

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ПРОВЕДЁНЫМ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫМ  
ИСПЫТАНИЯМ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ ШГН  
ПРОИЗВОДСТВА ООО «НАФТАМАТИКА»**

**ДС №59/2015//009 от 10.12.2014 г. к договору №14У3914 от 01.12.2014г.  
«Научно-техническое сопровождение программы ОНР, оценка  
эффективности внедрения новой техники и технологий, применяемых на  
месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»**

Руководители темы:

Ведущий инженер отдела техники и  
технологий добычи нефти и газа


 Ю.О. Платов

Исполнители:

Инженер 1 категории отдела техники и  
технологий добычи нефти и газа

 А.С. Стрелко

Инженер отдела техники и  
технологий добычи нефти и газа

 И.Я. Хакимов

Ухта 2015

Внедрение системы управления ШГН ООО «Нафтаматика» произведено на трёх скважинах Пашнинского месторождения КЦДНГ-3 ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» (скважины №№ 298, 338, 349), эксплуатируемых УШГН, и на трёх скважинах Харьягинского месторождения КЦДНГ-7 ТПП «Усинскнефтегаз» (скважины №№ 5113, 4166, 4156), эксплуатируемых установками ОРЭ (схема ЭЦН-ШГН).

По программе проведения ОПИ установлены следующие основные критерии успешности внедрения системы управления СКД-15 «WellSim»:

1. Увеличение межремонтного периода не менее чем на 15 % от средней наработки подконтрольной скважины;
2. Снижение затрат количества потребляемой электроэнергии на 1 тонну добываемой нефти не менее 15 %;
3. Дебит жидкости сопоставим или выше ранее эксплуатируемого УШГН (при условии нормальной работы и отсутствия утечек в ГНО до и после внедрения) при прочих равных параметрах, в том числе при равнозначных параметрах откачки;
4. Соответствие рассчитанного контроллером количества добываемой жидкости скважин фактическому, допустимое расхождение не более 5 %.

В ходе проведения опытно-промысловых испытаний системы управления работой ШГН производства ООО «Нафтаматика» получены следующие результаты:

- 1) Оценить увеличение межремонтного периода в сравнении со средней наработкой скважины в настоящее время нет возможности, в силу малого периода работы испытываемого оборудования. Все подконтрольные скважины на текущий момент находятся в работе, ремонт оборудования не производился.

2) Проведены замеры потребляемой электроэнергии по скважинам-кандидатам до и после внедрения системы управления ШГН СКД-15. Удельное потребление электроэнергии было рассчитано на 1 м<sup>3</sup> добываемой жидкости (так как по нескольким скважинам наблюдались значительные скачки показаний обводнённости, поэтому приведение удельного потребления электроэнергии к 1 тонне добываемой нефти не корректно для оценки). По всем скважинам ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» (№№ 298, 338, 349) получено снижение удельного потребления электроэнергии после внедрения СУ ШГН в интервале 20,8 – 23,8 %. По скважинам ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» снижение удельного потребления электроэнергии получено только по скважине № 4166 в размере 67,55 %. По скважинам №№ 5113 и 4156 получено повышение потребления электроэнергии на 67,66 % и 2,26 % соответственно. Это связано с тем, что в результате оптимизации режима работы скважин контроллером «WellSim» увеличено время работы УШГН за сутки. Таким образом, энергоэффективность применения системы управления ШГН в сравнении со стандартными станциями управления ШГН подтверждается по 4 скважинам из 6 (67 %).

3) Внедрение системы управления ШГН производства ООО «Нафтаматика» на скважинах №№ 5113, 4166, 4156 Харьягинского месторождения показало свою высокую эффективность в плане оптимизации режима работы УШГН. По всем скважинам получено увеличение времени непрерывной работы ШГН, а именно: скважина № 5113 до внедрения опытного оборудования эксплуатировалась в режиме - 1 час работы, 23 часа накопления, после внедрения СУ ШГН выведена на режим – 8 часов работы, 16 часов накопления (увеличение времени на 7 часов с сутки); скважины №№ 4156 и 4166 до внедрения эксплуатировались в режиме – 12 часов работы, 12 часов накопления, после внедрения УШГН на скважинах работает в

постоянном режиме (увеличение времени работы на 12 часов в сутки). Дополнительная добыча нефти по трём скважинам 2,2 т/сут. На скважинах №№ 298, 338, 349 Пашнинского месторождения дополнительной добычи нефти за счёт оптимизации режима работы не получено, режим работы до и после внедрения не изменился.

4) Определено расхождение расчётного дебита жидкости контроллера «WellSim» и фактического дебита жидкости, полученного по инструментальному замеру (скважины №№ 338, 5113, 4166, 4156 – расходомер TOP 1-50, скважины №№ 298, 349 – расходомер СКЖ 60-40М-1-3-С). Среднее расхождение дебита жидкости по показаниям контроллера «WellSim» и по инструментальному замеру составило: скважина № 298 – 27,80 %; скважина № 338 – 11,23 %; скважина № 349 – 11,47 %; скважина № 5113 – 9,15 %; скважина № 4166 – 14,23 %; скважина № 4156 – 8,95 %. Таким образом, обозначенный в программе проведения ОПИ критерий, согласно которому расхождение расчётного количества добываемой жидкости и фактического дебита не должно превышать 5 %, не достигнут.

Расчёт экономической эффективности внедрения системы управления ШГН производства ООО «Нафтаматика» проведён по следующим показателям:

- стоимость оборудования (системы управления и датчиков);
- изменения затрат на потребление электроэнергии (по результатам замера потребления электроэнергии на скважине до и после внедрения опытного оборудования);
- дополнительная добыча нефти за счёт сокращения внутрисменных потерь нефти (остановки при снятии динамограммы УШГН);
- дополнительная добыча нефти за счёт оптимизации режима работы оборудования (увеличение суточного дебита скважины).

По расчётам технико-экономических показателей суммарная прибыль от внедрения системы управления ШГН производства ООО «Нафтаматика» за один год по шести скважинам составит 10,999 миллиона рублей; срок окупаемости 0,23 года (или 2,7 месяца). Стоит отметить, что наибольшая эффективность от внедрения ожидается по скважинам ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» №№ 5113, 4166, 4156, срок окупаемости по данным скважинам находится в интервале от 0,05 до 0,58 года. В то время как по скважинам ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» №№ 298, 338, 349 срок окупаемости находится в пределах от 2,17 до 3,45 года. Это обосновано тем, что по скважинам №№ 5113, 4166, 4156 за счёт внедрения СУ ШГН достигнута оптимизации режима работы УШГН (так как данные скважины работали в периодическом режиме), а, следовательно, получена дополнительная добыча нефти. По скважинам №№ 298, 338, 349, работавшим до внедрения в постоянном режиме на параметрах, приближенных к оптимальным, дополнительная добыча нефти получена только за счёт сокращения внутрисменных потерь (отсутствие остановок на снятие динамограмм работы ШГН), а основная прибыль складывается из сокращения потребления электроэнергии.

**Выводы:**

1) На основании сравнительных результатов по замеру производительности УШГН (ГЗУ-СУ ШГН) применение системы управления ШГН «WellSim» как альтернативное существующим устройствам средство измерения дебита жидкости УШГН не рекомендуется до выполнения п.№7.7 проекта программы ОПР (проведение поверки контроллеров измерительных установок штанговых глубинных насосов «WellSim», входящих в состав СУ СКД-15, согласно методики поверки – ответственная сторона ООО «Нафтаматика»).

2) Рекомендуется применение системы управления работой ШГН в целях повышения энергоэффективности работы УШГН (в сравнении со станциями управления работой УШГН без частотного привода).

3) Рекомендуется применение системы управления работой ШГН на скважинах, требующих оптимизации работы УШГН (фонд скважин, работающих в периодическом режиме). В этом случае по расчёту зафиксирован максимальный экономический эффект от внедрения.