by Danfoss
Рис. 6 Динамограммы по скважине №40472 с изменением числа качаний CV Danfoss

затрат на одну скважину на \$12 тыс. (стоимость CV Danfoss) и операционных затрат на \$0,8 тыс. (стоимость электроэнергии) для достижения прироста дебита нефти в 1,4 т является приемлемыми инвестициями.

Кроме того, одним из главных результатов проведенных испытаний можно считать отсутствие эффекта снижения удельного потребления электроэнергии при увеличении отборов жидкости. Возможно, применение CV Danfoss приведет к увеличению межремонтного периода ШГН и принесет дополнительное сокращение затрат и увеличение эффективности проекта. Однако это может произойти только на скважинах с крайне низким притоком жидкости или на скважинах со снижающимся во времени притоком – например, после проведения геолого-технических мероприятий. Такие скважины обычно характеризуются низким коэффициентом наполнения насоса, поэтому помимо увеличения наработки на отказ, возможно, здесь будет получен и эффект снижения удельного энергопотребления. В ходе второй стадии испытаний эти предположения будут проверены, и на основании полученных результатов будет проведена комплексная оценка эффективности проекта. **IB**

POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ



Andrey Klusov (AAKlusov@tnk-bp.com),
Chief Specialist, Artificial Lift Section,
Upstream Peer Review
and Technical Development Center

Automation of SPR processes is beneficial for realization of well potential, and unit power consumption growth is the price paid for increased depression (fluid lift height).

Automatic control of sucker rod pump units drives is very important in wells with decreasing flow rates: in these cases the control station ability to reduce power consumption and cut well workover costs is critical.

The example of automatic regulation in Well #8230 presented in the article was not a success: the pump operated with nearly full efficiency, but the control station reduced the pumping speed of the jack while the rod stroke length remained the same. Eventually, the pump efficiency did not change and the fluid level in the annular space rose, which means that the algorithm of SRP efficiency retention failed. We will investigate the reasons behind this failure together with the manufacturer.

By and large, sucker rod pump units automation is technologically justified, and its cost efficiency depends on the cost of control stations by other manufacturers.

Андрей Клусов (AAKlusov@tnk-bp.com),
главный специалист, отдел механизированной добычи,
Центр экспертной поддержки и технического развития,
БН «Разведка и Добыча»

Автоматизация управления УШГН целесообразна с точки зрения использования потенциала скважины, а увеличение удельного энергопотребления – вынужденная плата за увеличение депрессии (высоты подъема жидкости). Одновременно в случае снижения дебита максимально реализуется функция СУ по сокращению энергопотребления и затрат на ремонт скважины.

В статье приведен неудачный пример автоматического регулирования на скважине №8230: насос эксплуатировался с коэффициентом наполнения, близким к единице, однако СУ снизила число качаний станка-качалки при неизменности длины хода устьевого штока. В результате коэффициент наполнения остался на прежнем уровне, а уровень жидкости в затрубном пространстве поднялся. Алгоритм сохранения производительности УШГН не сработал. Необходимо разобраться, почему это произошло.

В целом автоматизация управления УШГН – технологически обоснованное мероприятие, экономическая целесообразность которого определяется ценой СУ альтернативных производителей.