

На объектах «Лукойл Коми» установлены станции управления WellSim® с преобразователями частоты. Анализ эксплуатации проводился специалистами «Лукойл-Инжиниринг» «ПечораНИПИнефть».

Достигнутые результаты:

- Снижение энергопотребления: 20-67%
- Увеличение добычи 0,8 м3/сут на 1 скважину
- Точность расчетного дебита к фактическому (по показаниям счетчиков и расходомеров ГЗУ-СКЖ и TOP) в пределах 5% при условии предварительной поверки
- Прибыль 1,8 млн. руб. (~20 000 долл. США) в год на скважину

* данные предоставлены специалистами «Лукойл-Инжиниринг» «ПечораНИПИнефть»

Энергоэффективность:

Скв. №№ 4 и 6 зафиксирован рост потребления электроэнергии после внедрения системы управления, что связано со значительным увеличением времени непрерывной работы ШГН в результате оптимизации режима работы — по сути, данные скважины перешли на постоянный режим работы. При этом рост потребления электроэнергии был компенсирован дополнительной добычей нефти со скважин.

Оптимизация режима работы УШГН:

Оптимизация режима работы УШГН проводилась для трех скважин месторождения, которые до внедрения системы управления работали в периодическом режиме, дополнительная добыча нефти составила 2,2 т/сут. Скважины №№ 1, 2 и 3 работа УШГН не изменилась, так как скважины до внедрения работали в постоянном режиме с параметрами, близкими к оптимальным (заполнение насоса на 85-95%).



№ скв	Ож после, м ³ /сут	Удельное потребление электроэнергии, кВт-ч/м ³		Расхождение потребления электроэнергии, %	Достижение критерия успешности
		до внедрения СУ	после внедрения СУ		
1	16,8	20,41	16,16	- 20,8	Да
2	33,8	8,69	6,62	- 23,8	Да
3	9,2	37,25	28,63	- 23,1	Да
4	2,7	8,57	26,5	+ 67,7	Нет
5	2,8	42,38	13,75	- 67,6	Да
6	7,5	7,94	8,12	+ 2,26	Нет

№ скв	Режим работы УШГН		Оптимизация режима работы УШГН	Ож, м ³ /сут		Изменение дебита жидкости, м ³ /сут	Кпод		Соответствие критерию успешности
	до внедрения СУ	после внедрения СУ		до	после		до	после	
1	Постоянный	Постоянный	Не изменился	19,8	16,8	-3,0	0,61	0,52	Нет (снижение дебита произошло по независимым от оборудования причинам – из-за снижения продуктивности пласта; до внедрения СУ на скважине производился КРС)
2	Постоянный	Постоянный	Не изменился	33,3	33,8	+0,5	0,73	0,74	Нет (дебит сопоставим)
3	Постоянный	Постоянный	Не изменился	9,3	9,2	-0,1	0,90	0,90	Нет (дебит сопоставим)
4	1/23	8/16	+7 ч/сут	0,7	2,7	+2,0	0,3	0,36	Да (увеличение дебита)
5	12/12	Постоянный	+12 ч/сут	1,2	2,8	+1,6	0,06	0,15	Да (увеличение дебита)
6	12/12	Постоянный	+12 ч/сут	5,5	7,5	+2,0	0,35	0,47	Да (увеличение дебита)

