

УДК 621.65.03

**ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПЛАВУЧЕГО
КОМПЛЕКСА МОРСКОГО БАЗИРОВАНИЯ**

**OPTIMIZATION OF THE POWER SUPPLY SYSTEM
OF THE SEA-BASED FLOATING COMPLEX**

А.М. Сулейманов, А.Ю. Трофимов, О.В. Смородова, С.В. Китаев

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация**

**Azat M. Suleymanov, Andrei Yu. Trofimov,
Olga V. Smorodova, Sergei V. Kitaev**

**Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation
e-mail: olga_smorodova@mail.ru**

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы повышения энергетической эффективности эксплуатации объектов добычи нефти. Одним из перспективных направлений повышения запасов углеводородного сырья в последнее время является разработка месторождений, расположенных в донной части морей и океанов. Эксплуатация таких нефтеносных залежей связана со сложностью энергообеспечения основных технологических установок объектов и вспомогательных инженерных систем – отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения.

Плавающий морской комплекс (ПМК) предназначен для проживания персонала, выполняющего строительные, ремонтные и пуско-наладочные работы на нефтегазовых месторождениях в непосредственной близости от моря. Комплекс является полностью автономным в плане энергоснабжения и жизнеобеспечения. Преимуществом его использования в акватории моря

является быстрое перемещение всего штата персонала с оборудованием в любую точку, где необходимо проводить технические работы.

Для производства электрической и тепловой энергии на ПМК используются дизель-генераторы и водогрейные котлы, работающие на дизельном топливе, что обуславливает значительные экономические затраты на его покупку, хранение и доставку.

В составе оборудования ПМК имеются технические средства на подключение энергоснабжения корабля в период стояния у причала от энергосистем берега. Однако технически это не всегда осуществимо из-за разных рабочих частот сети плавучих комплексов (60 Гц) и сетей электроснабжения береговой зоны (50 Гц). Кроме того, штатная система для подключения от внешнего питания рассчитана только на ограниченную мощность, недостаточную для обеспечения максимумов энергосистемы в период низких температур наружного воздуха.

Полный переход на питание электрической энергией, поставляемой от энергоцентра береговых объектов в период стояния у причала, позволит исключить затраты дизельного топлива на производство электрической и тепловой энергии. В работе рассмотрены техническая возможность и перспективные решения подключения электрического питания плавучего комплекса морского базирования в период стояния у береговой зоны, где электроснабжение осуществляется от собственной газотурбинной электростанции.

Abstract. The paper considers issues of increasing the energy efficiency of the operation of oil production facilities. One of the promising directions of increasing hydrocarbon reserves in recent years is the development of deposits located in the bottom of the seas and oceans. The operation of such oil deposits is associated with the complexity of energy supply of the main technological installations of facilities and auxiliary engineering systems – heating, ventilation, air conditioning and hot water supply.

The floating marine complex (FMC) is intended for accommodation of the personnel performing construction, repair and commissioning works on oil and gas fields in close proximity to the sea. The complex is completely autonomous in terms of energy supply and life support. The advantage of its use in the sea area is the rapid movement of the entire staff with equipment to any point where it is necessary to carry out technical work.

For the production of electric and thermal energy, FMC uses diesel generators and hot-water boilers running on diesel fuel, which causes significant economic costs for its purchase, storage and delivery.

During the period of berthing as part of the FMC equipment, there are technical means to connect the ship's power supply from the power systems of the shore. However, technically this is not always feasible due to the different operating frequencies of the floating complexes network (60 Hz) and the power supply of the coastal zone (50 Hz). In addition, the standard system for connection from an external power supply is designed only for limited power, insufficient to ensure the maximum of the power system during low outdoor temperatures.

The full transition to the power supply of electric energy supplied from the power center of onshore facilities during berthing will eliminate the cost of diesel fuel for the production of electric and thermal energy.

The paper considers the technical possibility and possible solutions for connecting the electric power of a sea-based floating complex in the period of standing to the coastal zone, where the power supply is carried out from its own gas turbine power plant.

Ключевые слова: плавучий морской комплекс; газотурбинная электростанция; частотный преобразователь; электрический котел; энергосбережение

Key words: floating marine complex; gas turbine power plant; frequency converter; electric boiler; energy saving

С начала XXI века около 30 % углеводородного сырья мировой добычи обеспечивают морские месторождения [1]. Рейтинг стран, обеспечивающих добычу нефти и газа мощностями морского шельфа, возглавляют пять государств, которые в 2016 году обеспечили 43 % всей морской добычи нефти: Саудовская Аравия, Бразилия, Мексика, Норвегия и Соединённые Штаты (рисунок 1) [2].

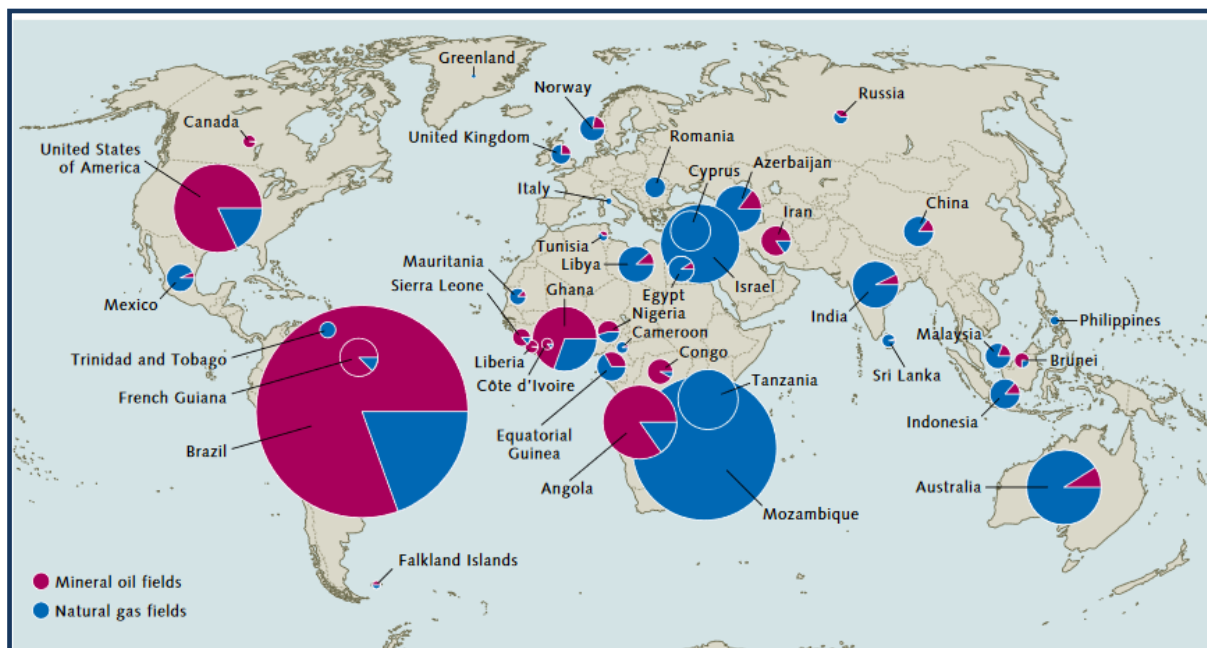


Рисунок 1. Карта добычи нефти и газа на морских месторождениях мира [3]

В России добыча нефти на морском шельфе реализуется в акватории четырех морей. Около 75 % суммарной морской добычи углеводородов обеспечивают «Сахалин-1» и «Сахалин-2». В 2016 г. в России морская добыча нефти составила 19,4 млн т, или 3,8 % от суммарной добычи нефтяного кластера. По прогнозам (Аналитический центр при Правительстве РФ) увеличение объёмов добычи нефти на морских месторождениях в России составит около 30 % и достигнет 25 млн тн в 2021 г. Перспективными источниками являются нефтегазоносные залежи в Каспийском и Печорском морях. За период до 2022 г. прогнозируется рост добычи углеводородов за их счет в размере до 10 млн т в год.

Эксплуатация морских месторождений связана с дополнительными затратами по сравнению с материковыми нефтеносными залежами [4]. Не только глубоководная добыча нефти, но и залежи на мелководье – так называемые Shallow water – требуют повышенных затрат на организацию энергоснабжения [5, 6]. Как правило, технологическое оборудование располагается на искусственно создаваемых намытых островах. Административные и бытовые помещения часто размещаются на баржах – плавучих морских комплексах (ПМК). Статья посвящена вопросам оптимизации снабжения ПМК одного из морских месторождений ближнего зарубежья России электрической и тепловой энергией [7, 8].

На данный момент ПМК представляет собой автономный в плане энергоснабжения и жизнеобеспечения комплекс, оборудованный собственными дизель-генераторными установками [9], пластинчатыми теплообменными аппаратами [10], опреснительными установками [11], установкой очистки сточных вод [12], инсинератором бытовых отходов и т.д.

На ПМК установлено два основных дизельных генератора электрической мощностью 1500 кВт и один аварийный дизельный генератор электрической мощностью 500 кВт [13]. Частота электрической энергии, вырабатываемой дизельными генераторами судна, – 60 Гц. Для работы системы отопления и вентиляции ПМК используется водогрейный судового котел мощностью 900 кВт, работающий на дизельном топливе. Котел обеспечивает нагрузку системы отопления и вентиляции при температурах наружного воздуха минус 20 °С и ниже. При температурах выше минус 20 °С система теплоснабжения работает от контура охлаждения дизельных генераторов. Отбор тепла осуществляется от контура охлаждения через промежуточный теплоноситель (этиленгликолевая смесь) с помощью пластинчатых теплообменников. Нагреваемый теплоноситель после пластинчатых теплообменников поступает в систему воздушного отопления. Избыток тепла через

отдельную систему охлаждения рассеивается в окружающей среде. Регулирование нагрузки воздушного отопления осуществляется использованием трехходового клапана по температурам наружного воздуха и в помещениях.

Система воздушного отопления разделена на две зоны:

- зона жилого сектора, с поддержанием температуры 22–24 °С;
- зона рабочего сектора, с поддержанием температуры 18–20 °С.

Анализ данных штатных приборов учета тепловой и электрической энергии за последние три года показал, что фактическая нагрузка системы теплоснабжения в среднем составила 840 кВт. При этом годовая выработка тепловой энергии достигает 1700 Гкал.

Максимальная электрическая мощность, зафиксированная приборами учета электрической энергии за тот же период, составила 800 кВт, при среднегодовой выработке электрической энергии 5200 тыс. кВт·ч.

Расход дизельного топлива для нужд ПМК за год составил 1296 м³, в том числе 1291 м³ на выработку электроэнергии и 5 м³ на выработку тепловой энергии водогрейным котлом. Себестоимость выработки электрической энергии на дизельных генераторах составляет 12,6 руб./кВт·ч. Столь высокая тарифная ставка вызывает необходимость оптимизации системы электроснабжения – как типа самого источника, так и сети электроснабжения [14–16].

На материковой части электроснабжение технологического оборудования и жилых модулей осуществляется от газотурбинной электростанции (ГТЭС), состоящей из 4 газотурбинных генераторов (два в работе, два в резерве) мощностью 25 МВт каждый. В настоящий момент загрузка по газотурбинным генераторам составляет не более 50 %, что связано с неполной загрузкой технологических мощностей. Но себестоимость выработки электрической энергии на ГТЭС составляет всего 2,6 руб./кВт·ч, что в 5 раз ниже себестоимости выработки на дизель-генераторах ПМК.

На судне морского базирования для подключения внешнего электроснабжения при стоянке в порту имеется распределительный щит питания с берега (ЩПБ). ЩПБ подключен к главному распределительному щиту и способен обеспечить питание корабля электрической нагрузкой 0,4 кВ мощностью до 600 кВт. Для этого на причале должны быть установлены специальные электроколонки. Подключение, как правило, производится посредством шлангового трехжильного кабеля.

Сложностью выполнения подключения к береговым системам рассматриваемого судна является разность частот сети ПМК (60 Гц) и ГТЭС (50 Гц) [17]. Часть потребителей ПМК (бытовые приборы жилого сектора и система освещения [18]) могут работать с частотой питающей сети 50 Гц. Суммарная мощность потребителей ПМК, способных работать на частоте 50 Гц, составляет около 80 кВт.

Однако данные потребители не выделены в отдельную группу. Это приводит к тому, что обеспечить ПМК электроснабжением 50 Гц технически осуществимо, но потребует значительных затрат на перекладку кабелей и на переподключение потребителей.

Использование конвертора для преобразования частоты с 50 Гц на 60 Гц позволит устранить эту проблему. Для этого должны быть решены следующие задачи:

- подключение к РУ береговой линии дополнительной мощности в размере 800 кВт;
- установка преобразователей частоты 50/60 Гц на площади ПМК;
- обеспечение возможности переключения системы электроснабжения ПМК на автономные источники (дизельные генераторы) при аварийном отключении внешнего питания.

В результате изучения исходной информации (технических и электрических схем, технологических регламентов, паспортов и планов размещения оборудования и т.д.) были сформированы основные

направления, требующие разработки технического задания на проектирование [19, 20]:

- установка дополнительных шкафов с комплектом низковольтных устройств в РУ-0,4кВ в количестве 2 шт. на 800А каждый;
- прокладка двух кабелей от РУ-0,4кВ до ЩПБ длиной 100 м каждый [21];
- установка дополнительной ячейки главного распределительного щита ПМК;
- установка частотного преобразователя 50/60 Гц мощностью 800 кВт (рисунок 2);
- разработка системы диспетчеризации между РУ-0,4кВ и главным распределительным щитом с возможностью оперативного переключения при отсутствии внешнего питания.

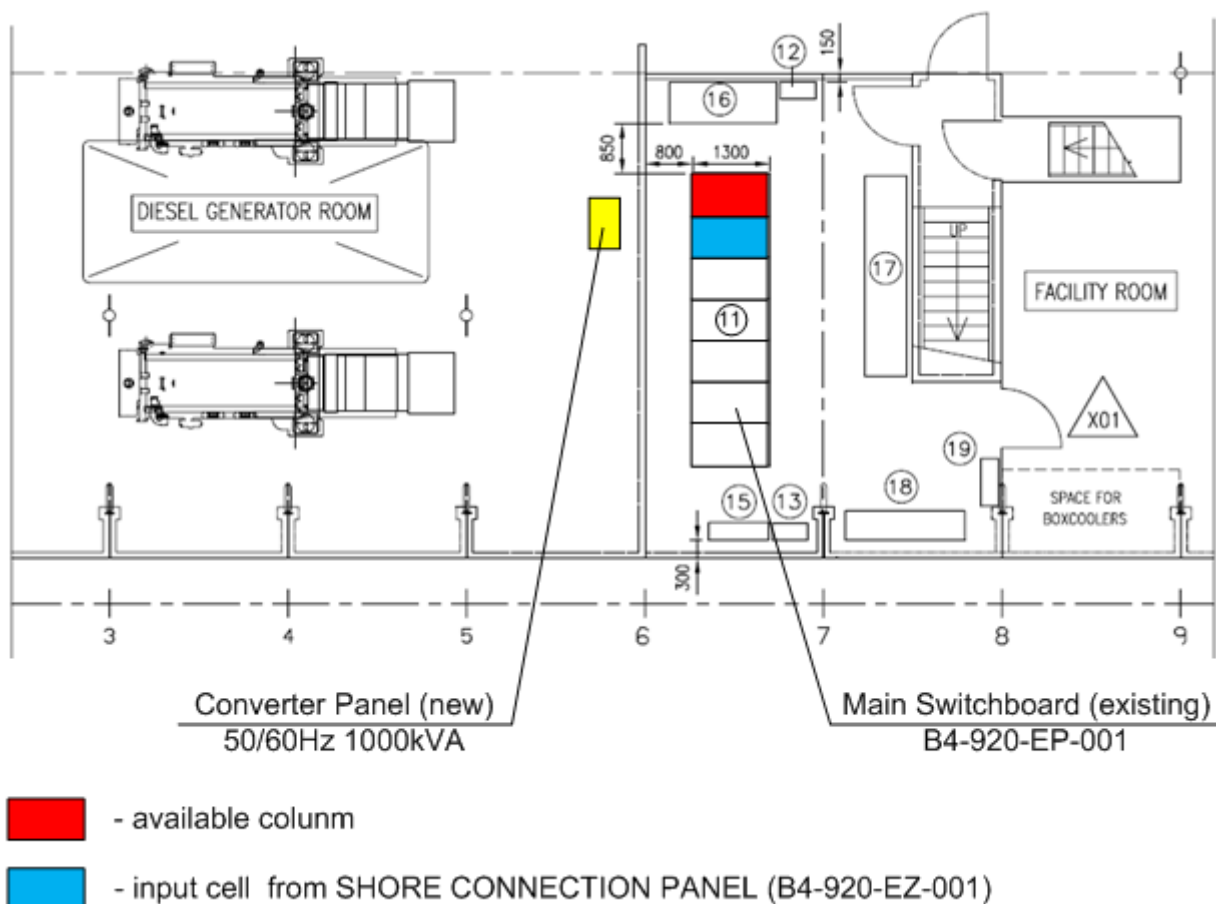


Рисунок 2. План размещения главного распределительного щита и преобразователя частоты 50/60 Гц

Для надежного электроснабжения ПМК в случае аварийной или плановой остановки ГТЭС в проекте реконструкции необходимо предусмотреть монтаж кабеля обмена информацией «Берег – ПМК» и оборудования системы диспетчеризации (с выводом сигналов на рабочее место) с целью организации оперативного переключения на существующие дизельные генераторы ПМК [22].

Экономический эффект определяется как разница стоимости производства электрической энергии на электростанции ПМК, стоимости производства электрической энергии на береговой ГТЭС и стоимости производства тепловой энергии дизельным котлом ПМК (необходимо помнить, что при поставке электрической энергии с материка на отопление ПМК необходимо будет использовать собственный водогрейный котел).

Для производства тепловой энергии в отопительный период в объеме 1700 Гкал потребуется 218,1 м³ дизельного топлива стоимостью 9,65 млн руб.

Годовые затраты на производство электрической энергии дизель-генераторами ПМК составили 65,6 млн руб. При производстве того же количества электрической энергии на ГТЭС затраты составили бы 13,5 млн руб. Соответственно экономический эффект при переходе на поставку электрической энергии от ГТЭС составляет 42,4 млн руб./год.

Оценочные затраты на установку преобразователя частоты закрытого исполнения, дооборудование РУ-0,4кВ, ЩПБ и питающих кабелей составят 27,3 млн руб. Таким образом, простой срок окупаемости составляет менее одного года.

В качестве второго варианта рассматривалась установка электрического водогрейного тепла на территории ПМК. Данное мероприятие позволило бы отказаться от использования дизельного водогрейного котла для производства тепловой энергии.

Требования, предъявляемые к электрокотлу:

– количество – 2 шт.;

- мощность – 500 кВт;
- напряжение – 0,4 кВ;
- частота питания – 50Гц;
- подключение к системе АСТУЭ – да;
- дополнительные требования: исполнение 1ExdIIВТ4.

Экономический эффект при переходе на поставку электрической энергии от ГТЭС с учетом внедрения электродвигателей составит 47,4 млн руб. При оценочных затратах на установку преобразователя частоты закрытого исполнения и электрических котлов в размере 29,6 млн руб. простой срок окупаемости составит также менее одного года.

Вывод

В работе рассмотрены техническая возможность и перспективные решения подключения электрического питания плавучего комплекса морского базирования в период стояния у береговой зоны, где электроснабжение осуществляется от собственной газотурбинной электростанции.

Список используемых источников

1. Черепанов В.В., Филиппов А.Г., Петренко В.Е., Новиков А.И., Мирзоев Д.А., Ибрагимов И.Э., Гречко А.Г. Морские подводные нефтегазовые промыслы // Оборудование для подводного обустройства и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений. М.: 2017. Т. 1. 276 с.
2. Картамышева Е.С., Иванченко Д.С. Морская добыча нефти // Молодой ученый. 2017. № 25. С. 107-110. URL: <https://moluch.ru/archive/159/44708> (дата обращения: 24.10.2019).
3. Пономарев А.С., Поздняков А.С. Современные тренды развития мирового сектора морской добычи углеводородов // Территория Нефтегаз. 2018. № 11. С. 40-50.

4. Белошицкий А.В. Технологические тренды развития нефтесервисной отрасли // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 2. С. 50-55. URL: <http://ngdelo.ru/files/ngdelo/2019/2/ngdelo-2-2019-p50-55.pdf> (дата обращения: 24.10.2019). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-2-50-55.

5. Janakiraman S. Digital Oil Fields – Intelligent Wells and Platforms // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 5. С. 24-29. URL: <http://ngdelo.ru/files/ngdelo/2018/5/ngdelo-5-2018-p24-29.pdf> (дата обращения: 24.10.2019). DOI: 10.17122/ngdelo-2018-5-24-29.

6. Харченко Ю.А., Гриценко А.И., Сугунушев С.С. Электроснабжение подводно-добычных комплексов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2019. № 3. С. 64-69. DOI: 10.30713/0130-3872-2019-3-64-69.

7. Абызбаев И.И., Фазлеева Д.Р., Абызбаев Н.И., Янченко С.В. К вопросу комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Вып. 3 (119). С. 82-88. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-3-82-88.

8. Бурдыгина Е.В., Сулейманов А.М., Трофимов А.Ю., Хафизов Ф.М. Особенности системы отопления объектов добычи газа // Трубопроводный транспорт – 2008: матер. IV Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. Уфа: УГНТУ, 2008. С. 230-231.

9. Ершов М.С., Егоров А.В., Трифионов А.А. Предпроектные исследования для реконструкции систем электроснабжения морских объектов нефтегазодобычи и систем их управления // Территория Нефтегаз. 2009. № 3. С. 74-77.

10. Бурдыгина Е.В., Трофимов А.Ю. Сравнение теплообменных аппаратов для целей теплоснабжения // Трубопроводный транспорт – 2017: тез. докл. XII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. Уфа: УГНТУ, 2017. С. 345-346.

11. Мелинова Л.В., Подберезный В.Л. Опыт эксплуатации дистилляционных опреснительных установок с израильскими с горизонтальнотрубными плёночными испарителями на воде каспийского моря // Энергетик. 2018. № 9. С. 52-56.

12. Гендрин А.Г., Надоховская Г.А., Чемерис А.Н., Энгель И.В., Русинова Е.С. Экологическое сопровождение разработки нефтегазовых месторождений. Новосибирск: ГПНТБ СО РАН, 2009. 119 с.

13. Белкин А.П., Третьякова П.А. Пример внедрения принципов собственной генерации энергии // Энергосбережение и водоподготовка. 2018. № 6 (116). С. 3-8.

14. Singh H., Hao S., Papalexopoulos A.D. Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets // IEEE Transactions on Power Systems. 1998. Vol. 13. No. 5. P. 672-680.

15. Liu G.X., Sasaki H., Yorino N. Application of Network to Long Range Composite Expansion Planning of Generation and Transmission Lines // Electric Power Systems Research. 2001. No. 57. P. 157-162.

16. Dodu J.C., Merlin A. Dynamic Model for Long-Term Expansion Planning Studies of Power Transmission Systems: The Ortie Model // Electrical Power and Energy Systems. 1981. Vol. 3. No. 1. P. 1-16.

17. Фомин С.Г. Комплексный подход к вопросам управления процессами выработки электрической и тепловой энергии на дизельных электростанциях многоагрегатного состава // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2008. № 3. С. 33-35.

18. Сулейманов А.М., Сулейманова С.М. Снижение мощности наружного освещения // Трубопроводный транспорт – 2006: тез. докл. Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. Уфа: УГНТУ, 2006. С. 190.

19. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Оптимизация размещений энергетических объектов по критерию минимальных потерь энергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 1999. № 3-4. С. 27-30.

20. Бердин А.С., Семенова Л.А. Интеграция технoценoлoгическoгo пoдxoдa и теoрии нечетких мнoжеств в зaдaчax oптимиzации систем электроснабжения // Известия высших учебных зaвeдений. Проблемы энергетики. 2010. № 3-4. С. 151-156.

21. Huddkeston C.T., Broadwater R.P. Reconfiguration Algorithm for Minimizing Losses in Radial Electric Distribution Systems // Electric Power Systems Research. 1990. No. 18. P. 31-34.

22. Андреев В.В., Перетятко М.А., Перетятко С.А. Выбор энергоэффективного оборудования в энергетических установках на основе методов системного анализа // Энергосбережение и водоподготовка. 2019. № 3 (119). С. 71-75.

References

1. Cherepanov V.V., Filippov A.G., Petrenko V.E., Novikov A.I., Mirzoev D.A., Ibragimov I.E., Grechko A.G. Morskije podvodnye neftegazovye promysly [Offshore Subsea Oil and Gas Fields]. *Oborudovanie dlya podvodnogo obustroistva i ekspluatatsii morskikh neftegazovykh mestorozhdenii* [Equipment for Underwater Construction and Operation of Offshore Oil and Gas Fields]. Moscow, 2017, Vol. 1, 276 p. [in Russian].

2. Kartamysheva E.S., Ivanchenko D.S. Morskaya dobycha nefti [Offshore Oil Production]. *Molodoi uchenyi – Young Scientist*, 2017, No. 25, pp. 107-110. Available at: <https://moluch.ru/archive/159/44708> (accessed 24.10.2019). [in Russian].

3. Ponomarev A.S., Pozdnyakov A.S. Sovremennye trendy razvitiya mirovogo sektora morskoi dobychi uglevodorodov [Global Trends of the Offshore Oil and Gas Production Industry Transformation]. *Territoriya Neftegaz – Oil and Gas Territory*, 2018, No. 11, pp. 40-50. [in Russian].

4. Beloshitskii A.V. Tekhnologicheskie trendy razvitiya nefteservisnoi otrasli [Technological Trends of Oil Service Industry Development]. *Neftegazovoe delo – Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 2, pp. 50-55. URL: <http://ngdelo.ru/files/ngdelo/2019/2/ngdelo-2-2019-p50-55.pdf> (accessed 24.10.2019). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-2-50-55. [in Russian].
5. Janakiraman S. Digital Oil Fields – Intelligent Wells and Platforms. *Neftegazovoe delo – Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 16, No. 5, pp. 24-29. URL: <http://ngdelo.ru/files/ngdelo/2018/5/ngdelo-5-2018-p24-29.pdf> (accessed 24.10.2019). DOI: 10.17122/ngdelo-2018-5-24-29.
6. Kharchenko Yu.A., Gritsenko A.I., Sugunushev S.S. Elektrosnabzhenie podvodno-dobychnykh kompleksov [Electrical Supply of Underwater Production Complexes]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more – Construction of Oil and Gas Wells on-Land and off-Shore*, 2019, No. 3, pp. 64-69. DOI: 10.30713/0130-3872-2019-3-64-69. [in Russian].
7. Abyzbaev I.I., Fazleeva D.R., Abyzbaev N.I., Yanchenko S.V. K voprosu kompleksnogo proektirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdenii [About Complex Design of Oil Field Development]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov – Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2019, Issue 3 (119), pp. 82-88. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-3-82-88. [in Russian].
8. Burdygina E.V., Suleimanov A.M., Trofimov A.Yu., Khafizov F.M. Osobennosti sistemy otopleniya ob"ektov dobychi gaza [Features of the Heating System of Gas Production Facilities]. *Materialy IV Mezhdunarodnoi uchebno-nauchno-prakticheskoi konferentsii «Truboprovodnyi transport – 2008»* [Materials of the IV International Educational-Scientific-Practical Conference «Pipeline Transport-2008»]. Ufa, UGNTU Publ., 2008, pp. 230-231. [in Russian].

9. Ershov M.S., Egorov A.V., Trifonov A.A. Predproektnye issledovaniya dlya rekonstruktsii sistem elektrosnabzheniya morskikh ob"ektov neftegazodobychi i sistem ikh upravleniya [Pre-Project Studies for Reconstruction of Power Supply Systems of Offshore Oil and Gas Production Facilities and their Control Systems]. *Territoriya Neftegaz – Oil and Gas Territory*, 2009, No. 3, pp. 74-77. [in Russian].

10. Burdygina E.V., Trofimov A.Yu. Sravnenie teploobmennyykh apparatov dlya tselei teplosnabzheniya [Comparison of Heat Exchangers for Heat Supply Purposes]. *Tezisy dokladov XII Mezhdunarodnoi uchebno-nauchno-prakticheskoi konferentsii «Truboprovodnyi transport – 2017»* [Abstracts of the XII International Educational, Scientific and Practical Conference «Pipeline Transport – 2017»]. Ufa, UGNTU, 2017, pp. 345-346. [in Russian].

11. Melinova L.V., Podbereznyi V.L. Opyt ekspluatatsii distillyatsionnykh opresnitel'nykh ustanovok s izrail'skimi s gorizontal'notrubnymi plenochnymi isparitelyami na vode kaspiiskogo morya [Operating Experience of Distillation Desalination Plants with Israeli Made Horizontal Pipe thin Film Evaporators on the Caspian Sea Water]. *Energetik – Energetik*, 2018, No. 9, pp. 52-56. [in Russian].

12. Gendrin A.G., Nadokhovskaya G.A., Chemeris A.N., Engel I.V., Rusinova E.S. *Ekologicheskoe soprovozhdenie razrabotki neftegazovykh mestorozhdenii* [Environmental Support of Oil and Gas Field Development]. Novosibirsk, GPNTB SO RAN Publ., 2009. 119 p. [in Russian].

13. Belkin A.P., Tretyakova P.A. Primer vnedreniya printsipov sobstvennoi generatsii energii [Example of Implementation of Principles of own Power Generation]. *Energoberezhenie i vodopodgotovka – Energy Saving and Water Treatment*, 2018, No. 6 (116), pp. 3-8. [in Russian].

14. Singh H., Hao S., Papalexopoulos A.D. Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1998, Vol. 13, No. 5, pp. 672-680.

15. Liu G.X., Sasaki H., Yorino N. Application of Network to Long Range Composite Expansion Planning of Generation and Transmission Lines. *Electric Power Systems Research*, 2001, No. 57, pp. 157-162.

16. Dodu J.C., Merlin A. Dynamic Model for Long-Term Expansion Planning Studies of Power Transmission Systems: The Ortie Model. *Electrical Power and Energy Systems*, 1981, Vol. 3, No. 1, pp. 1-16.

17. Fomin S.G. Kompleksnyi podkhod k voprosam upravleniya protsessami vyrabotki elektricheskoi i teplovoi energii na dizel'nykh elektrostantsiyakh mnogoagregatnogo sostava [An Integrated Approach to the Management of Processes of Generation of Electric and Thermal Energy at Diesel Power Plants of Multi-Unit Composition]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa – Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2008, No. 3, pp. 33-35. [in Russian].

18. Suleimanov A.M., Suleimanova S.M. Snizhenie moshchnosti naruzhnogo osveshcheniya [Reducing the Power of Outdoor Lighting]. *Tezisy dokladov Mezhdunarodnoi uchebno-nauchno-prakticheskoi konferentsii «Truboprovodnyi transport – 2006»* [Abstracts of the International Educational-Scientific-Practical Conference «Pipeline Transport – 2006»]. Ufa, UGNTU Publ., 2006, pp. 190. [in Russian].

19. Baikov I.R., Smorodov E.A., Smorodova O.V. Optimizatsiya razmeshchenii energeticheskikh ob"ektov po kriteriyu minimal'nykh poter' energii [Optimization of Energy Facilities Locations According to the Criterion of Minimum Energy Losses]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki – Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, 1999, No. 3-4, pp. 27-30. [in Russian].

20. Berdin A.S., Semenova L.A. Integratsiya tekhnotsenologicheskogo podkhoda i teorii nechetkikh mnozhestv v zadachakh optimizatsii sistem elektrosnabzheniya [Integration of Technocenosis the Approach and the Theory of Fuzzy Sets in Problems of Optimization of Systems of an Electrical Supply]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki – Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, 2010, No. 3-4. pp. 151-156. [in Russian].

21. Huddkeston C.T., Broadwater R.P. Reconfiguration Algorithm for Minimizing Losses in Radial Electric Distribution Systems. *Electric Power Systems Research*, 1990, No. 18, pp. 31-34.

22. Andreev V.V., Peretyatko M.A., Peretyatko S.A. Vybor energoeffektivnogo oborudovaniya v energeticheskikh ustanovkakh na osnove metodov sistemnogo analiza [Selection of Energy Efficient Equipment in Power Plants Based on System Analysis Methods]. *Energoberezhenie i vodopodgotovka – Energy Saving and Water Treatment*, 2019, No. 3 (119), pp. 71-75. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Сулейманов Азат Маратович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Промышленная теплоэнергетика», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Azat M. Suleymanov, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of the Chair «Industrial Heat and Power Engineering», USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: azatsam@mail.ru

Трофимов Андрей Юрьевич, канд. техн. наук, доцент кафедры «Промышленная теплоэнергетика», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Andrei Yu. Trofimov, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of the Chair «Industrial Heat and Power Engineering», USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: trofimov_pte@mail.ru

Смородова Ольга Викторовна, канд. техн. наук, доцент кафедры «Промышленная теплоэнергетика», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Olga V. Smorodova, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of the Chair «Industrial Heat and Power Engineering», USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: olga_smorodova@mail.ru

Китаев Сергей Владимирович, д-р техн. наук, профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Sergei V. Kitaev, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Oil and Gas Transportation and Storage Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: svkitaev@mail.ru