

Вентильные приводы УЭЦН — энергоэффективная техника нефтедобычи

«Технологии ТЭК», №8 2006 г.

Владимир Павленко, Матвей Гинзбург, ООО «РИТЭК-ИТЦ»

Растущий дефицит энергоресурсов в мире, в том числе и в России, актуализирует задачу создания энергосберегающих технологий и техники. Имея фактически общегосударственный приоритет, проблема энергообеспечения должна решаться на основе повышения инновационной составляющей в научно-производственной деятельности предприятий. Один из вариантов решения проблемы добывающими предприятиями НГК, базирующийся на инновационных решениях в области приводов для электроцентробежных насосов, предлагают авторы. Ниже приводятся результаты исследования, обосновывающие, с обсуждаемой точки зрения, безальтернативность применения вентильных приводов УЭЦН. Детальное рассмотрение и сравнительный анализ характеристик вентильных приводов УЭЦН будут опубликованы в очередном номере журнала.

В топливно-энергетическом комплексе объектами совершенствования должны быть в первую очередь высокоэнергоёмкие технологические процессы, такие как добыча нефти установками погружных центробежных насосов (УЭЦН), которыми в России добывается около 80% нефти (см. табл. 1).

Задача снижения энергозатрат в насосной добыче, кроме прочего, актуализируется в связи со стабильной тенденцией роста тарифов на потребляемую электрическую мощность и неуклонным ростом обводнённости добываемой скважинной продукции.

Актуальность снижения энергопотребления при добыче нефти

Объём жидкости, который необходимо поднять на поверхность для добычи равного количества нефти при изменении массовой обводнённости в общем случае определяется соотношением:

$$Q_2 = Q_1 \frac{1 - d_1}{1 - d_2}, \quad (1)$$

где Q_1 и Q_2 — объём поднимаемой продукции (в тоннах) для добычи равного количества нефти в сравниваемых периодах при изменении массовой обвод-

нённости с d_1 до d_2 (в долях ед.).

Потребляемая насосом мощность прямо пропорциональна объёму поднимаемой на поверхность скважинной продукции, поэтому энергопотребление также изменяется в соотношении (1).

По данным ГП «ЦДУ ТЭК», обводнённость продукции, поднятой из скважин установками УЭЦН, увеличилась с 83,1% в 2004 г. до 84,1% в 2005 г., в связи с чем удельный расход электроэнергии на добычу нефти возрос на 6,3%. За этот же период тариф на электроэнергию возрос с 0,817 руб./кВт·час до 0,850 руб./кВт·час, то есть на 4,0% (см. табл. 2). Таким образом, в 2005 г. удельные затраты на электроэнергию при насосной добыче нефти только вследствие роста обводнённости и тарифов на электроэнергию увеличились в денежном выражении на 10,6%. В 2006 г. удельные затраты на электроэнергию при сохранении тенденции годового роста обводнённости в 1% с учетом фактического тарифа за электроэнергию 1,07 руб. могут возрасти более чем на треть.

Ниже приводится ориентировочный расчет энергопотребления в России на добычу нефти УЭЦН с учетом фактических показателей 2005 г., приведенных в табл. 1.

Оценка энергопотребления при добыче нефти УЭЦН в НГК РФ

В общем случае потребляемая УЭЦН электрическая мощность N_a может быть определена как сумма мощности, необходимой для подъема и транспортировки продукции скважины, потерь мощности в кабеле и трансформаторе. Т.е. в формализованном виде:

$$N_a = N_c + \Delta N_k + \Delta N_t, \quad (2)$$

где: N_c — мощность, необходимая для подъема и транспортировки до ГЗУ продукции скважины, кВт; ΔN_k — потери мощности в кабеле, кВт;

ΔN_t — потери мощности в трансформаторе, кВт.

Необходимая мощность

Мощность, необходимая для подъема и транспортировки до ГЗУ продукции скважины, определяется по формуле:

$$N_c = \frac{Q_c \cdot (H_d + 10P_y) K_{TP}}{8810 \cdot \eta_n \cdot \eta_a}, \quad (3)$$

где: Q_c — средний дебит продукции скважин, эксплуатируемых УЭЦН, т/сут.;

H_d — глубина динамического уровня, м;

P_y — давление на устье скважины, кгс/см²;

K_{TP} — коэффициент, учитывающий

дополнительные расходы электроэнергии на покрытие потерь в насосных трубах и выкидной линии до ГЗУ;

η_n — КПД насоса ЭЦН, доли ед.;

η_a — КПД асинхронного электродвигателя ПЭД, доли ед.;

Для расчета мощности, необходимой для подъема и транспортировки до ГЗУ нефти, в формуле (3) значение Q_c можно заменить выражением:

$$Q_c = \frac{V_c}{1-d}, \quad (4)$$

где: V_c — средний дебит нефти скважин эксплуатируемых УЭЦН, т/сут.;

d — массовая обводненность

нефти, доли ед. ($d = \frac{d\%}{100}$).

С учетом (3) и (4) мощность, необходимая для подъема и транспортировки до ГЗУ нефти, можно определить из выражения:

$$N_c = \frac{V_c \cdot (H_d + 10P_y) K_{TP}}{8810 \cdot \eta_n \cdot \eta_a \cdot (1-d)}, \quad (5)$$

Потери мощности в кабеле

Потери мощности в кабеле,

Табл. 1. **Выборочные данные по нефтедобыче в России в 2005 г.**

Показатель	Всего		В том числе УЭЦН	
	Кол.	%	Кол.	%
Количество скважин, тыс. ед.	152,6	100	68,6	45
Добыча млн т				
Жидкость	2468	100	2163	87,6
Нефть	442,4	100	351,1	79,4
Средний дебит, т				
Жидкость	57,7		110,5	
Нефть	10,34		17,7	
Обводненность, %	82,2		84,1	

являющиеся функцией рабочего тока электродвигателя и сопротивления фазы кабеля, определяются по формуле:

$$\Delta N_k = 3 I_a^2 \cdot R_{\phi}, \quad (6)$$

где: I_a — рабочий ток электродвигателя ПЭД, А;

R_{ϕ} — активное сопротивление фазы кабеля, Ом.

Рабочий ток I_a электродвигателя ПЭД при условии его загрузки не ниже 70% от номинальной мощности, т.е. соответствующей принятой оптимальной комплектации ЭЦН электродвигателем ПЭД, можно определить из зависимости:

$$I_a = K_3 I_{na}, \quad (7)$$

где: I_{na} — номинальный ток ПЭД, А; K_3 — коэффициент загрузки электродвигателя по мощности.

В свою очередь:

$$K_3 = \frac{N_c}{N_{na}}, \quad (8)$$

где N_{na} — номинальная мощность ПЭД.

Активное сопротивление R_{ϕ} фазы кабеля вычисляется как:

$$R_{\phi} = \frac{\rho [1 + \alpha (T - 20)] L}{S}, \quad (9)$$

где: ρ — удельное электрическое сопротивление материала токо-

Табл. 2. **Исходные данные для расчета удельного расхода электроэнергии на добычу нефти УЭЦН в России в 2005 г.**

Показатель	Обозначение	Величина	Обоснование
Средний суточный дебит, т/сут.	V_c	17,7	Таблица 1
Массовая обводненность, % (доля ед.)	d	84,1 (0,841)	Таблица 1
Глубина динамического уровня, м;	H_d	1400	Принята в расчете
Давление на устье скважины, кгс/см ² ;	P_y	20	Принято в расчете
Тип насоса	ЭЦН5-125-1700		Принят в расчете
КПД насоса, % (доля ед.)	η_n	58,5 (0,585)	Каталог
Тип погружного электродвигателя	ПЭД50-117		Принят в расчете
Номинальная мощность электродвигателя, кВт	N_{na}	50	Каталог
КПД электродвигателя, % (доля ед.)	$\eta_{aэ}$	84,5 (0,845)	Каталог
Номинальный ток ПЭД, А	I_{na}	28	Каталог
КПД трансформатора ТМП, % (доля ед.)	η_t	96 (0,96)	Принят в расчете
Коэффициент, учитывающий дополнительные расходы электроэнергии на покрытие потерь в насосных трубах и выкидной линии до ГЗУ	K_{TP}	1,06	Принят в расчете
Удельное электрическое сопротивление материала токопроводящей жилы кабеля при $t^{\circ}20^{\circ}\text{C}$, Ом.мм ² /м	ρ	0,0172	Для меди
Темп. коэффициент электрического сопротивления материала токопроводящей жилы кабеля, $^{\circ}\text{C}^{-1}$	α	$3,93 \cdot 10^{-3}$	Для меди
Температура жилы кабеля, $^{\circ}\text{C}$	T	75	Принята в расчете
Длина кабельной линии, м	L	1800	Принята в расчете
Сечение кабеля, мм ²	S	16	Принято в расчете
Тариф за электроэнергию, руб/кВт-час	t_e	0,85	Тариф ОЭС Сибири — основного нефтедобывающего региона РФ (2005 г.).

Табл. 3. **Результаты расчета удельного расхода электроэнергии**

Показатель	Зави- симость	Результат расчета
Мощность, необходимая для подъема и транспортировки до ГЗУ продукции скважины, N_{Σ} , кВт	(5)	43,35
Потери мощности в кабеле, ΔN_{κ} , кВт	(6)	4,16
Потери мощности в трансформаторе, ΔN_{τ} , кВт	(10)	1,90
Потребляемая УЭЦН электр. мощность, N_{Σ} , кВт.	(2)	49,41
Удельный расход электроэнергии на добычу нефти УЭЦН, цз, кВт.час/т.	(11)	67,0
Удельные затраты на электроэнергию в денежном выражении, цр, руб/т	(12)	56,94

Табл. 4. **Расчетные показатели энергозатрат на добычу нефти УЭЦН в России в 2005-2010 гг.**

Показатель	2005	2006	Год 2007	2008	2009	2010
Обводненность, %	84,1*	85,1	86,1	87,1	88,1	89,1
Тариф за электроэнергию, руб/кВт.час	0,85*	1,07*	1,18	1,29	1,42	1,57
Удельныйрасход электроэнергии, кВт.час/т	67,0	71,9	77,6	84,3	92,1	101,6
Удельные затраты на электро- энергию, руб/т	56,94	76,94	91,57	108,7	130,85	159,6
Прогноз годовых темпов роста добычи, %**		4,4	4,0	3,9	3,5	3,4
Добыча нефти, всего, млн т	442,4*	461,9	480,4	499,1	516,5	534,1
Добыча нефти УЭЦН, млн т***	351,1*	366,7	381,4	396,3	410,1	424,2
Расход электроэнергии на добычу нефти, млрд кВт.час	23,5	26,4	29,6	33,4	37,8	43,1
Затраты на электроэнергию. млрд руб	20,0	28,2	34,9	43,1	53,7	67,7

* Факт
** Нефтегазохимический портал Республики Татарстан
*** Расчетная добыча с учетом сохранения доли УЭЦН в общей добыче на уровне 2005 г.

проводящей жилы кабеля при температуре 20°C, Ом мм²/м;
 α — температурный коэффициент электрического сопротивления материала токопроводящей жилы кабеля, °C⁻¹;
 T — температура жилы кабеля, °C;
 L — длина кабельной линии, м;
 S — сечение кабеля, мм².

Потери мощности в трансформаторе

Формализуя потери мощности в трансформаторе с учетом их детализации, можно обратиться к зависимости:

$$\Delta N_{\tau} = (N_{\Sigma} + \Delta N_{\kappa}) (1 - \eta_{\tau}), \tag{10}$$

где η_{τ} — КПД трансформатора ТМП, доли ед.

Удельный расход электроэнергии на добычу нефти УЭЦН ϖ_{Σ} в кВт.час/т составляет:

$$\omega_{\Sigma} = \frac{24 N_{\Sigma}}{V_{\Sigma}} \tag{11}$$

Удельные затраты на электроэнергию в денежном выражении ϖ_{Σ} , в руб./т можно определить исходя их зависимости:

$$\varpi_{\Sigma} = t_{\Sigma} \cdot \varpi_{\Sigma}, \tag{12}$$

где: t_{Σ} — тариф за электроэнергию, руб/кВт.час.

Для практической иллюстрации сказанного приведем пример оценки среднего удельного расхода электроэнергии на добычу нефти УЭЦН в России в 2005 г. Исходные данные для расчета представлены в **табл. 2**, а результаты расчета — в **табл. 3**.

Расчетные показатели энергозатрат на добычу нефти УЭЦН в России в 2005-2010 гг. с учетом ежегодного роста обводненности на 1% и тарифов за потребляемую электрическую мощность на 10% представлены в **табл. 4** и на **рис. 1, 2**.

Потенциал энергетической эффективности оборудования УЭЦН

Принципиальная конструктивная схема установки погружного центробежного электронасоса была разработана в России 1918 г., а его использование в нефтедобыче началось в середине 30-х годов в США. За прошедшие годы были достигнуты колоссальные успехи в области развития этого вида техники, что позволило существенно повысить их ресурс, особенно при работе в осложненных условиях. Однако, несмотря на значительные успехи в области совершенствования конструкции и технологии производства УЭЦН, разработок и внедрения различных компьютерных программ подбора оборудования УЭЦН и проектирования режимов их работы, позволяющих оптимизировать отбор скважинной продукции, существенно повысить показатели энергетической эффективности оборудования УЭЦН, и в первую очередь погружных асинхронных электродвигателей типа ПЭД, за последние 10-15 лет не удалось. Поэтому сегодня задача снижения энергопотребления в нефтедобыче решается в основном за счет повышения эффективности эксплуатации энергетического оборудования, электроприводов и электрических сетей, а также применения энергосберегающих методов повышения нефтеотдачи, не связанных с увеличением объемов извлечения попутной воды.

Следует отметить, что до последнего времени вопросы снижения энергопотребления не были приоритетными во многих отраслях экономики страны не только при эксплуатации, но и при создании нового оборудования. Общеизвестен факт отставания некоторых российских технологий и оборудования по показателям энергопотребления от достигнутого уровня в развитых странах. В меньшей степени это положение относится к оборудованию российских УЭЦН, которое по своим энергетическим характеристикам находится на мировом уровне, а по некоторым видам,

например насосам ВНН разработки и производства ЗАО «НОВОМЕТ», превосходит их [1].

Однако сегодня очевидно, что возможности дальнейшего повышения энергетических характеристик погружных асинхронных электродвигателей, применяемых в составе серийных УЭЦН, практически исчерпаны. Максимальное значение КПД погружного асинхронного электродвигателя составляет 85%, а среднее значение КПД УЭЦН с учетом КПД насосов и потерь мощности в кабеле не превышает 40%. Таким образом, более 60% электрической мощности расходуется непроизводительно, а выделяемое в процессе работы тепло приводит к существенному снижению ресурса двигателя и УЭЦН в целом.

Исходя из этой оценки энергетической эффективности УЭЦН с традиционными асинхронными приводами, примерно десять лет назад по инициативе и при участии специалистов ОАО «ЛУКОЙЛ» на одном из предприятий ВПК начали работать над созданием приводов ЭЦН на основе вентильных электродвигателей с постоянными магнитами в роторе (ВД).

Преимущества вентильных приводов УЭЦН

Вентильные приводы, состоящие из электродвигателя, ротор которого выполнен на постоянных магнитах, и станции управления, которая питает обмотку статора по специальному алгоритму, начали применяться в технике несколько десятилетий тому назад. Однако их широкое использование стало возможным благодаря достижениям последних лет в развитии силовой, микропроцессорной электроники, программных средств управления, а также значительного развития мирового производства постоянных магнитов для таких приводов. Сегодня вентильные электродвигатели широко применяются в качестве регулируемых приводов в различных видах оборудования, в первую очередь там, где требуется регулирование частоты вращения.

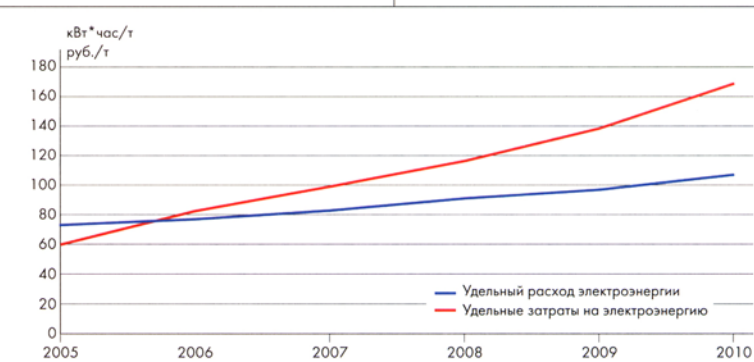


Рис. 1. Удельный расход электроэнергии на добычу нефти УЭЦН в России в 2005-2010 гг. (расчетные значения)

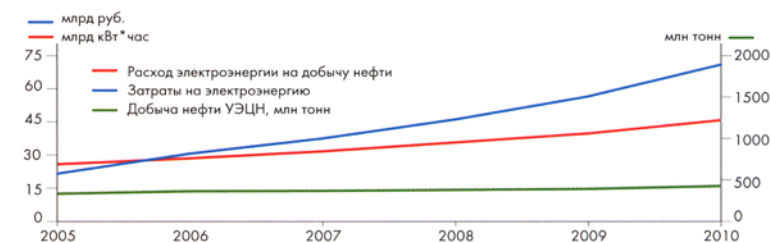


Рис. 2. Энергозатраты на добычу нефти УЭЦН в России в 2005-2010 гг. (расчетные значения)

В ВД нет расхода мощности на передачу энергии ротору и соответствующих потерь, которые есть в короткозамкнутой обмотке роторов асинхронных электродвигателей. В силу этого КПД вентильных электродвигателей составляет 92-94%, что на 8-10% выше, чем КПД асинхронных электродвигателей. Вентильные электродвигатели, при равных с асинхронными мощностях и напряжениях питания, имеют меньшие значения рабочих токов, что существенно снижает потери мощности в линиях токоподвода и повышает ресурс электрооборудования.

В 2001 г. ООО «РИТЭК-ИТЦ» — дочернее предприятие Российской инновационной топливно-энергетической компании («РИТЭК»), успешно завершило в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и НГДУ «РИТЭКнефть» промысловые приемочные испытания вентильных приводов УЭЦН и организовало их производство.

Приводы УЭЦН на основе вентильных электродвигателей типа ВД с диапазоном регулирования частоты вращения до 3600 об./мин. обладают совокупностью характеристик — энергетических, функциональных

и ресурсных, которые позволяют рассматривать их как безальтернативный тип привода УЭЦН [2].

Учитывая это, детальное рассмотрение и сравнительный анализ характеристик вентильных приводов, обеспечивающих снижение энергопотребления на добычу нефти при замене ими в УЭЦН асинхронных электродвигателей ПЭД, будут опубликованы отдельной статьей в очередном номере журнала. Здесь же лишь отметим, что снижение энергопотребления при замене ПЭД обеспечивается за счет трех основных конструктивных характеристик вентильного двигателя ВД — высокого КПД, низких значений рабочих токов и возможности регулирования частоты вращения.

Литература

1. Конкурентоспособность! Круглый стол Национального института нефти и газа. «Управление качеством в нефтегазовом комплексе», №1, 2004, с. 24
2. Павленко В.И., Гинзбург М.Я. Новый высокоэффективный привод для погружных центробежных и винтовых насосов. «Технологии ТЭК», №3, 2004