

10. Dolinger S. Y., Lyutarevich A. G., Osipov D. S., Plankov A. A. Basic approaches to the implementation of Petersen coil control system using wavelet denoising // ELEKTRO 2016. 11th International conference: conference proceeding. Omsk, 2016. P. 278–283. DOI: 10.1109/ELEKTRO.2016.7512081.

ДУБКОВА Анастасия Дмитриевна, магистрант гр. ЭЭм-171 факультета элитного образования и магистратуры.

ДОЛИНГЕР Станислав Юрьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий».

SPIN-код: 1922-1321

AuthorID (РИНЦ): 642639

ОСИПОВ Дмитрий Сергеевич, кандидат технических наук, доцент (Россия), заместитель заведующего

этого кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий».

SPIN-код: 2220-3520

AuthorID (РИНЦ): 175832

ORCID: 0000-0002-0830-408X

AuthorID (SCOPUS): 57188873609

ResearcherID: B-1019-2016

Адрес для переписки: Werbenka@mail.ru

Для цитирования

Дубкова А. Д., Долингер С. Ю., Осипов Д. С. Методы спектрального анализа в системе управления дугогасящего реактора // Омский научный вестник. 2018. № 3 (159). С. 43–47. DOI: 10.25206/1813-8225-2018-159-43-47.

Статья поступила в редакцию 21.02.2018 г.

© А. Д. Дубкова, С. Ю. Долингер, Д. С. Осипов

УДК 621.31

DOI: 10.25206/1813-8225-2018-159-47-51

В. А. КОПЫРИН

Тюменский
индустриальный университет,
г. Тюмень

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОГРУЖНЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ ВЫСОКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

Целью статьи является обсуждение технико-экономических вопросов целесообразности внедрения внутрискважинных компенсаторов реактивной мощности на нефтяных месторождениях с действующими высокодебитными скважинами. Приведены фактические и расчетные параметры энергопотребления рассматриваемых установок электроцентробежных насосов до и после компенсации реактивной мощности внутри скважины. Установлено, что положительный энергетический эффект от внедрения внутрискважинных компенсаторов варьируется от 3,2 до 8,2 % за счет уменьшения потерь электроэнергии в электротехническом комплексе установок.

Ключевые слова: внутрискважинный компенсатор реактивной мощности, нефтедобывающая скважина, высокодебитные скважины, установка электроцентробежных насосов, энергия.

Введение. Известно, что с увеличением электрического тока увеличиваются тепловые потери в токопроводящих элементах электроустановок. В электротехническом комплексе (ЭТК) установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) для добычи нефти распределение потерь электроэнергии выглядит следующим образом: питающий трансформатор 2–5 %; станция управления 3–7 %; основной кабель и кабельный удлинитель 4–15 %; погружной асинхронный электродвигатель 10–20 % [1, 2].

В настоящее время повышение эффективности использования электроэнергии и уменьшение доли потерь от суммарного энергопотребления, при добыче нефти УЭЦН, достигаются увеличением коэффициента полезного действия электроцентробежного насоса (ЭЦН) [3, 4], снижением гидравлических потерь путем использования насосно-компрессорных

труб (НКТ) максимально возможного диаметра [5], увеличением сечения жил питающего кабеля [6, 7], длина которых может достигать 3500 м [8–10], применением погружных электродвигателей (ПЭД) с повышенным напряжением [6, 11].

Увеличение диаметра (например, с 73 мм до 89 мм) насосно-компрессорных труб позволяет снизить гидравлические потери и тем самым мощность электроцентробежного насоса. Тем не менее данный способ ввиду высокого риска повреждения питающего кабеля, уменьшения затрубного пространства большинством нефтедобывающих компаний не применяется.

Увеличение сечения токопроводящих жил питающих кабелей с целью снижения тепловых потерь является одной из простых и часто применяемых на практике технологий.

Стоит отметить, что замена питающего кабеля на кабель большего сечения не всегда экономически целесообразна. Также необходимо учитывать прочность НКТ, так как с увеличением сечения токопроводящих жил кабелей увеличивается его масса [6].

Внедрение погружных асинхронных электродвигателей с повышенным напряжением позволяет снизить тепловые потери в питающем кабеле за счет уменьшения потребляемого тока. Тем не менее данное техническое решение применяется в основном для двигателей номинальной мощностью до 70 кВт [6]. Так как с увеличением номинальной мощности ПЭД требуется повышать «базовое» номинальное напряжение, что не всегда возможно при использовании существующих изоляционных материалов обмоток. Поэтому для погружных электродвигателей номинальной мощностью свыше 70 кВт проблема на сегодняшний день остается нерешенной.

При эксплуатации установок электроцентробежных насосов на высокодебитных скважинах (дебит по жидкости свыше 150 м³/сут) потребляемая активная мощность ПЭД может достигать 200 кВт и более, а рабочие токи варьируются от 50 А до 130 А [6, 12]. При работе УЭЦН коэффициент мощности, определяемый в основном коэффициентом мощности ПЭД, находится в пределах 0,7–0,85 при номинальной нагрузке и может снижаться до 0,5–0,7 при недогрузках. При эксплуатации фактический коэффициент мощности погружного асинхронного электродвигателя ниже номинального значения. Это связано с тем, что выбранное оборудование работает в неоптимальных рабочих зонах.

Для повышения коэффициента мощности сети и уменьшения тепловых потерь в питающем кабеле предлагается использовать внутрискважинные компенсаторы реактивной мощности (ВКРМ) в составе энергоэффективных погружных установок для добычи нефти [13, 14].

Целью публикации является обсуждение экономической целесообразности внедрения внутрискважинных компенсаторов на нефтяных месторождениях с высокодебитными скважинами.

Теоретическая часть. Техничко-экономическое обоснование проекта является одним из главных этапов его развития, по результатам которого можно судить о целесообразности создания и внедрения продукта.

Для реализации оценки эффективности внедрения ВКРМ на нефтяных месторождениях можно выделить два направления: оценка энергетической эффективности и оценка экономической эффективности.

Оценка энергетической эффективности позволяет оценить полезный эффект, полученный от использования ВКРМ, сделать вывод о целесообразности его внедрения.

При оценке экономической эффективности проекта оценивается его потенциальная способность сохранить окупаемость вложенных средств и обеспечить рост эффективности их использования [15].

Очевидно, что использование внутрискважинного компенсатора в составе УЭЦН приведет к изменению потребляемой электроэнергии. Тогда параметр \mathcal{E}_p , характеризующий энергосберегающий эффект от внедрения ВКРМ, предлагается определять по выражению [16]:

$$\mathcal{E}_p(t) = \frac{W_{\text{план}}(t) - W_{\text{нов}}(t)}{W_{\text{план}}(t)} = 1 - \frac{W_{\text{нов}}(t)}{W_{\text{план}}(t)}, \quad (1)$$

где $W_{\text{план}}(t)$ — плановый расход электроэнергии, рассчитанный при стандартной компоновке УЭЦН (без ВКРМ), кВт·ч; $W_{\text{нов}}(t)$ — расход электроэнергии при использовании ВКРМ, кВт·ч.

Порядок расчета потерь активной мощности в ЭТК УЭЦН подробно описан в работе «Оценка энергетической эффективности использования внутрискважинных компенсаторов» (авторы: Копырин В. А., Смирнов О. В., Портнягин А. А.), опубликованной в журнале «Омский научный вестник», 2018, № 2 (157) [17].

Для оценки экономического эффекта, полученного от использования ВКРМ, предлагается сравнить сумму затрат на компенсацию реактивной мощности при стандартном и предложенном способах, с учетом потерь электрической энергии в электротехническом комплексе УЭЦН.

В настоящее время для расчета количества комплектно-трансформаторных подстанций (КТП) при проектировании и разработке нефтедобывающих кустов скважин следует руководствоваться [18, 19].

Как правило, устройства компенсации реактивной мощности устанавливаются на площадке обслуживания комплектно-трансформаторных подстанций. Выбор мощности устройств компенсации производится исходя из условия поддержания требуемого коэффициента реактивной мощности сети в точке подключения $\text{tg}\phi_c \leq 0,3$.

Потери электроэнергии в ЭТК УЭЦН в годовом выражении с учетом коэффициента использования определяются по выражению:

$$\Delta W_i = k_u \cdot \Delta P_i \cdot N, \quad (2)$$

где ΔP_i — потери активной мощности в ЭТК при стандартной компоновке УЭЦН и при использовании ВКРМ, кВт·ч в год; N — количество рабочих часов в году, $N = 8760$ ч; k_u — коэффициент использования электроцентробежного насоса, $k_u = 0,95$ для ЭЦН до 35 кВт, $k_u = 0,8$ для ЭЦН свыше 35 кВт [20].

Финансовые поступления, связанные с реализацией проекта, создаются главным образом за счет уменьшения потерь активной мощности в токопроводящих элементах комплекса. Величину ежегодных финансовых поступлений предлагается определять по выражению:

$$F_t = (\Delta W_{\text{план}} - \Delta W_{\text{нов}}) \cdot c = k_u \cdot (\Delta P_{\text{план}} - \Delta P_{\text{нов}}) \cdot N \cdot c, \quad (3)$$

где c — тариф на электроэнергию, $c = 3$ руб./кВт·ч; t — время, лет.

Результаты расчетов. В качестве объектов исследования выбраны десять действующих нефтедобывающих скважин, оснащенных установками электроцентробежных насосов. Основные технологические параметры УЭЦН приведены в табл. 1. Температура пластовой жидкости на рассматриваемых нефтедобывающих скважинах варьируется от 74 до 83 °С.

Данные о замерах фактического энергопотребления и электрических параметрах рассматриваемых нефтедобывающих скважин приведены в табл. 2. Расчетные показатели приведены в табл. 3. Выбор

Технологические параметры УЭЦН

№ скв.	Номинальная производительность насоса, м ³ /сут	Номинальная мощность ПЭД, кВт	Частота напряжения питания ПЭД, Гц	Сечение токопроводящих жил кабельной линии, мм ²	Длина кабельной линии, м
1	400,0	160	50	16	2615
2	250,0	125	50	16	2338
3	500,0	180	50	16	2456
4	500,0	180	50	16	2801
5	320,0	160	50	16	2425
6	320,0	180	50	16	2548
7	200,0	125	50	16	2969
8	500,0	180	50	16	2264
9	200,0	110	50	16	2731
10	500,0	180	50	16	1918

Таблица 2

Фактическое энергопотребление УЭЦН

№ скв.	Напряжение отпайки трансформатора, В	Рабочий ток, А	Коэффициент мощности, cosφ	Потребляемая активная мощность, кВт	Потребляемая электроэнергия, кВт·ч в год	Удельное энергопотребление на кубический метр добытой жидкости, кВт/м ³
1	2670	52	0,67	164,9	1444841	10,7
2	2640	49,1	0,68	172,4	1509846	14,7
3	3269	52,6	0,68	203,1	1778753	12,2
4	3215	53	0,73	220,0	1927048	10,4
5	2378	46,3	0,7	139,8	1224772	9,9
6	2920	49,1	0,74	188,1	1647885	10,7
7	2480	39,9	0,71	134,5	1178185	19,8
8	2723	56,6	0,8	231,5	2028301	10,1
9	1967	41,3	0,7	104,0	911404	12,1
10	2670	51	0,73	179,0	1567771	8,0

мощности внутрискважинного компенсатора производится с учетом задания необходимых компенсационных токов и поддержания коэффициента реактивной мощности сети в точке подключения $tg\phi_c \leq 0,3$.

Обсуждение результатов. Анализ данных (табл. 2 и табл. 3) показал, что при использовании внутрискважинных компенсаторов снижается потребляемая активная мощность УЭЦН за счет уменьшения потребляемого тока. Основная доля экономии электроэнергии достигается, в первую очередь, за счет уменьшения потерь активной мощности в кабельных линиях (табл. 4). Например, для скважины № 1 снижение энергопотребления составило 94700 кВт·ч, а удельное энергопотребление ку-

бического метра добытой жидкости уменьшилось на 1 кВт/м³.

Установлено, что расчетный показатель энергетической эффективности ЭР варьируется от 3,2 до 8,2 %. Например, для скважины № 2 показатель энергетической эффективности составляет $\mathcal{E}_p = 7,4$ %, что эквивалентно 269700,0 руб. в год без учета стоимости ВКРМ. Стоит отметить, что экономический эффект рассчитывается индивидуально для каждой скважины и напрямую зависит от электрических параметров ЭТК УЭЦН и тарифа на электроэнергию.

Предварительная стоимость внутрискважинных компенсаторов реактивной мощности для высокодебитных скважин варьируется от 75 000 до

Расчетное энергопотребление УЭЦН

№ скв.	Напряжение отпайки трансформатора (новое), В	Рабочий ток (новый), А	Реактивная мощность ВКРМ, квар	Потребляемая активная мощность (новая), кВт	Потребляемая электроэнергия (новая), кВт·ч в год	Удельное энергопотребление на кубический метр добытой жидкости (новое), кВт/м ³
1	2598,0	39,0	105,6	151,4	1350141	9,7
2	2574,0	41,0	107,8	159,6	1419946	13,3
3	3204,0	38,8	131,8	190,7	1691873	11,2
4	3143,0	42,5	113,8	207,6	1840498	9,6
5	2320,0	36,8	80,9	130,3	1157932	9,0
6	2860,0	39,9	94,2	178,7	1582205	9,9
7	2416,0	33,9	74,0	125,2	1113295	17,9
8	2665,0	52,4	83,1	222,4	1964431	9,3
9	1908,0	33,3	57,7	95,5	851854	10,5
10	2621,0	41,5	95,6	170,7	1509671	7,5

Таблица 4

Показатели энергетической и экономической эффективности

№ скв.	Снижение энергопотребления в год, кВт·ч в год	Показатель энергоэффективности \mathcal{E}_p , %	Экономический эффект без учета стоимости ВКРМ, руб.
1	94700	8,2	284100,0
2	89900	7,4	269700,0
3	86880	6,1	260600,0
4	86550	5,6	259700,0
5	66840	6,8	200500,0
6	65680	5,0	197000,0
7	64890	6,9	194700,0
8	63870	3,9	191600,0
9	59550	8,2	178700,0
10	58100	4,6	174300,0

150 000 руб. и зависит от напряжения питания, требуемой мощности и температурного исполнения. В стоимость ВКРМ не входят затраты на модернизацию погружного асинхронного электродвигателя.

Выводы. Использование внутрискважинных компенсаторов реактивной мощности на высокодебитных скважинах, оснащенных УЭЦН с погружными асинхронными электродвигателями экономически целесообразно. Расчетный показатель энергетической эффективности \mathcal{E}_p при использовании внутрискважинных компенсаторов реактивной мощности на рассматриваемых нефтедобывающих скважинах варьируется от 3,2 до 8,2 %. Расчет экономического эффекта необходимо производить индивидуально для каждой нефтедобывающей скважины.

Библиографический список

1. Ивановский В. Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. 2011. № 6. С. 18–26.
2. Якимов С. Б. Современное состояние и перспективные направления снижения тепловых потерь в кабельных линиях УЭЦН большой мощности в ОАО «НК «Роснефть» // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 3. С. 40–46.
3. Невоструев В. А. Опыт эксплуатации энергоэффективных УЭЦН «Новомет» // Инженерная практика. 2017. № 8. С. 28–32.
4. Трулев А. В., Сабиров А. А., Сибирев С. В. [и др.]. Новое оборудование ЗАО «Римера» для скважин с осложненными

- условиями эксплуатации // Нефтегазовая вертикаль. 2015. № 19. С. 118–121.
5. Байков И. Р., Кузнецова М. И., Китаев С. В. Повышение эффективности использования оборудования в нефтяной отрасли // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. № 2. С. 18–20.
6. Якимов С. Б. Проблема больших токов. Поиск оптимальных путей решения // Инженерная практика. 2016. № 3. С. 14–19.
7. Гумеров Р. И. Первые результаты испытания кабеля сечением 42 мм кв. для снижения тепловых потерь в скважинах Ванкорского месторождения // Инженерная практика. 2016. № 3. С. 20–21.
8. Ковалева Н. А., Денчик Ю. М., Аникин В. В. Источники гармоник тока и напряжения в электротехническом комплексе добычи нефти из глубинных скважин // Омский научный вестник. 2015. № 1 (137). С. 151–154.
9. Ковалев А. Ю., Кузнецов Е. М., Аникин В. В. Эффективность методов идентификации электромагнитных параметров погружных электродвигателей установок электроцентробежных насосов // Динамика систем, механизмов и машин. 2014. № 1. С. 282–285.
10. Кузнецов Е. М., Павлов Д. О. Прямое измерение скорости вращения погружных асинхронных электродвигателей установок для нефтедобычи // Омский научный вестник. 2017. № 2 (152). С. 55–59.
11. Якимов С. Б. Когда ПЭД с повышенным напряжением – основа стратегии // Нефтегазовая вертикаль. 2015. № 9. С. 19–22.
12. Тарасов В. П., Куряев С. В., Голубь И. М. Использование специализированного ПО для расчета энергопотребления на механизированном фонде скважин // Инженерная практика. 2016. № 3. С. 22–26.
13. Пат. 145053 Российская Федерация, МПК G 05 F 1/70; H 02 J 3/18. Внутрискважинный компенсатор реактивной мощности / Копырин В. А., Гара Н. В., Портнягин А. Л., Смирнов О. В. № 2014116437/07; заявл. 23.04.14; опубл. 10.09.14, Бюл. № 25.
14. Пат. 159811 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/12; F 04 D 13/10. Погружная насосная установка с повышенным коэффициентом мощности / Копырин В. А., Смирнов О. В., Портнягин А. Л.; № 2015140165/03; заявл. 21.09.15; опубл. 20.02.16, Бюл. № 5.
15. Виленский П. Л., Лившиц В. Н., Смоляк С. А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. 5-е изд., перераб. и доп. М.: Поли Принт Сервис, 2015. 1300 с. ISBN 978-5-904466-17-6.
16. Копырин В. А. Индивидуальная компенсация реактивной мощности погружного асинхронного электродвигателя // Нефть и газ 2016: сб. тр. конф. М.: Издат. центр РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2016. С. 336–342. ISBN 978-5-91961-177-6.
17. Копырин В. А., Смирнов О. В., Портнягин А. Л. Оценка энергетической эффективности использования внутрискважинных компенсаторов реактивной мощности // Омский научный вестник. 2018. № 2 (158). С. 78–83. DOI: 10.25206/1813-8225-2018-158-78-83.
18. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. 853 с. ISBN 978-5-379-00989-2.
19. ВНТП 3–85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. Введ. 1986–03–01. М.: Б. И., 1985. 217 с.
20. Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок. М.: Тяжпромэлектропроект им. Ф. Б. Якубовского, 1990. 114 с.

КОПЫРИН Владимир Анатольевич, специалист отдела развития научных инициатив.

SPIN-код: 6256-5146

AuthorID (РИНЦ): 770260

Адрес для переписки: kopurinva@gmail.com

Для цитирования

Копырин В. А. Повышение эффективности использования электроэнергии погружным оборудованием высокодебитных скважин // Омский научный вестник. 2018. № 3 (159). С. 47–51. DOI: 10.25206/1813-8225-2018-159-47-51.

Статья поступила в редакцию 13.03.2018 г.

© В. А. Копырин