

Энергосбережение и энергоэффективность

УДК 62-608:697:620.97

© В. М. Уляшева, д-р техн. наук, профессор
© Н. С. Пономарев, канд. физ.-мат. наук, доцент
© А. Ю. Мартыанова, канд. техн. наук, доцент
(Санкт-Петербургский государственный
архитектурно-строительный университет)
E-mail: ulyashevavm@mail.ru

DOI 10.23968/1999-5571-2020-17-1-162-167

© V. M. Ulyasheva, Dr. Sci. Tech., Professor
© N. S. Ponomarev, PhD in Sci. Phys.-Math., Associate Professor
© A. Yu. Martyanova, PhD in Sci. Tech., Associate Professor
(Saint Petersburg State University of Architecture
and Civil Engineering)
E-mail: ulyashevavm@mail.ru

АНАЛИЗ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ANALYSIS OF ENERGY CONSUMPTION OF REMOTE OIL FIELD FACILITIES

Представлены результаты анализа энергопотребления объектов нефтяного месторождения. Обоснована целесообразность использования принципа когенерации в энергосистемах нефтяных месторождений. Учитывая удаленность объектов нефтяного месторождения, можно считать наиболее рациональным переход на распределенную генерацию энергии.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, энергопотребление, когенерация, распределенная генерация.

The paper presents the analysis results of the energy consumption of oil field facilities. The expediency of using the cogeneration principle in the power systems of oil fields is substantiated. Given the vast geographical distance of oil field objects, the most rational solution of the problem, according to the authors, would be a transition to distributed energy generation.

Keywords: oil field, energy consumption, cogeneration, distributed generation.

Освоение нефтяных месторождений, как правило, удаленных от единой энергетической системы страны, неизбежно связано с надежным обеспечением электрической и тепловой энергией технологических процессов и бытовых потребностей обслуживающего персонала [1]. Для выработки электроэнергии на месторождениях [2] в большинстве случаев используются дизельные электростанции (ДЭС), при этом возникают проблемы с доставкой топлива при отсутствии дорог, что существенно повышает себестоимость добываемой нефти. В целях экономии дизельного топлива на месторождениях в качестве альтернативного топлива для генерирующего оборудования используется попутный нефтяной газ (ПНГ) [3], «сырая» нефть¹ и ее высоковязкие продукты переработки. Однако особенности

подготовки и использования вышеуказанных альтернативных видов топлива ограничивают их применение, несмотря на достаточно длительный период исследований в этой области, например [4].

Повышению эффективности энергоснабжения различных производственных и коммунальных потребителей на основе традиционных и нетрадиционных источников энергии посвящено значительное количество работ, в частности [1, 5–12], тем не менее, особую роль авторы отводят когенерации энергии. Например, в работе [6] отмечено, что в Евросоюзе когенерация выросла за 2017 год по электроэнергии на 3,3 % и тепловой энергии на 4,6 %. Доля когенерации на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) и отходах составила 27,9 %. По данным анализа [6] на 2020 год в Евросоюзе планируется, что вклад когенерации в достижение целей энергоэффек-

¹ Электростанции на сырой нефти. URL: <https://energostar.com/solutions/crude.php> (дата обращения: 03.01.2020).

тивности составит 15 % и в снижение выбросов парниковых газов — 24 %.

Известно, что структура потребления энергетических ресурсов отличается крайней неравномерностью, более половины мощностей используются в качестве резервных, пиковых и сезонных [9–12].

Как показывает анализ опыта северных стран Европы, выполненный в работе [9], распределенная когенерация на базе мини-ТЭЦ позволила за счет децентрализации энергосистем использовать различные виды топлива, включая ВИЭ и биомассу, снизить выбросы парниковых газов и затраты на содержание магистральных сетей, устранив нерациональные потери энергии.

На большинстве нефтяных месторождений по-прежнему широко используется автономная выработка электрической и тепловой энергии с применением дизельного топлива, что наглядно видно на рис. 1, где представлены результаты анализа структуры потребления на одном из нефтяных месторождений в Ненецком автономном округе (Архангельская обл.).

Кроме того, частично электроэнергия используется и для целей отопления, несмотря на то что ДЭС могут оснащаться системами утилизации тепла (СУТ). При этом получаемую тепловую энергию можно использовать на нужды отопления, горячего водоснабжения (ГВС) и технологические нужды, например на обогрев технологических трубопроводов.

Долевое соотношение электропотребления по направлениям использования за год для вы-

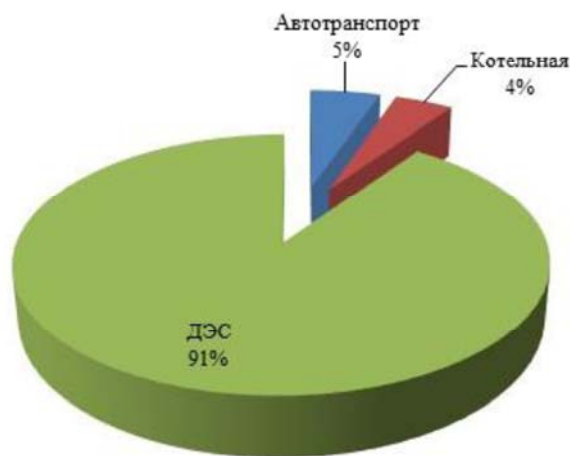


Рис. 1. Долевое соотношение использования дизельного топлива

шеуказанного объекта по данным работы [1] представлено на рис. 2. Из данного рисунка видно, что потребление электроэнергии на добычу нефти составляет 29 %, на систему поддержания пластового давления (ППД) — 22 %, на электрообогрев технологических трубопроводов (скин-система) — 21 % от общего потребления.

Система электроснабжения основных производственных площадок предприятия состоит из источников электроснабжения, системы распределения электрической энергии и потребителей электрической энергии. Электроснабжение основных потребителей осуществляется от двух линий ВЛ-35 кВ № 93, а также от собственных источников электроснабжения — четырех газотурбинных электростанций X-7003A, X-7003B, X-7003C, X-7003D установленной мощностью 7,6 МВт каждая.

Технические потери в электросетях рассматриваемого предприятия в основном делятся на две группы:

- нагрузочные потери электроэнергии;
- условно-постоянные потери электроэнергии.

Структура технических потерь электроэнергии представлена на рис. 3.

В работе проведены расчеты уровня технических потерь электроэнергии в элементах сети (в линиях электропередачи и силовых трансформаторах), на основании которых составлен баланс потерь электроэнергии (рис. 4). Анализ данных показывает, что основными потерями электроэнергии в сетях предприятия являются нагрузочные потери и потери холостого хода (ХХ) трансформаторов 6/0,4 кВ, на долю которых приходится соответственно 37 и 62 % от общих потерь.

Анализ эффективности работы силовых трансформаторов 6/0,4 кВ на предприятии показывает, что диапазон загрузки трансформаторов составляет от 1,4 до 66 % от номинальной мощности, а средний уровень загрузки по трансформаторам 6 кВ — 29,7 %. Такая ситуация связана с неравномерностью потребления электроэнергии, поскольку мощности трансформаторов рассчитаны из условия обеспечения пиковых нагрузок. А при снижении загрузки трансформаторов, например, ниже 20 % номинальной мощности наблюдается значительное увеличение реактив-

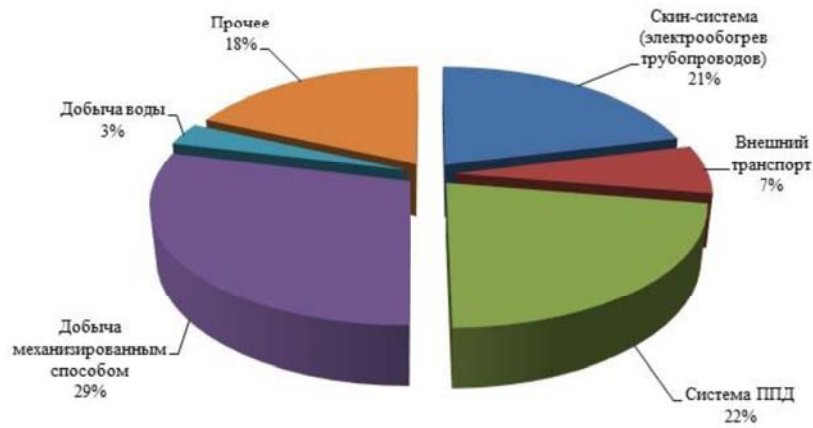


Рис. 2. Долевое соотношение электропотребления по направлениям использования за год



Рис. 3. Обобщенная структура технических потерь электроэнергии

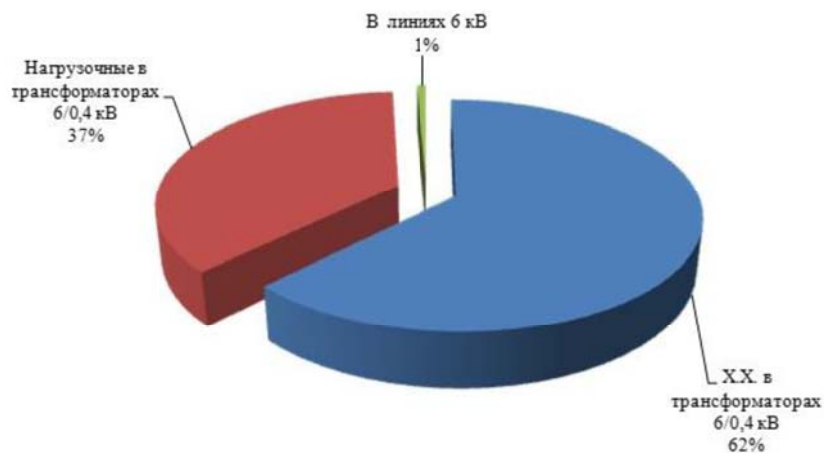


Рис. 4. Баланс потерь электроэнергии в распределительной сети предприятия

ной мощности, что неизбежно приводит к росту потерь электроэнергии в сетях и повышению эксплуатационных затрат.

Для оценки потенциальных возможностей ресурсосбережения при выработке тепловой энергии с использованием СУТ ДЭС выполнен анализ фактического потребления дизельного топлива и потенциально возможного на примере вахтового жилищного комплекса (ВЖК) нефтяного месторождения. Результаты представлены на рис. 5.

Сокращение потребления дизельного топлива может достигать от 50 до 100 %, т. е. при использовании СУТ можно было бы за год получить почти 2248 Гкал, что при установленной норме расхода 105 кг/Гкал обеспечило бы сокращение потребления дизельного топлива на 236 т, практически 80 % годового потребления котельной.

При использовании газотурбинных установок (ГТУ) с котлами-утилизаторами, так называемого парогазового цикла, в зависимости от размещения объектов нефтяного месторождения могут возникнуть значительные затраты на транспортировку тепловой энергии по сравнению с электрической энергией. Таким образом, для повышения энергоэффективности предприятия энергетика должна носить распределенный характер, учитывая особенности размещения объектов.

Как отмечено в материалах конференции², развитие распределенной энергетики позволит решить проблемы энергодефицитных территорий нефтегазовых предприятий. Учитывая особенности энергетических потребностей при освоении месторождений, более рациональным вариантом считают небольшие газопоршневые электростанции (ГПЭС) (предпочтительно с газодизельным двигателем), нежели ГТУ малой мощности, оснащенные тепловыми модулями, собранными в единую энергосистему на каждой отдельной промплощадке (кусте скважин). Это позволит отказаться от котельных.

Соответственно, децентрализация выработки электроэнергии позволит:

- обеспечить удаленные площадки тепловой энергией, которую можно использовать как в бытовых, так и в технологических нуждах, например для замены электрообогрева трубопроводов на тепловой водно-гликолевый;
- подключать новых потребителей электроэнергии;
- снизить входные капитальные вложения.

При значительных положительных аспектах применения распределенной генерации на нефтяных месторождениях остаются проблемы доставки дизельного топлива, транспортировки и подготовки топливного газа (ПНГ).

² Материалы международной конференции «Распределенная энергетика в нефтегазовой отрасли», Тюмень, 2017 г. URL: <https://www.eprussia.ru/epr/331-332/3752324.htm> (дата обращения: 03.01.2020).



Рис. 5. Фактический расход дизельного топлива на выработку тепловой энергии за 2018 год и потенциально возможный при использовании СУТ

Для решения этой проблемы может быть использован известный тепловой двигатель Стирлинга. Термодинамический цикл Стирлинга основан на периодическом нагреве и охлаждении рабочего тела с извлечением энергии из возникающего при этом изменения давления; подробное описание этого цикла представлено в работе [13]. Такой двигатель работает от любого источника теплоты, в том числе от солнечной энергии, не требует специальной подготовки топлива.

Среди достоинств двигателей Стирлинга можно отметить простоту конструкции, увеличенный ресурс, экономичность эксплуатации, экологичность, нетребовательность к перепаду температур. Однако громоздкость и материалоемкость, инерционность при изменении теплового потока, потребность в создании высоких давлений ограничивают использование двигателей Стирлинга. Тем не менее, шведская компания по экологически чистым технологиям Ripasso Energy основана в 2008 г. для дальнейшего совершенствования технологии преобразования тепловой энергии в электрическую по циклу Стирлинга.

Вывод

Таким образом, использование распределенной генерации как источника энергообеспечения нефтяных месторождений позволит снизить более чем на треть затраты на топливо и количество вредных выбросов, а также иметь дополнительные мощности для удовлетворения растущих потребностей в электроэнергии.

Библиографический список

1. Уляшева В. М., Пономарев Н. С. Анализ мероприятий по энергосбережению при эксплуатации нефтяного месторождения // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. 2019. № 11. С. 44–49.
2. Мордвинов А. А., Морозюк О. А., Жангабылов Р. А. Основы нефтегазопромыслового дела. Ухта: УГТУ, 2015. 161 с.
3. Лapidус А. Л., Голубева И. А. Попутный нефтяной газ: проблемы утилизации и экологии // Технологии нефти и газа. 2013. № 1 (84). С. 12–17.
4. Сухов Г. С., Фишман С. В., Ярин Л. П. Диффузионное горение пленки жидкого топлива // Физика горения и взрыва. 1988. Т. 24. № 2. С. 51–60.

5. Хаванов П. А., Шмелев С. Е. Выбор энергоберегающих мероприятий для производственных предприятий стройиндустрии // Энергобезопасность и энергосбережение. 2011. № 4 (40). С. 27–34.

6. Рейтер Т. Системная проблема // Тепловая энергетика и ЖКХ. 2019. № 5 (44). URL: <https://www.erpussia.ru/teploenergetika/44/623561.htm> (дата обращения: 03.01.2020).

7. Домников А. Ю., Домникова Л. В. Развитие систем когенерации энергии в условиях кризиса. Екатеринбург: Изд-во УМЦ УПИ, 2016. 349 с.

8. Дорофеев В. Н. Когенерация на предприятиях // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. 2011. № 11 (119). С. 86–89.

9. Филиппов С. П., Дильман М. Д., Илюшин П. В. Распределенная генерация и устойчивое развитие регионов // Теплоэнергетика. 2019. № 12. С. 4–17.

10. Салихов А. А., Бакиров Ф. Г. Анализ развития теплоэнергетического комплекса России // Энергетик. 2014. № 4. С. 8–11.

11. Салихов А. А., Бакиров Ф. Г. Когенерация как главное направление энергетического комплекса г. Уфы // Вестник УГАТУ. 2016. Т. 20, № 1 (71). С. 41–53.

12. Кириенко П. Я., Дорофеев В. Н. Использование когенерационных установок при энергоснабжении предприятий // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. 2012. № 7. С. 90–95.

13. Луканин В. Н., Шатров М. Г., Камфер Г. М. и др. Теплотехника / под ред. В. Н. Луканина. 7-е изд., испр. М.: Высшая школа, 2009. 671 с.

References

1. Ulyasheva V. M., Ponomarev N. S. *Analiz meropriyatiy po energosberezhениyu pri ekspluatatsii neftyanogo mestorozhdeniya* [Analysis of energy efficiency measures in the operation of oil fields]. *Santekhnika. Otoplenie. Konditsionirovanie – Plumbing. Heating. Air conditioning*, 2019, no. 11, pp. 44–49.
2. Mordvinov A. A., Morozuk O. A., Zhangabylov R. A. *Osnovy neftegazopromyslovogo dela* [Fundamentals of oil and gas industry]. Ukhta, UGTU Publ., 2015, 161 p.
3. Lapidus A. L., Golubeva I. A. *Poputniy neftyanoy gaz: problemy utilizatsii i ekologii* [Oil-dissolved gas: problems of utilization and ecology]. *Tekhnologii nefti i gaza – Oil and gas technologies*, 2013, no.1 (84), pp. 12–17.
4. Sukhov G. S., Fishman S. V., Yarin L. P. *Diffuzionnoe gorenie plenki zhidkogo topliva* [Diffusion combustion of liquid fuel films]. *Fizika goreniya i vzryva – Physics of combustion and explosion*, 1988, vol. 24, no. 2, pp. 51–60.
5. Khavanov P. A., Shmelev S. E. *Vybor energosberegayushchikh meropriyatiy dlya proizvodstvennykh predpriyatiy stroyindustrii* [Selection of energy-saving measures for production enterprises of the construction

industry]. *Energobezопасnost' i energosberezhenie – Energy security and energy saving*, 2011, no. 4 (40), pp. 27–34.

6. Reyter T. *Sistemnaya problema* [System problem]. *Teplovaya energetika i ZhKKh – Thermal energy industry and housing services and utilities*, 2019, no. 5 (44). Available at: <https://www.eprussia.ru/teploenergetika/44/623561.htm> (accessed: 03.01.2020).

7. Domnikov A. Yu., Domnikova L. V. *Razvitie sistem kogeneratsii energii v usloviyakh krizisa* [Development of energy cogeneration systems in crisis conditions]. Ekaterinburg, UMTs UPI Publ., 2016, 349 p.

8. Dorofeev V. N. *Kogeneratsiya na predpriyatiyakh* [Cogeneration at enterprises]. *Santekhnika. Otoplenie. Konditsionirovanie – Plumbing. Heating. Air conditioning*, 2011, no. 11 (119), pp. 86–89.

9. Filippov S. P., Dil'man M. D., Ilyushin P. V. *Raspredeleonnaya generatsiya i ustoychivoe razvitie regionov* [Distributed generation and sustainable development of

regions]. *Teploenergetika – Heat power engineering*, 2019, no. 12, pp. 4–17.

10. Salikhov A. A., Bakirov F. G. *Analiz razvitiya teploenergeticheskogo kompleksa Rossii* [Analysis of the development of the heat and power complex in Russia]. *Energetik – Power Engineer*, 2014, no. 4, pp. 8–11.

11. Salikhov A. A., Bakirov F. G. *Kogeneratsiya kak glavnoe napravlenie energeticheskogo kompleksa g. Ufy* [Cogeneration as the main direction of the Ufa energy complex]. *Vestnik UGATU – Bulletin of UGATU*, 2016, vol. 20, no. 1 (71), pp. 41–53.

12. Kirienko P. Ya., Dorofeev V. N. *Ispol'zovanie kogeneratsionnykh ustanovok pri energosnabzhenii predpriyatij* [Use of cogeneration plants for power supply of enterprises]. *Santekhnika. Otoplenie. Konditsionirovanie – Plumbing. Heating. Air conditioning*, 2012, no. 7, pp. 90–95.

13. Lukanin V. N., et al. *Teplotekhnika* [Heat transfer engineering]. Ed. by Lukanin V. N. 7-th. ed., revised. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 2009, 671 p.