



ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ



Текущий и прогнозируемый рост тарифов на электроэнергию не только заставляет нефтяников активнее вести поиск путей энергосбережения и повышения энергоэффективности применяемого технологического оборудования, но и переводит в разряд экономически привлекательных доселе убыточные проекты.

Может это и плохо, но точек приложения для новых энергосберегающих технологий и более энергоэффективного оборудования в механизированной добыче нефти, да и практически во всех других видах основной и вспомогательной деятельности нефтяников, на любом месторождении уйма. По оценкам экспертов, только на одной блочной кустовой насосной станции за счет внедрения энергосберегающих технологий и снижения потерь можно достичь экономии 2 млн кВт*ч в год.

На сегодняшний день электроцентробежные насосы являются не только одним из основных способов добычи нефти, но и основным потребителем электроэнергии при механизированной добыче. По оценке **Руслана Ахмадеева**, начальника отдела добычи нефти ТПП «Покачевнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь», затраты на их эксплуатацию составляют на предприятии порядка 30–35% всех энергозатрат. Известны случаи, когда затраты на эксплуатацию ЭЦН достигают 50%.

По прогнозам экспертов, в обозримой перспективе возможен трехкратный рост тарифов на



электроэнергию по сравнению с существующими. Так или иначе, очевидно, что доля затрат на эксплуатацию ЭЦН будет постоянно расти (см. «Объем потребления электроэнергии...»). В настоящее время во многих странах, в том числе и в России, ведется поиск и разработка новых видов энергетического оборудования с более высоким КПД и с меньшими потерями, чем, например, в традиционных асинхронных электродвигателях.

Вентильные двигатели

Одним из таких видов оборудования являются вентильные

электродвигатели. В вентильном двигателе с постоянными магнитами отсутствуют потери на передачу мощности и отсутствуют потери в короткозамкнутом роторе.

Еще более десяти лет назад по заданию ЛУКОЙЛа РИТЭК-ИТЦ начала разработку вентильных двигателей, однако, по словам Р.Ахмадеева, «апробация более или менее «употребимого» продукта началась в середине 2000-х годов, а в эксплуатацию в Западной Сибири они поступили в конце 2009 года».

Сравнительный анализ данных по КПД асинхронных и вентильных двигателей (см. «Сравнительные показатели КПД...») показывает преимущество последних более чем на 5%. В целом, основными преимуществами вентильных электродвигателей являются более высокие значения КПД, меньший нагрев двигателя, возможность плавного запуска и применения на скважинах, где прогнозируется снижение пластового давления (ввод в разработку новых скважин).

В качестве основных недостатков Р.Ахмадеев выделил высокую стоимость вентильных двигателей, использование станций управления одного производителя, их несовершенство и недоработки, а также комплектацию двигателей забойной телеметрией стороннего завода-изготовителя. «Что касается недостатка вентильных двигателей именно разработки РИТЭК — это не обеспечение нас на сегодняшний день всеми типоразмерами вентильных двигателей по мощности», — отметил Р.Ахмадеев.

В начале 2009 года на месторождениях компании «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» на трех выбранных скважинах производились замеры и сравнение мощности, потребляемой асинхронными и вентильными двигателями, которые поочередно спускались в одну и те же скважины. Результаты замеров показывают разность потребляемой мощности от 12% до 40% (см. «Результаты замеров...»).

В Программе повышения энергоэффективности, энергосбережения и использования возобновляемых источников электроэнергии, утвержденной ЛУКОЙЛом в 2009 году, одним из направлений деятельности стал пилотный проект по экономии электроэнергии, а одной из площадок для его реализации было выбрано ТПП «Покачевнефтегаз». Отдельной строчкой в проекте значился перевод скважин, оборудованных УЭЦН, на вентильные электродвигатели.

Фонд скважин «Покачевнефтегаза», оборудованных УЭЦН и асинхронными электродвигателями, распределяется следующим образом: ПЭД < 32 кВт — 543 скважины; ПЭД 32-64 кВт — 479 скважин, ПЭД > 64 кВт — 661 скважина. На 1 января 2010 года в ТПП работали 117 УЭЦН с вентильными электродвигателями, к 1 января 2011 года их количество планируется увеличить до 382, а к 1 января 2012 года — до 646.

На момент начала реализации проекта диапазон вентильных электродвигателей находился в пределах 32–64 кВт. «Недавно у нас состоялся диалог с заводом-изготовителем, в ходе которого

Объем потребления электроэнергии и динамика цен на электроэнергию по ТПП «Покачевнефть»



выяснилось, что они уже расширили свою линейку до 120 кВт и

Сравнительный анализ данных по КПД асинхронных и вентильных двигателей показывает преимущество последних более чем на 5%

готовы нам такие двигатели поставлять. Поэтому до конца 2011 года плановая цифра по количеству вентильных двигателей, ду-

«Покачевнефтегаз» планирует полностью перейти с асинхронных двигателей на вентильные: есть основания полагать, что экономия на этом будет расти

маю, еще раза в 1,5 увеличится. Плюс «Новомет» готов закрыть поставки вентильных двигателей мощностью 200 кВт», — заявил Р.Ахмадеев. В перспективе «По-

ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

Реплика: Когда мы говорим о несомненных преимуществах вентильного привода, что он плавно запускается и имеет возможность регулирования, мы забываем о том, что асинхронный привод тоже плавно запускается и имеет возможность регулирования частотным преобразователем. То, что асинхронный привод может запускаться непосредственно, грубо говоря, от розетки — это скорее его преимущество, чем недостаток. А вентильный привод — только от специальной станции, и это скорее его недостаток.

Р.А.: А я и отметил, что это один из недостатков.

Вопрос: В связи с этим, как вы относитесь к идее универсальной станции управления? Сейчас практически все производители станций управления с частотным регулированием стремятся сделать ее универсальной, в том числе одновременно управлять как асинхронным, так и вентильным двигателем.

Р.А.: Мы, как потребители, относимся к этому только положительно. «Новомет» заверяет нас, что они этот вопрос решили. Поэтому, если нашим руководством будет принято решение покупать у них большие типоразмеры, то, естественно, мы станции будем брать только универсальные.

Реплика: Серьезный разговор об экономии электроэнергии можно будет вести только тогда, когда будет широкая номенклатура вентильных двигателей, хотя бы приблизительно соответствующая номенклатуре асинхронных.

Р.А.: Я просто сразу скажу, что таких проблем, как с асинхронными двигателями, мы не имеем. Мы уже порядка полугода работаем, и у нас не было еще ни одного отказа по вентильным электродвигателям, за исключением одного из-за некачественной сборки, в отличие от «асинхронников». Чтобы говорить более предметно, конечно, нужно подождать, когда пройдет хотя бы год. Но те данные, которые у нас уже есть, нас обнадеживают.

Вопрос: В ваших цифрах по экономии учтено, что вентильный двигатель (на 3000 оборотов) дороже, чем аналогичный асинхронный двигатель?

Р.А.: Конечно.

Вопрос: Вы планируете в перспективе весь фонд скважин перевести на вентильные двигатели, в том числе и те скважины, которые работают от станций прямого пуска?

Р.А.: Весь.

Реплика: Тогда обратите внимание на будущую экономику, потому что вентильный двигатель работает только от частотной станции, которая значительно дороже, чем станция прямого пуска.

Р.А.: Да, на сегодняшний день при сложившихся ценах экономии практически нет. Но если тарифы будут расти такими же темпами, как сейчас, думаю, уже в 2010 году мы получим существенную экономию.

Вопрос: Вы сказали, что вас смущает, что телеметрия от другого поставщика. А в чем тут проблема?

Р.А.: Проблема в том, что у нас за небольшой период был получен всего один отказ по самому вентильному электродвигателю и при этом уже восемь отказов именно по телеметрии.

Реплика: Если системы телеметрии начнут делать производители вентильных двигателей, то тогда по телеметрии будет на порядок больше отказов. Потому что пройти весь путь по производству этих систем очень непросто.

Реплика: Прозвучали цифры — от 12% до 40% экономии электроэнергии. Насколько я понял, это все-таки суммарный эффект. В нем и частотное регулирование «сидит», и многое другое. Больше 7–8% экономии именно за счет самого вентильного электродвигателя теоретически достигнуть невозможно, не то что практически. И правильно уже отметили, что при текущем уровне цен он просто не окупается.

Р.А.: Мы смотрим показания счетчиков и замеры потребляемой электроэнергии.

Реплика: У нас в ТНК-ВР тоже проводились эксперименты, замеры потребления электроэнергии. И данные, представленные ЛУКОЙЛом, подтверждаются. Еще хочу добавить, что из вчерашнего выступления «Борца» следует, что основной экономический эффект за счет экономии электроэнергии был получен при использовании винтовых насосов с вентильным двигателем. Винтовой насос — это машина объемного действия, и если сначала мы получаем большие пусковые токи, то впоследствии потребление электроэнергии значительно ниже.

Сравнительные показатели КПД вентильных и асинхронных двигателей

	32 кВт	40 кВт	48 кВт	56 кВт	64 кВт
Асинхронный двигатель	85	84,5	84,5	84,5	85
Вентильный двигатель	90,6	90,8	92	91,4	91,6

качественно газ» планирует полностью перейти с асинхронных двигателей на вентильные.

Снижение затрат при замене асинхронных двигателей на вентильные (см. «Прогнозные показатели экономии...») по ТПП за 2009 год незначительно. Эконо-

мия, составившая 30 тыс. рублей, находится в пределах погрешности всех измерений. Но, по оценкам специалистов ТПП, есть основания полагать, что в 2010 году экономия составит уже более 6 млн рублей, а в 2011-м — порядка 24 млн рублей.

Результаты замеров потребляемой мощности

куст/скв.	Тип счетчика эн. потреб.	Асинхронный двигатель					Вентильный двигатель					ΔN, %
		ГНО	ПЭД	Qж (м³/сут)	Нд/Рз	Нэд, кВА	ГНО	ПЭД	Qж (м³/сут)	Нд/Рз	Нэд, кВА	
63/1097	Реактивный – ТИП ЦР4У – И673М Активный – ТИП ЦЭ6803В кв.ч	50-1800	ЭДУ-32	59,7	1257/1	41,36	50-1800	ВД-32	66,9	1530/19,1	36,42	11,9
58/8160	Ц3603В зав. №074777100531 9476(активный), СР4У-673М №1181(реактивный)	60-1800	ЭДУ-32	72,4	1094/2,3	41,08	60-1800	ВД-32	73,0	1040/1,3	24,76	39,7
118/1301	Реактивный – ТИП ЦР4У – И673М Активный – ТИП ЦЭ6803В кв.ч	ТДК-330-1450	ЭДУ-32	35,8	1232/5	34,11	ТДК-330-1450	ВД-32	32,53	1366/16,5	22,4	34,3

Снижение энергопотребления УЭЦН

Владимир Богайчук, заместитель директора по производству ООО «Ойлпамп Сервис», представил результаты работы по снижению энергопотребления при эксплуатации УЭЦН, реализованной в ОАО «Самотлорнефтегаз». Для реализации проекта был выбран куст 1293А, который представляет собой шесть скважин, оборудованных УЭЦН производительностью от 20 до 125 кубов.

Проведенная работа включала выбор и установку узлов учета электроэнергии; сбор технологических параметров работы по каждой скважине; измерение потребления электроэнергии и электрических параметров работы УЭЦН при существующих режимах работы скважин; анализ полученных данных и выполнение мероприятий по снижению энергопотребления; измерение потребления электрической энергии и электрических параметров работы УЭЦН после выполнения рекомендаций по снижению энергопотребления; подготовку выводов и рекомендаций.

Проведенные исследования позволили сделать вывод о том, что на четырех скважинах можно снизить напряжение на вторичной обмотке ТМГН в целях увеличения cos электродвигателя. В результате снижения напряжения на выходе ТМГН было получено снижение энергопотребления по четырем скважинам на 5,2% (8,2 кВт*ч) без потери добываемой жидкости. В денежном выражении экономия составила 9970 рублей в месяц.

Дополнительно было проведено сравнение данных, полученных в результате измерений и расчетным путем. Расхождение получилось в пределах 3%.

Прогнозные показатели экономии за счет замены в УЭЦН ПЭД на ВД

		2009	2010	2011
1	Планируемый фонд скважин УЭЦН с ВД, шт	117	382	646
2	Экономия энергоресурса за счет замены ВД на АД, кВт час/год/скв	65 094		
3	Тарифы на потребляемую электр.мощность, руб/кВт час	1,76	2,02	2,32
4	Экономия энергозатрат, тыс.руб/скв.	114,6	131,5	151,02
5	Разница в стоимости АД и ВД, тыс. руб	114,29	114,29	114,29
6	Экономия энергоресурсов, млн руб.	13,40	50,23	97,56
7	Разница в затратах на приобретение оборудования, млн руб	13,37	43,66	73,83
8	Итого экономия, млн руб	0,03	6,57	23,73

Следующим этапом работ на кусте 1293А была установка станций управления с частотным преобразователем на скважину 12567. Были поставлены задачи изучить влияние токов высших гармоник на энергопотребление УЭЦН, работающих на одной кустовой площадке, и добиться стабильной работы насосов, без срыва подачи и снижения добычи нефти. Измерения проводились в трех точках — на входе в станцию

управления, на выходе СУ и на выходе ТМГН. тельность была 52 куба. Нагрузка плавала, был газовый фактор. С установкой «частотника» мы получили прирост по добываемой жидкости — 24 куба, что составляет 8,9 тонн нефти в сутки. Прирост добычи и стабильная работа УЭЦН были обеспечены за счет выполнения комплекса работ — увеличения частоты вращения и увеличения давления на приеме насоса с помощью штуцирования», — рассказывает В.Богайчук.



управления, на выходе СУ и на выходе ТМГН.

«До установки частотного преобразователя УЭЦН на скважине 12567 работала нестабильно, с уровнем 1622 метра производи-

Проведенная работа позволила выявить резервы по сокращению энергопотребления на действующем фонде скважин. Данный вид работ является составной частью сервиса УЭЦН

В результате измерения потребления электрической энергии выяснилось, что по всем другим скважинам, работающим на этом кусте, кроме скважины 12168, с вводом частотного преобразователя произошел рост потребления электроэнергии (см. «Анализ энергопотребления»).

Максимальное увеличение энергопотребления произошло на скважине, которая была запитана от одного ТМГН со скважиной 12567 (на 0,7% по активной составляющей, на 2,5% — по реак-

Анализ энергопотребления

№ ТП	Скважина	Тип ЭЦН	Тип ПЭД	Мощность до установки СУ с ПЧ			Мощность после установки СУ с ПЧ			Δ Мощностей в %		
				kW	kVA	kVAR	kW	kVA	kVAR	kW	kVA	kVAR
1	12566	5- 50-1700	32-117	28,74	39,84	27,57	28,77	39,95	27,7	0,1	0,3	0,5
2	12567	5- 80-1750	45-117	33,6	46,13	31,6	37,39	43,82	24,4	11,3	-5,0	-22,8
1	12568	5-125-1750	56-117	54,75	66,54	37,76	53,93	65,64	37,35	-1,5	-1,4	-1,1
2	12604	5- 80-1750	50-117	41,02	55,76	37,76	41,31	56,6	38,69	0,7	1,5	2,5
3	35159	5- 25-1600	22-117	18,44	24,22	15,7	18,45	24,49	16,08	0,1	1,1	2,4
2	60346	5- 30-1800	20-117	На момент измерений скважину остановили для проведения ГТМ								

Вопрос: Вы проводили как прямые замеры, так и снимали параметры со станции управления, параметры после ТМГН. Вы не определяли сходимость параметров?

В.Б.: Мы делали сравнения прямых замеров с расчетными, косвенными. Сходимость в пределах 3%.

Реплика: После того, как были поставлены счетчики и мы замерили фактическое энергопотребление, мы сравнили его с расчетным. Расчетным мы называем потребляемую мощность, рассчитанную по показаниям станции управления. Получили сходимость до 3% по шести скважинам, и считаем ее приемлемой.

Один из вопросов, который перед всеми компаниями встает: стоит ли оснащать все станции управления счетчиками, для того чтобы был такой глобальный мониторинг? В некоторых нефтяных компаниях уже сейчас выводятся эти данные — в «Сургутнефтегазе», на части скважин в «Юганскнефтегазе» эти параметры выходят.

Можно дискутировать о приемлемости сходимости 3%, но, скорее всего, необходимость установки счетчиков энергопотребления нужно определять в каждом конкретном случае. Она будет зависеть, в том числе, и от дебита скважины. Там, где хороший дебит по нефти, установка счетчиков более выгодна.

Вопрос: Вы показали, что применение частотного преобразователя ведет к увеличению потребления электроэнергии на других скважинах. Существуют активные фильтры гармоник, но их стоимость достаточно высока и сопоставима со стоимостью СУ с частотным преобразователем. Вы анализировали экономику их применения?

В.Б.: Анализировали. На данной кустовой площадке потребители небольшой мощности. Соответственно, и влияние тока высших гармоник не настолько значительное. Влияние было в пределах 5%, и мы вписались в ГОСТовские нормы. Поэтому здесь мы не рекомендовали заказчику рассматривать сетевой фильтр. Другая ситуация по потребителям большей мощности.

Реплика: Впервые проведена практическая, прагматическая оценка состояния энергопотребления. Взят абсолютно случайный реальный куст и проведена ревизия. Мы просто применили традиционные способы, существующие приборы учета, провели оценку и выявили определенный резерв на четырех скважинах. А у нас их 6250. Представляете масштаб потенциального влияния сервисной компании на энергопотребление в компании нефтегазовой?

тивной). По остальным скважинам рост был незначительный.

«Проведенная работа позволила выявить резервы по сокращению энергопотребления на действующем фонде скважин. Данный вид работ является составной частью сервиса УЭЦН и может быть успешно реализован в сфере традиционного сервисного обслуживания на регулярной возмездной основе. Необходимо выработать критерии применения СУ с ЧР и сетевых фильтров исходя из экономической эффективности, с учетом вредного влияния токов высших гармоник. Производить подбор энергосберегающих дизайнов УЭЦН, после соответствующей доработки программных продуктов по подбору оборудования, необходимо с учетом минимальных затрат на добычу, подготовку и перекачку 1 м³ добываемой жидкости», — резюмировал В.Богайчук.

Бенчмаркинг энергоэффективности

По мнению **Алексея Зуева**, начальника отдела энергосбережения Управления энергетики ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», «на сегодняшний день проблемой для



всех добывающих предприятий является отсутствие адекватной модели сравнительного анализа энергозатрат на мехдобычу между цехами, предприятиями и в целом на уровне компании».

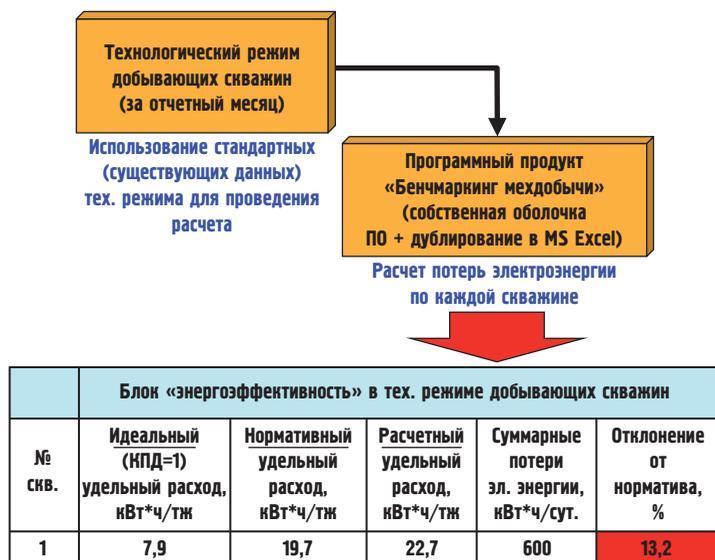
Из составляемых в настоящее время графиков удельных затрат электроэнергии на тонну добываемой жидкости понять, какое предприятие лучше, какое хуже, какой имеется потенциал увеличения энергоэффективности, невозможно. Поэтому в качестве основного направления в сфере выявления текущей энергетической неэффективности и борьбы с ней в ТНК-ВР была принята идея реализации бенчмаркинга (сравнительного анализа) энергоэффективности механизированной добычи.

В рамках работ по ее реализации были выявлены пять основных узлов, в которых наблюдаются значительные потери электроэнергии: потери в погружном электродвигателе при отклонении от номинального режима работы; потери в УЭЦН при отклонении параметров подачи от рабочей части характеристики; потери в кабеле в зависимости от глубины спуска УЭЦН, от рабочей частоты; потери в НКТ в зависимости от внутреннего диаметра и глубины спуска; потери в фонтанной арматуре из-за неправильного подбора установки по напору.

На первом этапе планируется по каждой скважине определить расчетный удельный расход электроэнергии с использованием ПО и нормативный удельный расход при условии, что все пять вышеперечисленных узлов оборудования должны работать в оптимальном режиме (см. «Алгоритм использования модели бенчмаркинга (уровень 1 — начальный)»). И после этого выявить потери электроэнергии, то есть расхождение между текущим энергопотреблением и нормативным по каждой скважине, цеху, предприятию и по компании в целом.

Второй уровень реализации идеи — это объединение в одну информационную среду данных технологического режима за отчетный период с добавлением дополнительных данных, например, по сечению кабеля, рабочей частоте

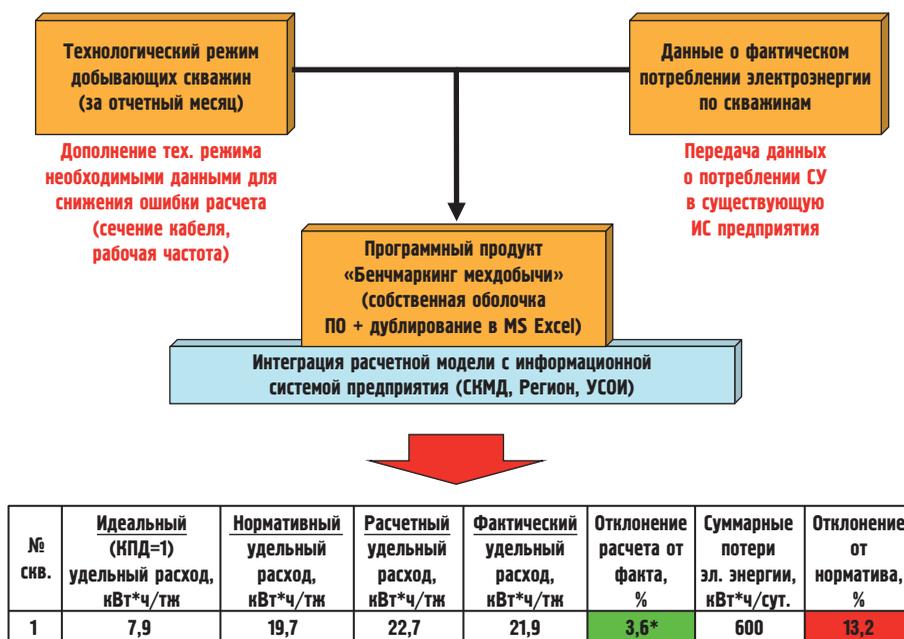
Алгоритм использования модели бенчмаркинга (уровень 1 — начальный)



(см. «Алгоритм использования модели бенчмаркинга (уровень 2 — целевой)») и с добавлением информации о фактическом потреблении электроэнергии по скважинам на основании данных по энергопотреблению со станций управления. Далее вся эта информация будет объединяться в единой информационной среде, что позволит рассчитывать фактический удельный расход электроэнергии.

«Эта модель позволит контролировать энергоэффективность, выявлять текущие потери, как по отдельным скважинам, так и по предприятию в целом. Появится возможность планировать и прорабатывать мероприятия по повышению энергоэффективности, выявлять некорректные данные по техническому учету электроэнергии. Зная нормативный удельный расход по предприятию и фактический удельный расход, мы будем видеть потенциал энергосбережения по каждому предприятию», — утверждает А.Зуев.

Алгоритм использования модели бенчмаркинга (уровень 2 — целевой)



* — это контрольное значение, отклонение расчетного потребления от факта должно находится в пределах 5%. Если идет превышение — нужно проверять учет эл.энергии по СУ или технические параметры работы скважины!

ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

Вопрос: А если окажется в результате применения этой модели, что нужно переходить от ЭЦН к другому виду оборудования, например, вот говорили о винтовых насосах с вентильным двигателем? Вы будете такие варианты рассматривать или это уже за рамками программы бенчмаркинга?

А.З.: Как раз планируем это рассмотреть. Есть определенный показатель — это идеальный удельный расход, при КПД всего оборудования, равном единице. То есть, грубо говоря, это гидравлическая мощность на подъем жидкости с определенной глубины. Также будет нормативный удельный расход. Отношение этих цифр — это и есть КПД способа эксплуатации. Будем сравнивать и оценивать с экономической точки зрения возможный переход на другой способ эксплуатации.

Вопрос: *Поскважинный учет электроэнергии каким образом будет проводиться?*

А.З.: Сейчас оцениваем, как нам двигаться в этом направлении. Пока основная идея — это использование функциональных возможностей станций управления по учету электроэнергии. То есть, передача данных по учету от станции управления через БМА и общую систему телемеханики в мехдобыче.

Не видим целесообразности в строительстве особой системы поскважинного учета с отдельными каналами связи, отдельной информационной системой. У нас в Нижневартовске, в НГДУ-2 охват технического учета по данным станций управления составляет сейчас порядка 80%. Проводили испытания — при сравнении показаний приборов с классом точности 0,5 и данных со станций управления укладываемся в 5%-ную погрешность. И ввели там за правило при замене либо плановом ремонте станции управления производить калибровку показаний тока и напряжения, чтобы как можно точнее была цифра по потреблению электроэнергии.

Энергоэффективность системы ППД

«Мы столкнулись с тем, что инновации и новые технологии в нефтегазодобыче, непосред-



ственно в механизированной добыче, подъеме жидкости продвинулись достаточно далеко. В то же время мы реализуем проекты,

касаются и учета электроэнергии», — заявил **Юрий Макаров**, заместитель начальника отдела инноваций ЦДО «Варьеганнефтегаз», ОАО «ТНК-ВР Менеджмент».

В настоящий момент ситуация с энергоэффективностью систем ППД содержит следующие проблемы: высокое энергопотребление насосных станций; неэффективная закачка — высокие энергозатраты на транспорт излишней подтоварной воды, которая может быть утилизирована в поглощающие скважины; низкий КПД насосных агрегатов; частые выходы из строя основного оборудования и значительные расходы на его обслуживание.

Как видно из энергетического баланса, который является результатом первичного предварительного энергоаудита на БКНС-1 Ван-Ёганского месторождения (см. «Анализ текущей ситуации»), полезная мощность составляет 42%, а потери только в системе регулирования — 20%.

Около 33% электроэнергии затрачивается на транспорт жидкости в системах ППН и ППД. Мощность насосов в этих системах может достигать нескольких мегаватт, и эффективность работы каждого из них приносит значимый эффект. Ожидаемая экономия электроэнергии на одной БКНС за счет внедрения энергосберегающих технологий и снижения потерь, в основном, потерь в системе регулирования, составляет 2 млн кВт*ч в год (см. «Достижимые результаты»).

Глядя на древовидную структуру потребляемой энергии, видно, что полезная энергия в рамках предприятия, по предваритель-

ной оценке, составляет 26–58% от всего объема (см. «Направление деятельности»). Это связано с множеством проблем.

«Например, на данный момент не проводится оценка КПД насосов систем ППД и ППН. То есть, насос эксплуатируется до тех пор, пока его или не заклинит или не возникнет ситуация, когда с ним нужно будет что-то делать. На потери электроэнергии никто не обращает внимания, потому что насос снимать никто не будет до тех пор, пока он работает», — поясняет Ю.Макаров. Поэтому даже только внедрение контроля над КПД насосов может принести существенный эффект.

Частотное регулирование подземного оборудования сегодня применяется достаточно широко, а в наземном оборудовании раньше это было слишком дорого. С нынешним и прогнозируемым ростом тарифов эти проекты становятся все более привлекательными с точки зрения экономики.

«По факту мы проводим сегодня оптимизацию гидравлических потерь и уже получаем от этих мероприятий прибыль. То есть, устраняем неэффективную закачку, которая присутствует примерно на половине месторождений нашего общества», — рассказывает Ю.Макаров. В рамках программ оптимизации закачки увеличивается количество жидкости, утилизируемой в поглощающие скважины, и уменьшается количество жидкости, перекачиваемой насосами системы ППД. Это ведет к уменьшению количества транспортируемой жидкости и, соответственно, к увеличению энергетической эффективности системы ППД.

Частотное регулирование подземного оборудования применяется достаточно широко, а в наземном раньше это было слишком дорого. С прогнозируемым ростом тарифов эти проекты становятся все более привлекательными

связанные с наземной инфраструктурой, которые приносят компании положительный эффект, но с точки зрения инноваций они абсолютно не проработаны. Целью моего доклада является, в том числе, инициирование работ в этом направлении. Это

ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

Вопрос: В мире в последние лет 10–12 достаточно активно ведутся работы по так называемой безводной добыче нефти, когда на поверхность поднимается практически чистая нефть. Такие работы проводятся и в России. Например, в «Татнефти» в этом году введена опытная скважина. Вы планируете проведение подобных работ?

Ю.М.: После ваших слов мы в отделе рассмотрим и проведем первичный анализ этого рынка.

Вопрос: Имеются ли у вас в системе ППД насосы объемного типа и если да, то каких производителей? И есть ли у вас критерии по снижению кпд при выводе насосов в капитальный ремонт?

Ю.М.: У нас присутствуют насосы ЦНС 240-1900, сумские и пермские. Насчет ситуации с кпд — в том-то вся и проблема, что только недавно сформирован Блок по развитию производства, а раньше на это внимания никто не обращал. То есть, ситуация с кпд инициируется именно в данный момент.

Наши внутренние службы технического надзора хотят официально зарегистрировать требование к сервисным организациям, которые на местах, в Нижневартовске ремонтируют насосы, чтобы они обязательно обращали внимание на параметр кпд системы. Сейчас никакого контроля над ним фактически нет.

Но здесь специалисты «Варьеганнефтегаза» столкнулись с рядом проблем. Фактически уменьшить количество транспор-

та жидкости можно либо с помощью изменения характеристик ЦНС, либо путем уменьшения количества работающих насосов.

Однако оба этих пути предусматривают только дискретное изменение характеристик, т.е. шаговое, а не плавное. А такая

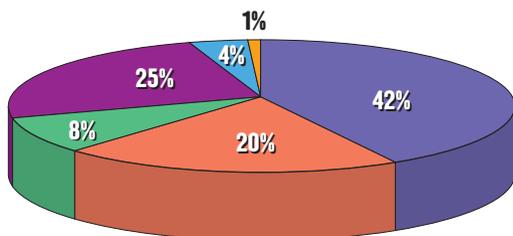
Анализ текущей ситуации

Достижимые результаты



- Высокое энергопотребление насосных станций
- Низкий КПД насосных агрегатов
- Неэффективная закачка
- Частые выходы из строя основного оборудования
- Значительные расходы на обслуживание оборудования

Энергетический баланс БНС в настоящее время на примере БНС-1 Ван-Ёганского м/р (первичный энергоаудит)

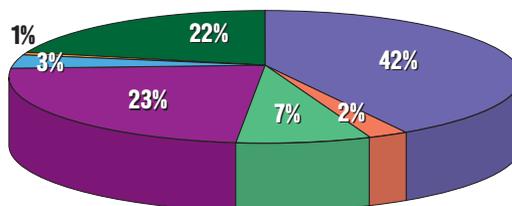


- Полезная мощность
- Потери в системе регулирования
- Потери на нагрев электродвигателя
- Потери в насосном агрегате
- Потери в трубопров.
- Потери в электросетях

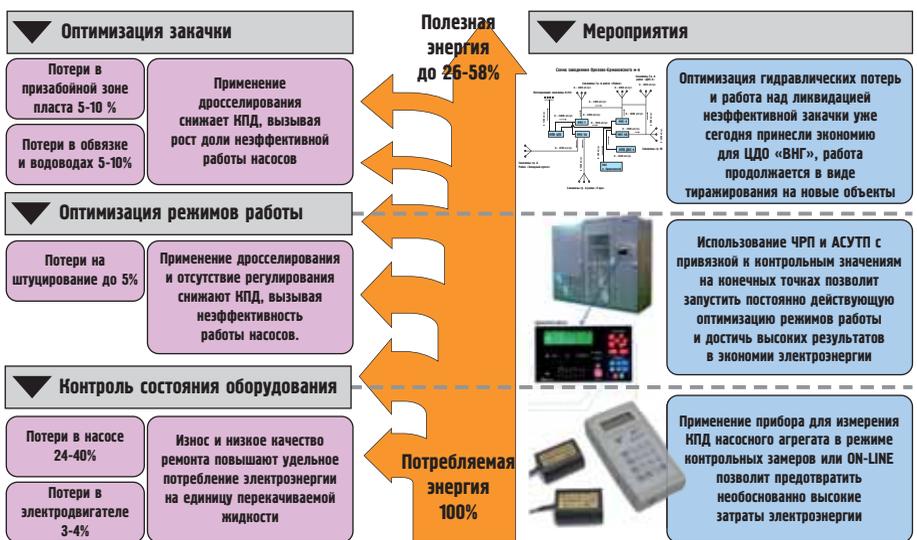


- Снижение общего энергопотребления оборудования
- Увеличение эксплуатационной долговечности насосов
- Увеличение эффективности закачки
- Увеличение КПД насосов с 63% до 75%
- Сокращение расходов на обслуживание насосов в 3-4 раза
- Нароботка насосов между капитальными ремонтами до 40 тыс. часов и более

Энергетический баланс БНС при внедрении энергосберегающих мероприятий. Ожидаемая экономия электроэнергии на одной БНС 2 млн кВт*ч в год



- Полезная мощность
- Потери в системе регулирования
- Потери на нагрев электродвигателя
- Потери в насосном агрегате
- Потери в трубопров.
- Потери в электросетях
- Экономия энергии



структура, по сути, не может быть оптимальной.

«Между КНС и конечной точкой транспорта (скважиной ППД) должна существовать автоматизированная связь в реальном времени. При этом характеристики насосов КНС должны регулироваться плавно, а не дискретно. Расчеты показывают, что даже при относительно высоких капитальных затратах таких проектов они имеют хорошие экономические показатели», — резюмирует Ю.Макаров.

Оптимизация подбора

«Долю энергопотребления механизированным фондом можно существенно сократить не только за счет применения более эффективного насосного оборудования, но и просто за счет его правильного подбора», — утверждает **Юрий Донской** из РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.

Основными направлениями совершенствования скважинных насосных установок с точки зрения энергоэффективности являются: уточнение областей применения

различных видов насосных установок с учетом условий эксплуатации; увеличение основных показателей (подача, напор, КПД) оборудования; снижение массогабаритных показателей; повышение показателей надежности; повышение энергетической эффективности оборудования.

По словам Ю.Донского, при подборе необходимо, в частности, учитывать, что по длине насосной установки в связи с тем, что будут перекачиваться реальные газожидкостные смеси, давление по длине от входа к выходу будет повышаться. Соответственно, часть газа будет растворяться, и это повлияет на то, что характеристика ступени по длине установки будет изменяться. Этот фактор необходимо учитывать с целью получения более энергоэффективной установки.

В программе «Автотехнолог», новые возможности которой



Используя программу «Автотехнолог», можно комплексно подойти к повышению энергоэффективности и оптимизировать добычу жидкости не только с точки зрения потребления электроэнергии...

представлял докладчик, данная функция присутствует. Можно задать плотность и вязкость жидкости, и программа автоматически выдаст характеристику насосной установки на реальной жидкости, перестроив ее из паспортной характеристики, которая была получена на воде.

Подбирая установку с помощью «Автотехнолога», можно задавать как непрерывную эксплуатацию, так и периодическую. При этом уже на начальном этапе видно, в какой области будет работать насосная установка — будет ли режим эксплуатации находиться в рабочем диапазоне.

Также можно задать, например, глубину подвески и выбрать дополнительное оборудование, такое как газосепараторы, диспергаторы, и тут же проследить, какое при этом будет потребление электроэнергии и параметры работы установки.

Существует еще масса возможностей при выборе исполнения основного и дополнительного оборудования. Например, с помощью программы можно оценить, как влияет кабельная линия на потребление электроэнергии. В качестве примера можно привести выбор двух абсолютно одинаковых насосных установок для одной и той же скважины за исключением того, что кабель-удлинитель для одной насосной установки выбирается с сечением 16 мм², а для другой — 13 мм².

И видно, что, несмотря на несущественную длину (порядка 360 метров) кабеля-удлинителя по сравнению с глубиной подвеса, применение кабеля меньшего сечения приведет к перерасходу порядка 3 кВт электрической мощности, что, соответственно, повлияет на экономику.

При подборе вентильного электродвигателя следует учитывать не только потребляемую мощность, но и температурный режим. Вентильный двигатель будет нагреваться примерно на 8–15°C меньше, чем аналогичный асинхронный электродвигатель. Но даже такая незначительная, казалось бы, температурная разница может существенно снизить солеотложение, если установка будет работать в солеотлагающей скважине.

«Таким образом, используя одну программу, можно комплексно подойти к повышению энергоэффективности и оптимизировать добычу жидкости не только с точки зрения потребления электроэнергии, но и с учетом ряда сопутствующих факторов», — отмечает Ю.Донской.

Комплексный энергетический сервис

Айдар Гумаров, заместитель директора по развитию ООО УК «Татнефть-Энергосервис», рассказал о преимуществах комплексного энергетического сервиса. Такой сервис включает диагностирование энергетических установок, производство ремонтно-наладочных работ, учет энергоресурсов и энергоаудит, разработку проектов, производство и монтаж оборудования, гарантийное обслуживание, что в совокупности призвано обеспечить надежную, безопасную и рациональную эксплуатацию энергетических установок.

На сегодняшний день «Татнефть-Энергосервис» производит обслуживание более 300 под-



станций класса напряжения 110/35/6 кВ и 35/6 кВ, порядка 18 тыс. КТП-6/0,4 кВ, более 17 тыс. км воздушных и кабельных линий класса напряжения 6, 35 и 110 кВ.

Основными функциями по эксплуатации энергоустановок являются их приемка в эксплуатацию; круглосуточное оперативное диспетчерское управление электрическими сетями и электрооборудованием; техобслуживание, ремонт, модернизация и реконструкция установок; сопровождение систем коммерческого и технического учета электроэнергии; обеспечение правил безопасно-

сти и природоохранных требований; ведение технической документации и взаимодействие с контролирующими органами.

К преимуществам комплексного энергетического сервиса для заказчика, по словам А.Гумарова, относятся: экономия управленческих и трудовых ресурсов на осуществление непрофильных

Комплексный энергетический сервис призван обеспечить надежную, безопасную и рациональную эксплуатацию энергетических установок

видов деятельности; экономия времени при внедрении энергетических проектов (комплексный подход); исключается необходимость взаимодействия с контролирующими органами в области энергетики; исключается необходимость в организации материального снабжения.

«И в связи с тем, что у нас на обслуживании находится большая сеть энергооборудования, имеется возможность резервирования, кольцевания и т.д.», — подводит итог А.Гумаров. 

**17-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА**

17th Moscow International Exhibition

AUTOCOMPLEX 2010



**АВТОЗАПРАВочный КОМПЛЕКС,
АВТОТЕХСЕРВИС, ГАРАЖ И ПАРКИНГ**

27 – 29 ОКТЯБРЯ 2010 ГОДА, МОСКВА
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»,
ПАВИЛЬОН №8 (ЗАЛЫ 1, 2)
И ОТКРЫТЫЕ ПЛОЩАДКИ
КРАСНОПРЕСНЕНСКАЯ НАБ., Д. 14

ОРГАНИЗАТОР:
ООО «АЗС-ЭКСПО»
ПРИ ПОДДЕРЖКЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА
МОСКВЫ И СОДЕЙСТВИИ ЗАО «ЭКСПОЦЕНТР»

123100, г. Москва
Ул. Мантулинская, д. 7, стр. 3, офис 15
Тел./факс: (495) 380-21-37, (499) 256-05-44
e-mail: acs-expo@mtu-net.ru

27 – 29 OCTOBER 2010, MOSCOW
EXPOCENTRE FAIRGROUNDS
PAVILION №8 (HALL 1, 2)
AND OUTDOOR SECTION
KRASNOPRESNENSKAYA NAB. – 14

ORGANIZER:
ACS-EXPO, LTD
SUPPORTED BY
THE MOSCOW GOVERNMENT
AND ASSISTED BY ZAO EXPOCENTRE

123100, Moscow
Mantulinskaya St. 7, str. 3, office 15
Tel./fax: (495) 380-21-37, (499) 256-05-44
e-mail: acs-expo@mtu-net.ru



АЗС-ЭКСПО

www.autocomplex.net



«СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН '2010»

В мае текущего года в рамках проекта «Черноморские нефтегазовые конференции», организатором которого выступает научно-производственная фирма «НИТПО», состоялась пятая международная практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития».

Несмотря на огромные соблазны Черноморского побережья, в зале конференции и ее кулуарах представителями заказчиков и подрядчиков обсуждались наиболее актуальные вопросы по методам повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи углеводородов, капитальному и плановому ремонту скважин, ограничению водопритоков, глушению скважин и блокировке пластов, зарезке стволов, колтюбингу и еще огромному ряду проблем, которые возникают у компаний на месторождениях.

Особенно оживленно проходили дебаты по практическим итогам проведения ГРП различных видов, использованию всевозможных химических реагентов и, конечно, о взаимоотношении нефтяников и газовиков с подрядными организациями.

Производители оборудования и технологий по итогам своих докладов столкнулись с таким количеством профессиональных вопросов и практических комментариев, что называется «со скважины», что порой испытывали довольно сильные эмоции, кто положительные, а кто и отрицательные.

Проблем было озвучено предостаточно, и полностью материалы конференции будут доступны у организаторов, а «Вертикаль», дабы не отнимать их лавры, в нескольких ближайших номерах представит вашему вниманию наиболее интересные выступления.

По итогам мероприятия НПФ «НИТПО» и журналом «Нефтегазовая Вертикаль» принято решение о совместном проведении выставки-конференции «Строительство и ремонт скважин '2010» с 25 сентября по 1 октября текущего года в одном из отелей Краснодарского Края.

Мы уверены, что объединение наших усилий позволит сделать программу мероприятия профессиональной и актуальной, доклады исключительно практическими, а участие наших уважаемых гостей максимально комфортным.



WWW.INCONF.RU