

УДК 621.311
DOI: 10.18799/24131830/2025/5/4903
Шифр специальности ВАК: 2.4.3, 2.4.5
Научная статья

Размещение распределительного пункта на генплане сборного пункта с учетом всего жизненного цикла газового месторождения

Н.С. Батурин^{1✉}, И.М. Богачков², Р.Н. Хамитов²

¹ Омский государственный технический университет, Россия, г. Омск

² Тюменский индустриальный университет, Россия, г. Тюмень

✉nbaturin13@gmail.com

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена необходимостью расположения главного распределительного пункта на генеральном плане сборного пункта при проектировании газовых месторождений. В течение жизненного цикла месторождения происходит увеличение электрических нагрузок и изменение характера их распределения, поэтому при выборе месторасположения главного распределительного пункта необходимо учитывать данное обстоятельство. *Цель:* принятие решения по размещению главного распределительного пункта на генеральном плане сборного пункта, используя методику расчета центра электрических нагрузок на I, II, III этапах жизненного цикла газового месторождения. *Объект:* второй участок Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. *Методы:* математическое моделирование, статистический анализ. *Результаты и выводы.* В результате проведенного анализа литературы определены состав сооружений и нагрузки электрических приемников. Построены картограммы нагрузок на плане газового месторождения с графическим изображением центра электрических нагрузок, а также показательные функции нагрузок электрических приемников и соответствующие карты линий уровня показательной функции для каждого этапа жизненного цикла. Произведена аналитическая оценка изменения характера распределения электрических нагрузок и смещения центра электрических нагрузок. На завершающем этапе принято решение по расположению главного распределительного пункта на генеральном плане сборного пункта, опираясь на расчеты центра электрических нагрузок на каждом этапе жизненного цикла газового месторождения. Выполнено технико-экономическое сравнение системы электроснабжения газовых месторождений с учетом центра электрических нагрузок в динамике, и системы электроснабжения без учета центра электрических нагрузок. Полученные результаты свидетельствуют о возможности выбора месторасположения главного распределительного пункта на площадке сборного пункта при использовании методики расчета центра электрических нагрузок и необходимости учитывать изменение характера распределения нагрузок и развитие электросетевого хозяйства на протяжении всего жизненного цикла газового месторождения при проектировании системы электроснабжения для достижения наилучших технико-экономических показателей.

Ключевые слова: центр электрических нагрузок, картограмма электрических нагрузок, электроприемник, жизненный цикл, генеральный план, главный распределительный пункт, газовое месторождение

Для цитирования: Батурин Н.С., Богачков И.М., Хамитов Р.Н. Размещение распределительного пункта на генплане сборного пункта с учетом всего жизненного цикла газового месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 5. – С. 195–206. DOI: 10.18799/24131830/2025/5/4903

UDC 621.311
DOI: 10.18799/24131830/2025/5/4903
Scientific paper

Distribution point placement on the general plan of the assembly point, taking into account the entire life cycle of a gas field

N.S. Baturin^{1✉}, I.M. Bogachkov², R.N. Khamitov²

¹ Omsk State Technical University, Omsk, Russia Federation

² Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia Federation

✉nbaturin13@gmail.com

Abstract. Relevance. The necessity to locate the main distribution point on the general plan of the assembly point when designing gas fields. During the life cycle of the plant, there is an increase in electrical loads and a change in the nature of their distribution, therefore, when choosing the location of a hydraulic fracturing plant, this circumstance must be taken into account. **Aim.** To make a decision on the placement of the main distribution point on the general plan of the assembly point, using the methodology for calculating the center of electric loads at the I, II, III stages of the life cycle of a gas field. **Object.** The second site of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field. **Methods.** Mathematical modeling, statistical analysis. **Results and conclusions.** As a result of the analysis of the literature, the authors have determined the composition of structures and loads of electrical receivers and built the cartograms of loads on the gas field plan with a graphical representation of the center of electric loads. They constructed the potential functions of electrical receivers loads and corresponding line maps of the level of the indicative function for each stage of the life cycle. Cartogram and potential function showed the nature of the distribution of electrical loads and the displacement of the center of electric loads. At the final stage, an analytical assessment, based on the calculation of the center of electric loads at each stage of the life cycle of the gas field, indicated the best location of the main distribution point on the general plan of the assembly point. The authors carried out technical and economic comparison of the power supply system for gas fields taking into account the central power supply in dynamics, and the power supply system without taking into account the central power supply. The results obtained indicate the possibility of choosing the location of the main distribution point at the assembly point site, using the method of calculating the center of electric loads. It is necessary to take into account the change in the nature of load distribution and the development of the electric grid throughout the entire life cycle of the gas field. When designing a power supply system, this will allow achieving better technical and economic indicators.

Keywords: electric load center, cartogram of electric loads, electric receiver, life cycle, general plan, main distribution point, gas field

For citation: Baturin N.S., Bogachkov I.M., Khamitov R.N. Distribution point placement on the general plan of the assembly point, taking into account the entire life cycle of a gas field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 5, pp. 195–206. DOI: 10.18799/24131830/2025/5/4903

Введение

В процессе проектирования системы электро-снабжения газовых месторождений встает вопрос расположения главного распределительного устройства на генеральном плане сборного пункта газового месторождения [1, 2]. Однако на сегодняшний день отсутствуют четкие требования и методики по определению места установки распределительных пунктов на площадке газового месторождения. Одним из возможных вариантов экономически и технически выгодного позиционирования главного распределительного пункта (ГРП) на территории сборного пункта (СП) является расположение с наименьшей удаленностью от центра электрических нагрузок (ЦЭН) [2–4].

Расчет ЦЭН производится с применением различных методов, в которых ЦЭН – координаты наивыгоднейшего места расположения источника питания [1–9]. При этом принимается условие, что нагрузки электрических приемников (ЭП) являются фиксированными величинами, вследствие чего ЦЭН является неподвижной точкой на генеральном плане месторождения.

Однако правилами разработки газовых месторождений, регламентируемых ГОСТ Р 55415-2013 [10], выделяется четыре периода жизненного цикла по уровню добычи газа: нарастающая добыча, постоянная добыча, падающая добыча и ликвидация месторождения. В связи с этим происходит изменение технологического процесса и, соответственно, электрических нагрузок на каждом этапе жиз-

ненного цикла. Вследствие данных процессов происходит смещение координат ЦЭН, что не учитывается при проектировании и негативно влияет на технико-экономические характеристики системы электроснабжения, в том числе и на место расположения ГРП на генплане СП.

Разработка проектной документации в части системы электроснабжения без учета перспективы изменения электрических нагрузок ведет к тому, что на этапе падающей добычи питающие и распределительные сети не отвечают новым условиям, что требует реконструкции, где основной проблемой становится изменение положения главной распределительной подстанции и переход на иной класс напряжения [5, 10–13]. Если проблема необходимости перехода на другой класс напряжения изучена и подробно рассмотрена [2, 11–17], то проблеме выбора расположения ГРП на генплане СП с учетом смещения ЦЭН в течение жизненного цикла газового месторождения, как показывает анализ источников литературы, до сих пор не уделялось достаточного внимания.

Объект и методика исследования

Общая идея исследования основана на использовании методики определения ЦЭН для принятия решения о месте размещения ГРП на генеральном плане СП с учетом всего жизненного цикла газового месторождения. В ходе исследования выполнен ряд задач: 1) определены состав сооружений и мощность электроприемников на каждом этапе жизненного цикла месторождения; 2) построены картограммы нагрузок на плане газового месторождения с графическим изображением ЦЭН, а также показательные функции нагрузок ЭП и соответствующие карты линий уровня показательных функций для каждого этапа жизненного цикла; 3) определены зоны рассеяния на протяжении жизненного цикла рассматриваемого месторождения; 4) принято решение о размещении ГРП на генплане СП; 5) проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов распределительной сети газового месторождения: размещение ГРП с учетом динамики ЦЭН и размещение ГРП без учета ЦЭН.

С учетом этого в качестве объекта исследования принят второй участок Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Любое газовое месторождение включает в себя установку комплексной подготовки газа (УКПГ), аппараты воздушного охлаждения (АВО), газосборные сети (ГСС), кусты газовых скважин (КГС) [10, 11]. На первом этапе функционирования месторождения происходит ввод в эксплуатацию оборудования кустов газовых скважин и промысловых объектов. После выхода добывающего предприятия на заданные мощности по добыче сырья происходит постепенное снижение пластового дав-

ления, что приводит к снижению объемов добычи. Для поддержания объемов добываемых углеводородных ресурсов на втором этапе вводится дожимная компрессорная станция (ДКС). На третьем этапе происходит снижение мощности ДКС, что связано с установкой мобильных компрессорных установок (МКУ) на устьях КГС [11, 13, 18–20], и общее увеличение потребляемой мощности. Таким образом, на этапе падающей добычи происходит значительное увеличение электрической нагрузки на кустах газовых скважин и снижение потребляемой мощности на сборном пункте, который включает в себя УКПГ, АВО и ДКС. Данные преобразования ведут к изменению характера нагрузок всего газового промысла. В настоящий момент второй участок Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ включает в себя 10 кустов газовых скважин, СП, который состоит из УКПГ и ДКС. Рассматриваемое месторождение находится на втором этапе жизненного цикла.

По данным о составе сооружений и мощности ЭП выполнялся расчет центра электрических нагрузок. Согласно методике А.А. Федорова, предложенной в [6], ЦЭН группы электрических приемников, расположенных в точках (x_i, y_i) , определяется по следующим формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (1)$$

где n – количество приемников, шт.; P_i – мощность i -го электроприемника, кВт; x_i, y_i – координаты расположения i -го электроприемника, м.

Для наглядного представления характера распределения нагрузок по месторождению строилась картограмма нагрузок, которая представляет собой генплан газового промысла с нанесенными геометрическими изображениями средней интенсивности распределения нагрузок ЭП. Среди множества способов построения картограмм с изображением средней интенсивности распределения электрических нагрузок наиболее простым, наглядным и пространственным является способ построения окружностей, где в качестве центра окружности принимают ЦЭН приемника, а радиус рассчитывают по следующей формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}, \quad (2)$$

где m – масштаб, $m=1000$.

Поскольку газовый промысел имеет в своем составе множество КГС, которые являются приемниками электрической энергии, встает вопрос о разделении их на группы. Каждая группа ЭП должна

питаться из своего центра. Получить области расположения ЦЭН для каждой группы на картограмме нагрузок можно, используя метод потенциальных функций [6]. Основная идея метода заключается в проведении аналогии между нагрузками ЭП и потенциалами некоторых источников энергии, которые расположены в тех же точках и равны нагрузкам приемников. При переходе в иную точку потенциалы убывают. Существуют эквипотенциальные контуры, которые описываются значениями функции, определенной суммой потенциалов всех источников энергии. Расположение ЦЭН при этом определяют экстремумы потенциальной функции, а контуры позволяют разделять приемники на группы. Для построения картограммы нагрузок описанным выше методом использовалась формула показательной функции:

$$P(x, y) = \sum_{i=1}^n P_i \cdot e^{-\beta[(x-x_i)^2 + (y-y_i)^2]}, \quad (3)$$

где β – параметр контрастности рельефа графика потенциальной функции, $\beta=0,01$.

Особенность газовых месторождений заключается в постоянстве потребляемой электрической мощности в течение суток. Однако в течение года происходит изменение графика электрических нагрузок. Также эксплуатация газового промысла и поддержание объема извлекаемых ресурсов на необходимом уровне влечет изменение уровня электрических нагрузок на протяжении жизненного цикла. Из этого следует, что ЦЭН более корректно рассматривать не как стабильную точку на генплане месторождения, а как зону рассеяния ЦЭН.

Согласно методике А.А. Федорова, предложенной в [6], центр зоны рассеяния определяется при использовании формулы:

$$\bar{x} = \frac{\sum x_0(t)}{T}; \quad \bar{y} = \frac{\sum y_0(t)}{T}, \quad (4)$$

где $x_0(t)$, $y_0(t)$ – координаты расположения ЦЭН в t момент времени, м; T – количество расчетных моментов времени, $T=3$, шт.

По формуле (1) можно вычислить значение координат ЦЭН в каждый t момент времени. Количество расчетных периодов соответствует количеству этапов жизненного цикла газового месторождения.

Зона рассеяния характеризуется отклонениями ЦЭН от центра, рассчитанного по формуле (4) в момент времени t :

$$\begin{aligned} \delta x(t) &= x_0(t) - \bar{x}; \\ \delta y(t) &= y_0(t) - \bar{y}. \end{aligned} \quad (5)$$

Удобно использовать центральные моменты второго порядка отклонений:

$$\begin{aligned} N_{xx} &= \frac{\sum_t (\delta x(t))^2}{T}; \quad N_{yy} = \frac{\sum_t (\delta y(t))^2}{T}; \\ N_{xy} &= \frac{\sum_t (\delta x(t)) \cdot (\delta y(t))}{T}. \end{aligned} \quad (6)$$

Моменты N_{xx} и N_{yy} являются показателями разброса полученных по формуле (1) значений вдоль соответствующих осей. Момент N_{xy} представляет собой показатель связи отклонений $\delta x(t)$ и $\delta y(t)$.

При повороте системы координат на угол α центральные моменты обладают свойством:

$$\begin{aligned} N'_{xx} &= N_{xx} \cdot \cos^2 \alpha + N_{xy} \cdot \sin 2\alpha + N_{yy} \cdot \sin^2 \alpha; \\ N'_{yy} &= N_{yy} \cdot \sin^2 \alpha - N_{xy} \cdot \sin 2\alpha + N_{xx} \cdot \cos^2 \alpha; \\ N'_{xy} &= \frac{1}{2} (N_{yy} - N_{xx}) \cdot \sin 2\alpha + N_{xy} \cdot \cos 2\alpha. \end{aligned} \quad (7)$$

Эллипс отклонений ЦЭН, характеризующий зону рассеяния ЦЭН, определяется по следующей формуле:

$$N_{yy} \delta x^2 - 2N_{xy} \delta x \delta y + N_{xx} \delta y^2 = N'_{yy} r^2, \quad (8)$$

где r – длина радиус-вектора, м.

Направление зоны рассеяния определялось с помощью выражения:

$$\operatorname{tg} 2\varphi = \frac{2N_{xy}}{N_{xx} - N_{yy}}. \quad (9)$$

Выражение (9) показывает, что направления показателей разброса располагаются перпендикулярно:

$$\varphi_2 = \varphi_1 + \frac{\pi}{2}. \quad (10)$$

Замена угла α в выражении (7) на угол φ из формулы (9) позволяет определить выражение показателей разброса через исходные компоненты при повороте системы координат:

$$\begin{aligned} N_{11} &= \frac{N_{xx} + N_{yy}}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{(N_{xx} - N_{yy})^2 + 4N_{xy}^2}; \\ N_{22} &= \frac{N_{xx} + N_{yy}}{2} - \frac{1}{2} \sqrt{(N_{xx} - N_{yy})^2 + 4N_{xy}^2}. \end{aligned} \quad (11)$$

Уравнение эллипса имеет вид:

$$\frac{\delta x^2}{N_{11}} + \frac{\delta y^2}{N_{22}} = \lambda. \quad (12)$$

В свою очередь λ является величиной постоянной и определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{N'_{yy} r^2}{N_{11} N_{22}}. \quad (13)$$

Тогда величины полуосей эллипса:

$$a = \sqrt{\lambda N_{11}}; \quad b = \sqrt{\lambda N_{22}}. \quad (14)$$

Формулы (4)–(14) позволяют построить зону рассеяния ЦЭН и решить одну из задач динамического проектирования системы электроснабжения газового месторождения.

Результаты исследования и их обсуждение

В табл. 1 представлен перечень сооружений с указанием величины электрических нагрузок, которые приняты с учетом компенсации реактивной

мощности на стороне низкого напряжения, для этапа III указаны прогнозируемые значения. В связи с незначительной величиной реактивных нагрузок для них расчетом ЦЭН и построением картограммы нагрузок допустимо пренебречь.

С использованием полученных в табл. 1 данных и формул (1), (2) произведены расчеты ЦЭН для каждого этапа жизненного цикла газового месторождения с радиальной схемой системы электроснабжения. Построены картограммы и центры электрических нагрузок, которые представлены на рис. 1.

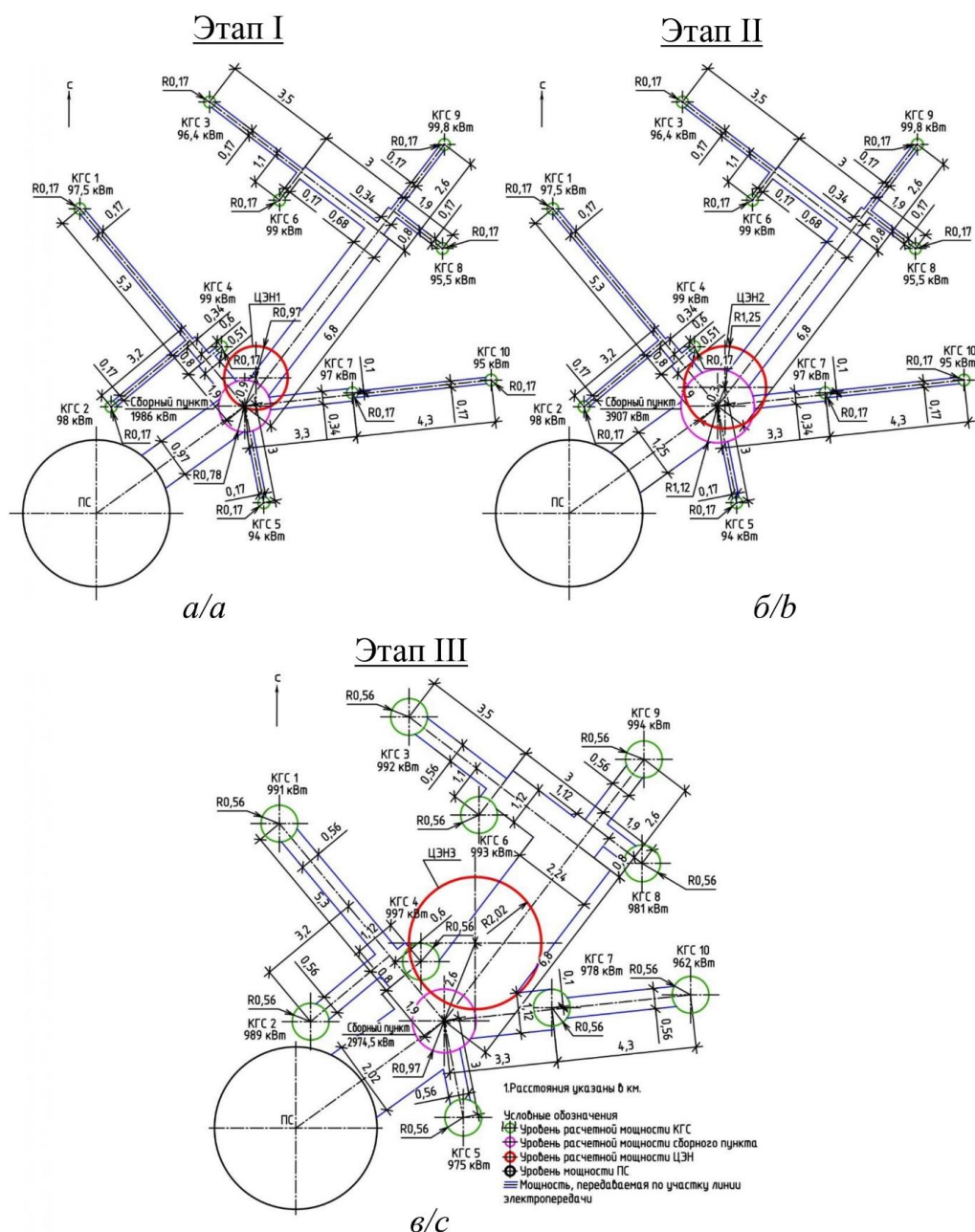


Рис. 1. Картограммы нагрузок для I (а), II (б), III (в) этапов жизненного цикла газового месторождения
Fig. 1. Load cartograms for the I (a), II (b), III (c) stages of the life cycle of a gas birthplace

Таблица 1. Состав сооружений с их расчетными мощностями (P) и координатами (x, y)

Table 1. Composition of structures with their design capacities (P) and coordinates (x, y)

Электроприемник Power receiver	Электрическая нагрузка, кВт Electrical load, kW			Координаты, м Coordinates, m	
	Этап/Stage I	Этап/Stage II	Этап/Stage III	x	y
КГС 1/Well pad 1	97,5	97,5	991	4882,067	12306,66
КГС 2/Well pad 2	98	98	989	5843,085	6214,786
КГС 3/Well pad 3	96,4	96,4	992	8869,838	15590,51
КГС 4/Well pad 4	99	99	997	9236,178	8059,698
КГС 5/Well pad 5	94	94	975	10536,33	3263,917
КГС 6/Well pad 6	99	99	993	11021,94	12571,34
КГС 7/Well pad 7	97	97	978	13258,59	6643,585
КГС 8/Well pad 8	95,5	95,5	981	16031,9	11083,49
КГС 9/Well pad 9	99,8	99,8	994	16090,79	14283,49
КГС 10/Well pad 10	95	95	962	17524,4	7038,379
УКПГ/GPP	1986	1986	1986	9949,235	6235,253
ДКС/BCS	–	1921	988,5	9949,235	6235,253
Итог по промыслу/Fishing total	2957,2	4920,2	12826,5	–	–

Построенные потенциальные функции нагрузок приемников газового месторождения по формуле (3) для каждого этапа жизненного цикла представлены на рис. 2.

Построены карты линий уровня потенциальных функций нагрузок приемников для I, II, III этапов жизненного цикла газового месторождения для определения экстремума функции в плоскости x, y . Построенные карты линий уровня потенциальных функций представлены на рис. 3.

Параметр контрастности рельефа β при построении потенциальных функций нагрузок приемников и карт линий уровня влияет на количество групп электроприемников, получаемых на генплане. При низких значениях этого параметра получается большое количество групп, где в группе может быть один ЭП. Низкое значение контрастности рельефа принято с целью наглядно показать изменение характера распределения нагрузки на III этапе жизненного цикла газового месторождения.

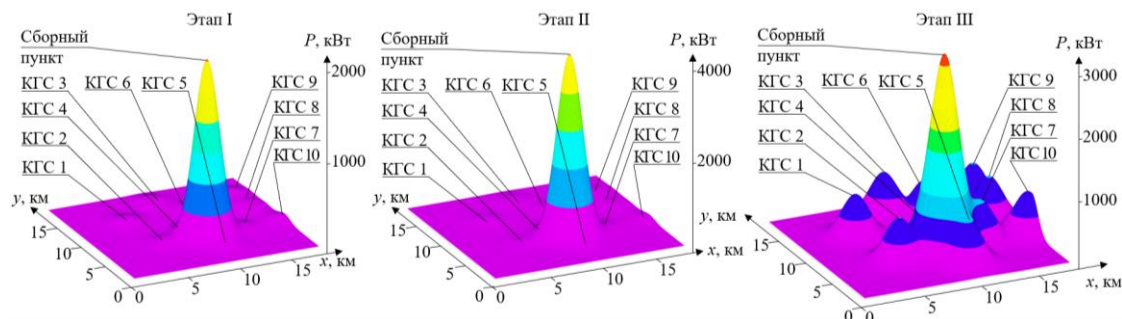


Рис. 2. Потенциальные функции нагрузок приемников для I, II, III этапов жизненного цикла газового месторождения
Fig. 2. Potential functions of receiver loads for the I, II, III stages of the gas field life cycle

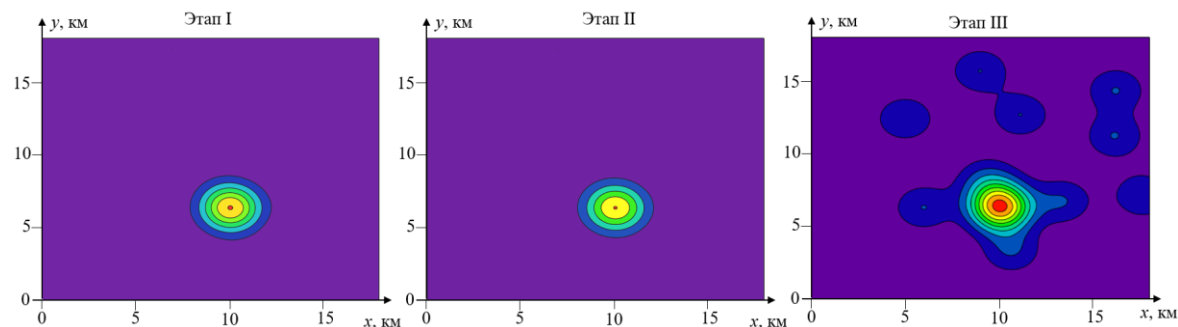


Рис. 3. Карты линий уровня потенциальных функций нагрузок приемников для I, II, III этапов жизненного цикла газового месторождения
Fig. 3. Maps of level lines of potential functions of receiver loads for stages I, II, III of the life cycle of a gas field

Для получения наглядной картины изменения характера распределения нагрузок по объектам газового месторождения на каждом этапе построен график показательной функции в плоскости x , P и представлен на рис. 4.

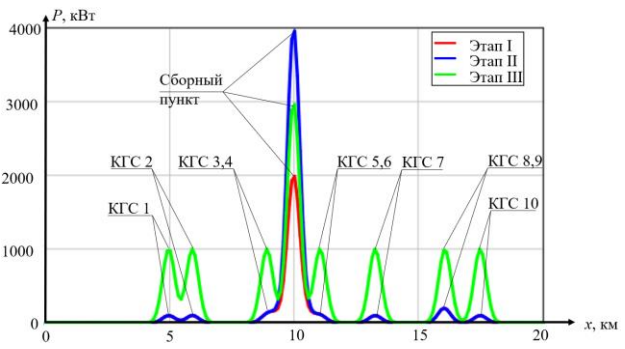


Рис. 4. Проекция потенциальных функций нагрузок приемников для I, II, III этапов жизненного цикла газового месторождения
Fig. 4. Projection of potential functions of receiver loads for stages I, II, III of the life cycle of a gas field

Полученные графики функций показывают, что ЦЭН, определенный по формуле (1), совпадает с экстремумом функции, которая описывается формулой (3). Следовательно, определение ЦЭН допустимо при применении построения картограммы нагрузок как по формуле (1), так и по формуле (3). Однако формула (3) также позволяет разбить ЭП по группам и определить необходимое количество источников питания.

На основании полученных картограмм нагрузок можно произвести аналитическую оценку изменения нагрузок и смещения ЦЭН в течении всего жизненного цикла газового месторождения.

Из анализа рис. 1 видно, что на первых двух этапах жизненного цикла месторождения нагрузка на КГС не изменяется, соответственно, радиусы окружностей, характеризующих среднюю интенсивность распределения нагрузок, также не изменяются, остается постоянной и амплитуда показательной функции, характеризующая величину нагрузки. Нагрузка на СП увеличивается, и вместе с этим увеличивается радиус окружности и амплитуда графика на рис. 2, 4.

На этапе падающей добычи происходит увеличение радиусов окружностей КГС на рис. 1 и увеличение амплитуды на рис. 2, 4, что показывает увеличение нагрузки, которая объясняется установкой МКУ на устьях скважин. В этот момент происходит уменьшение нагрузки на СП, о чем говорит уменьшение радиуса окружности СП на рис. 1 и амплитуды на рис. 2, 4. Таким образом, происходит перераспределение нагрузок в течение

всего жизненного цикла газового месторождения. Особенно значимым является изменение характера распределения нагрузок на третьем этапе, так как происходит смещение величины мощности в сторону кустов скважин и уменьшение мощности на УКПГ, что наглядно показывает график, изображенный на рис. 4.

Изменение характера распределения нагрузок непременно вызывает изменение ЦЭН. На картограммах нагрузок, которые представлены на рис. 1, видно, что на всех этапах происходит увеличение радиуса окружности, характеризующего ЦЭН, что говорит о постоянном росте величины электрических нагрузок.

Из анализа полученных графиков нагрузок видно, что происходит смещение ЦЭН. Расстояние, на которое происходит смещение, занесено в табл. 2.

Таблица 2. Смещение и координаты центра электрических нагрузок
Table 2. Displacement and coordinates of the center of electrical loads (CEL)

Номер этапа Stage number	Координаты ЦЭН, м CEL coordinates, m		Смещение относительно СП Displacement relative to assem- bly point (AP)	Смещение ЦЭН CEL displacement	Радиус окружности ЦЭН Circle radius CEL
	x	y			
	км/km				
I	10397,207	7385,840	1,24	–	0,97
II	10117,401	6667,187	0,46	–0,77	1,25
III	10968,178	8858,523	2,81	2,35	2,02

Из табл. 2 и картограмм нагрузок на рис. 1 видно, что смещение ЦЭН на втором этапе происходит в сторону СП и является незначительным (770 м), однако на третьем этапе происходит значительное смещение (2350 м) в обратном направлении и увеличение радиуса окружности. Это показывает, что происходит значительное изменение характера распределения нагрузок. Как уже говорилось выше, это приводит к увеличению потерь напряжения и электрической мощности, а также к тому, что условие экономической и технической целесообразности системы электроснабжения нарушается.

Принимая во внимание изменение характера распределения нагрузок, на основании формул (4)–(10) получены эллипсы, характеризующие зону рассеяния ЦЭН на протяжении всего жизненного цикла газового месторождения. Зона рассеяния нанесена на план месторождения и показана на рис. 5.

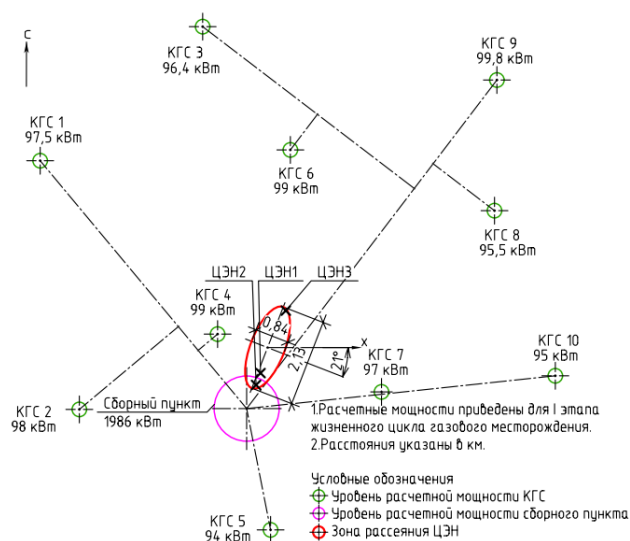


Рис. 5. Генплан газового месторождения с зоной рассеяния ЦЭН

Fig. 5. General plan of the gas field with the CEL dispersion zone

На рис. 5 в область, ограниченную эллипсом, попадают рассчитанные как статическая точка на генплане ЦЭН для I, II, III этапов, это говорит о том, что в результате расчета учтены возможные варианты смещения центров нагрузок с течением времени.

В результате расчета ЦЭН на каждом этапе жизненного цикла газового месторождения и построения зоны рассеяния становится возможным принять решение о наиболее выгодном расположении ГРП на генеральном плане СП с экономической и технической точки зрения. На рис. 6 наглядно показано расположение ГРП на генеральном

плане СП. На рис. 6, а показано расположение ГРП со стороны источника питания до определения ЦЭН. На рис. 6, б показан генплан после определения ЦЭН на каждом этапе жизненного цикла.

Зона рассеяния ЦЭН находится с северо-восточной стороны относительно СП, там же находятся расчетные значения центров для каждого этапа жизненного цикла месторождения, поэтому ГРП следует расположить именно на этой стороне.

В результате проведенного исследования выделен ряд критериев, влияющих на выбор оптимального места расположения ГРП:

- уровень и характер электрических нагрузок;
- плотность электрических нагрузок распределения;
- динамика изменения электрических нагрузок;
- протяженность линий электропередачи;
- выбранный класс напряжения сети.

Таким образом, одним из аспектов практической ценности проведенного исследования является возможность на этапе проектирования газовых месторождений производить выбор оптимального места размещения ГРП на площадке сборного пункта газа с учетом перспективного и неизбежного роста электрических нагрузок на КГС.

Для подтверждения практической ценности исследования приведен пример расчета по потере напряжения (табл. 3) двух вариантов распределительной сети для первого и третьего этапов жизненного цикла месторождения.

Вариант 1 – классический вариант, выбор расположения ГРП осуществляется без учета динамики ЦЭН.

Вариант 2 – предлагаемый вариант, выбор расположения ГРП осуществляется с учётом динамики ЦЭН.

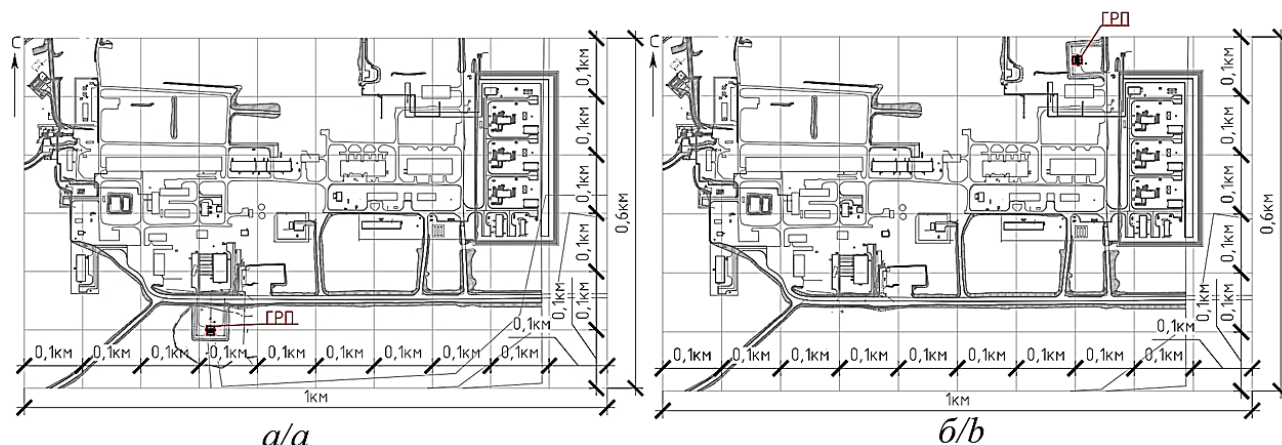


Рис. 6. Генплан сборного пункта с расположением ГРП до определения ЦЭН (а), после определения ЦЭН (б)

Fig. 6. General plan of the assembly point with the location of the main distribution point (MDP) before CEL determination (a), after CEL determination (b)

Таблица 3. Расчет участка распределительной сети по вариантам

Table 3. Calculation of the distribution network section by versions

Номер куста Well pad no.	Вариант 1/Version 1 Классический вариант/Classic version			Вариант 2/Version 2 Предлагаемый вариант/Offered version		
	Длина ВЛ, км Power line length, km	Этап I, ΔU Stage I, ΔU	Этап III, ΔU Stage III, ΔU	Длина ВЛ, км Power line length, km	Этап I, ΔU Stage I, ΔU	Этап III, ΔU Stage III, ΔU
		%			%	
КГС3 Well pad 3	13,3	1,65	16,5	9,9	0,99	9,9

В варианте 1 ГРП размещается на юго-западе площадки СП, протяженность воздушной линии (ВЛ) составляет 13,3 км до дальнего куста 3.

В варианте 2 ГРП размещается с учетом динамики ЦЭН на северо-востоке площадки СП, протяженность ВЛ в этом варианте составляет 9,9 км до дальнего куста 3.

При размещении ГРП в ЦЭН, который соответствует III этапу, происходит снижение длины магистральной ВЛ на 3,4 км по сравнению с вариантом 1. В результате расчета отклонений напряжения для варианта 1, когда не учитываются центр электрических нагрузок и их неизбежный рост, отклонение напряжения составило 16,5 % на завершающем этапе жизненного цикла. Данное отклонение нарушает требование ГОСТ 32144-2013, в котором допустимое отклонение напряжения не должно превышать 10 %. Для обеспечения электрической энергией потребителей КГС с учетом роста нагрузки следует выполнить реконструкции распределительной сети в следующих вариантах: или установить пункты автоматического регулирования напряжения (ПАРН), или выполнить замену проводов ВЛ с увеличением сечения проводника на всем участке.

Примером описанного случая, когда потребовалась реконструкция распределительной сети на этапе падающей добычи газа, является опыт разработки Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в Ямало-Ненецком автономном округе [13]. На Вынгапуровском месторождении на девяти КГС были введены МКУ единичной мощностью до 1 МВт (технология распределённого компримирования газа), таким образом в третьем периоде нагрузка на КГС увеличилась в 10 раз по сравнению с первым периодом. Для обеспечения электрической энергией потребовалась реконструкция существующей распределительной сети в следующем объеме:

- реконструкция ВЛ 6 кВ протяженностью 22 км;
- строительство нового ЗРУ 6 кВ – 1 шт.;
- строительство пункта автоматического регулирования напряжения 6 кВ – 1 шт.

Как видно из табл. 3, наилучшим решением с технической точки зрения будет размещение ГРП с учетом динамики ЦЭН, так как отклонение напряжения в этом случае не превышает 9,9 %, что соответствует ГОСТ 32144-2013. Правильный выбор расположения ГРП позволил без реконструкции сети снизить потери напряжения на 6,6 % у потребителя.

Далее произведено упрощенное экономическое сравнение двух вариантов распределительной сети. В экономическом сравнении не учитывались эксплуатационные затраты (далее OPEX). Экономическое сравнение осуществляется по минимуму капитальных вложений (далее CAPEX) для двух вариантов с учетом всего жизненного цикла месторождения. CAPEX приняты по информации, предоставленной заводами-изготовителями оборудования. Результаты сравнения вариантов капиталовложений приведены в табл. 4.

Результаты сравнения CAPEX, представленные в табл. 4, показывают, что CAPEX выше для классического варианта (вариант 1), где не учитывается ЦЭН. Это связано с реконструкцией распределительной сети на III этапе жизненного цикла месторождения. Во втором варианте капитальные вложения на III этапе отсутствуют, так как требование по отклонению напряжения не нарушается и нет необходимости в реконструкции распределительной сети.

По результатам расчетов установка ПАРН является более экономичным способом сохранения требуемого уровня напряжения для классического варианта. Однако размещение ГРП с учетом динамики ЦЭН позволит сократить капитальные вложения при строительстве распределительной сети на 39,7 % и выполнить требования по качеству электрической энергии.

В случае реконструкции ВЛ в первом варианте эффект от принятия решения о размещении ГРП с учетом динамики ЦЭН будет еще выше. Предлагаемый вариант позволит снизить капиталовложения на 49,7 %.

Таблица 4. Сравнение стоимости капитальных вложений, в миллионах рублей без НДС, в ценах 01.12.2024

Table 4. Comparison of the cost of capital investments, in millions of rubles excluding VAT, in prices 01.12.2024

Капитальные вложения Capital investments	Ед. изм. Unit	Характеристика электроустановки Electrical installation characteristics	Вариант 1/Классический вариант Version 1/Classic version			Вариант 2 Предлагаемый вариант Version 2 Offered version	
			CAPEX I этап CAPEX stage I	CAPEX III этап CAPEX stage III		CAPEX I этап CAPEX stage I	CAPEX III этап CAPEX stage III
				Установка ПАРН AVR installa- tion	Реконструкция ВЛ Replacing power line wires		
Одноцепная ВЛ 10 кВ Single-circuit power line 10 kV	км km	13,3	158,48	–	237,74	–	–
		9,9	–	–	–	117,97	–
Распределительное устройство Switchgear	шт. pc.	1	163,27	–	–	163,27	–
Пункт автоматического регулиро- вания напряжения 10 кВ Automatic voltage regulator 10 kV	шт. pc.	1	–	144,51	–	–	–
Итого CAPEX на каждом этапе Total CAPEX at each stage	–	–	321,75	144,51	237,74	281,24	0
Всего CAPEX с учетом всего жиз- ненного цикла месторождения Total CAPEX taking into account the entire life cycle of the field	–	–	466,263*		–	281,24	
		–	–	–	559,49**		

Примечание: * – сумма CAPEX для классического варианта проектирования системы электроснабжения газовых месторождений с установкой ПАРН; ** – сумма CAPEX для классического варианта проектирования системы электроснабжения газовых месторождений с реконструкцией ВЛ.

Note: * is the CAPEX amount for the classical design of the gas field power supply system with the installation of AVR; ** is the CAPEX amount for the classical design of the gas field power supply system with power line reconstruction.

Заключение

Таким образом, определен состав сооружений и мощность нагрузки ЭП для второго участка Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ, что позволило произвести расчет ЦЭН на каждом этапе жизненного цикла. Анализ полученных картограмм нагрузок и потенциальных функций позволил определить область смещения ЦЭН относительно сборного пункта в течение всего периода эксплуатации. Определение ЦЭН и анализ его смещения стали основой для принятия решения о наиболее выгодном с технической и экономической точки зрения размещении ГРП на генеральном плане сборного пункта.

При проектировании системы электроснабжения газового месторождения необходимо учитывать весь период жизненного цикла и выбирать место размещения ГРП с учетом динамики ЦЭН. Приведенный пример технико-экономического расчета двух вариантов распределительной сети (вариант 1 – классический вариант, выбор распо-

ложения ГРП осуществляется без учета динамики ЦЭН, вариант 2 – предлагаемый вариант, выбор расположения ГРП осуществляется с учётом динамики ЦЭН) показал, что вариант 2 позволил снизить потери напряжения в конце ВЛ на 6,6 % без установки дополнительных электрических аппаратов и реконструкции распределительной сети, а также снизить CAPEX минимум на 39,7 %.

Таким образом, практическая ценность проведенного исследования очевидна.

Перспективное направление дальнейшего исследования в этом вопросе заключается в компенсации смещения ЦЭН с целью сохранения экономической и технической целесообразности системы электроснабжения. Одним из возможных способов решения данной проблемы является применение системы накопления электроэнергии [21–25]. Возможность применения данного способа на объектах газового месторождения более подробно будет рассмотрена в следующей статье.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кудрин Б.И. Электроснабжение. – М.: Академия, 2012. – 352 с.
2. Сибикин Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения промышленных и гражданских зданий. – М.: Директ-Медиа, 2016. – 508 с.
3. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 1975. – 463 с.
4. Cebeci S., Baykoç Ö. Determining the optimal location of substations for electric distribution: a real application on a regional basis // Croatian operational research review. – 2022. – Vol. 13. – P. 1–12. DOI: 10.17535/crotr.2022.0001.
5. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.

6. Федоров А.А., Камнева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 386 с.
7. Косарев Б.А. Методики управления децентрализованными электротехническими системами с распределенной генерацией: дис. ... канд. техн. наук. – Омск, 2020. – 185 с.
8. Динамическое перераспределение источников питания в электротехнической системе с распределенной генерацией / Б.А. Косарев, Г.А. Кошук, В.К. Федоров, Л.Г. Полицев // Омский научный вестник. – 2019. – № 2 (164). – С. 50–55. DOI: 10.25206/1813-8225-2019-164-50-55.
9. Mughal S., Sood Y. A novel approach for tracking the optimal location of a substation // International Journal of electronics and computers. – 2011. – Vol. 3. – P. 1–5.
10. ГОСТ Р 55415-2013. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки. – М.: Стандартинформ, 2014. – 31 с.
11. Bogachkov I.M., Khamitov R.N., Frayshteter V.P. Estimation of electric loads dynamics in the gas fields of Western Siberia taking into account the life cycle of the fields // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – Vol. 1118. – P. 012015. DOI: 10.1088/1757-899x/1118/1/012015.
12. Development of probabilistic model of short-term power supply interruptions / V.R. Antropova, I.S. Sukhachev, A.S. Martyanov, V.V. Sushkov // Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines: Proc. of XV International IEEE Scientific and Technical Conference. – Omsk, 09–11 November 2021. – Omsk: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2021. – P. 1–5. DOI: 10.1109/Dynamics52735.2021.9653463
13. Богачков И.М. Поддержка принятия решения при выборе рационального напряжения системы электроснабжения газового месторождения с учетом его жизненного цикла: дис. ... канд. техн. наук. – Омск, 2021. – 195 с.
14. Ivanin O.A., Director L.B. The use of artificial neural networks for forecasting the electric demand of stand-alone consumers // Thermal Engineering. – 2018. – Vol. 65. – № 5. – P. 258–265. DOI: 10.1134/S004060151805004X.
15. Богачков И.М. Математические модели расчета оптимального напряжения системы внешнего электроснабжения газовых месторождений, полученные с применением теории планирования эксперимента // Электротехнические системы и комплексы. – 2021. – № 1 (50). – С. 4–9. DOI: 10.18503/2311-8318-2021-1(50)-4-9.
16. Akhlaque A.K., Ahmad F.M. Different voltage selection criteria and insulation design of a transmission line for HF, EHV & UHV system // International Journal of Advanced Technology & Engineering Research (IJATER). – 2012. – Vol. 2. – P. 73–79.
17. Technical and economic evaluation of voltage level in transmission network expansion planning using GA / S. Jalilzadeh, A. Kazemi, H. Shayeeghi, M. Madavi // Energy Conversion and Management. – 2008. – Vol. 49. – P. 1119–1125.
18. Огай В.А. Экономическая и энергетическая эффективность применения отечественных МКУ при добыче низконапорного Сеноманского газа // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 59–61.
19. Ștefănescu D.-P., Maulidani O. Audrey B. Compressor application for extending production life cycle in mature fields // AGH Drilling, Oil, Gas. – 2016. – Vol. 33. – P. 495. DOI: 10.3390/en17205061.
20. Alhajri F.M., Samsudin Z. Reviving of gas well using the mobile wellhead gas compressor technology // SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Proc. of International Scientific and Technical Conference. – San Antonio, 16–18 October 2023. – San Antonio: Henry B. Gonzalez Convention Center, 2023. – P. 1–7. DOI: 10.2118/214957-MS.
21. Optimal planning of HV/MV substation locations and sizes considering battery energy storage systems for peak shaving / X. Lu, W. Ouyang, Z. Wang, J. Zhou // Electrical Engineering. – 2024. – Vol. 106. – P. 1–9. DOI: 10.1007/s00202-024-02466-w.
22. Optimal configuration and operation analysis of solar-assisted natural gas distributed energy system with energy storage / Y. Ge, J. Han, Q. Ma, J. Feng // Energy. – 2022. – Vol. 246. – P. 123429. DOI: 10.1016/j.energy.2022.123429.
23. Amiruddin A., Dargaville R. Gawler R. Optimal integration of renewable energy, energy storage, and Indonesia's super grid // Energies. – 2024. – Vol. 17. – P. 5061. DOI: 10.3390/en17205061.
24. Лосев Ф.А., Сушков В.В. Поликритериальный подход к анализу мероприятий по повышению устойчивости узлов электродвигательной нагрузки нефтедобывающих предприятий // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 8. – С. 55–64. DOI: 10.18799/24131830/2019/8/2212.
25. Повышение устойчивости погружных электродвигателей установок электрических центробежных насосов при провалах напряжения с помощью адаптивной защиты минимального напряжения / Ф.А. Лосев, В.В. Сушков, В.В. Тимошкин, А.С. Мартянов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 10. – С. 40–48.

Информация об авторах

Никита Сергеевич Батурин, аспирант кафедры холодильной и компрессорной техники и технологии Нефтехимического института, Омский государственный технический университет, Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11. NBaturin13@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0009-4847-3740>

Иван Михайлович Богачков, кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетики Тюменского индустриального университета, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38. Bogim83@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7222-4511>

Рустам Нуриманович Хамитов, доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетики Института промышленных технологий и инжиниринга, Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38. apple_27@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-9876-5471>

Поступила в редакцию: 20.11.2024

Поступила после рецензирования: 13.12.2024

Принята к публикации: 23.04.2025

REFERENCES

1. Kudrin B.I. *Electricity supply*. Moscow, Academiya Publ., 2012. 352 p. (In Russ.)
2. Sibikin Yu.D. *Fundamentals of designing power supply for industrial and civil buildings*. Moscow, Direct-Media Publ., 2016. 508 p. (In Russ.)
3. Melnikov N.A. *Electrical networks and systems*. Moscow, Energiya Publ., 1975. 463 p. (In Russ.)
4. Cebeci S., Baykoc O. Determining the optimal location of substations for electric distribution: a real application on a regional basis. *Croatian operational research review*, 2022, vol. 13, pp. 1–12. DOI: 10.17535/croirr.2022.0001.
5. Lipkin B.Yu. *Power supply for industrial enterprises and installations*. Moscow, Vyshaya shkola Publ., 1990. 359 p. (In Russ.)
6. Fedorov A.A., Kamneva V.V. *Basics of power supply for industrial enterprises*. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1984. 386 p. (In Russ.)
7. Kosarev B.A. *Methods for managing decentralized electrical systems with distributed generation*. Cand. Dis. Omsk, 2020. 185 p. (In Russ.)
8. Kosarev B.A., Koshchuk G.A., Fedorov V.K., Polyntsev L.G. Dynamic redistribution of power sources in an electrical system with distributed generation. *Omsk Scientific Bulletin*, 2019, vol. 2 (164), pp. 50–55. (In Russ.) DOI: 10.25206/1813-8225-2019-164-50-55.
9. Mughal S., Sood Y. A novel approach for tracking the optimal location of a substation. *International Journal of electronics and computers*, 2011, vol. 3, pp. 1–5.
10. SS R 55415-2013. *Gas, gas condensate, oil and gas and oil and gas condensate fields. Development rules*. Moscow, Standardinform Publ., 2014. 31 p. (In Russ.)
11. Bogachkov I.M., Khamitov R.N., Frayshteter V.P. Estimation of electric loads dynamics in the gas fields of Western Siberia taking into account the life cycle of the fields. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2021, vol. 1118. pp. 012015. DOI: 10.1088/1757-899x/1118/1/012015.
12. Antropova V.R., Sukhachev I.S., Martyanov A.S., Sushkov V.V. Development of Probabilistic Model of Short-Term Power Supply Interruptions. *Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines. Proceedings of the XV International IEEE Scientific and Technical Conference*. Omsk, November 09–11, 2021. Omsk. Institute of Electrical and Electronics Engineers Publ., 2021. pp. 1–5. DOI: 10.1109/Dynamics52735.2021.9653463.
13. Bogachkov I.M. *Decision support when choosing a rational voltage for the power supply system of a gas field, taking into account its life cycle*. Cand. Diss. Omsk, 2021. 195 p. (In Russ.)
14. Ivanin O.A., Director L.B. The use of artificial neural networks for forecasting the electric demand of stand-alone consumers. *Thermal Engineering*, 2018, vol. 65, no. 5, pp. 258–265. DOI: 10.1134/S004060151805004X.
15. Bogachkov I.M. Mathematical models for calculating the optimal voltage of the external power supply system for gas fields, obtained using the theory of experiment planning. *Electrical systems and complexes*, 2021, vol. 1 (50), pp. 4–9. (In Russ.) DOI: 10.18503/2311-8318-2021-1(50)-4-9.
16. Akhlaque A.K., Ahmad F.M. Different voltage selection criteria and insulation design of a transmission line for HF, EHV & UHV system. *International Journal of Advanced Technology & Engineering Research (IJATER)*, 2012, vol. 2, pp. 73–79.
17. Jalilzadeh S., Kazemi A., Shayeghi H., Madavi M. Technical and economic evaluation of voltage level in transmission network expansion planning using GA. *Energy Conversion and Management*, 2008, vol. 49, pp. 1119–1125.
18. Ogai V.A. Economic and energy efficiency of using domestic MCU in the production of low-pressure Cenomanian gas. *Scientific forum. Siberia*, 215, vol. 1, pp. 59–61. (In Russ.)
19. Ștefănescu D.-P., Maulidani O., Audrey B. Compressor application for extending production life cycle in mature fields. *AGH Drilling, Oil, Gas*, 2016, vol. 33, pp. 495. DOI: 10.3390/en17205061.
20. Alhajri F.M., Samsudin Z. Reviving of gas well using the mobile wellhead gas compressor technology. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Proc. of the International Scientific and Technical Conference*. San Antonio, October 16–18, 2023. San Antonio, SPE Journal Publ., 2023. pp. 1–7. DOI: 10.2118/214957-MS.
21. Lu X., Ouyang W., Wang Z., Zhou J. Optimal planning of HV/MV substation locations and sizes considering battery energy storage systems for peak shaving. *Electrical Engineering*, 2024, vol. 106, pp. 1–9. DOI: 10.1007/s00202-024-02466-w.
22. Ge Y., Han J., Ma Q., Feng J. Optimal configuration and operation analysis of solar-assisted natural gas distributed energy system with energy storage. *Energy*, 2022, vol. 246, pp. 123429. DOI: 10.1016/j.energy.2022.123429.
23. Amiruddin A., Dargaville R., Gawler R. Optimal integration of renewable energy, energy storage, and Indonesia's super grid. *Energies*, 2024, vol. 17, pp. 5061. DOI: 10.3390/en17205061.
24. Losev F.A., Sushkov V.V. Polycriterial approach to the analysis of measures to improve the stability of electric motor load units of oil producing enterprises. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 8, pp. 55–64. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2019/8/2212.
25. Losev F.A., Sushkov V.V., Timoshkin V.V., Martyanov A. S. Increasing the stability of submersible electric motors of electric centrifugal pump installations during voltage drops using adaptive minimum voltage protection. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 10, pp. 40–48. (In Russ.)

Information about the authors

Nikita S. Baturin, Postgraduate Student, Omsk State Technical University, 11, Mira avenue, Omsk, 644050, Russian Federation. NBaturin13@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0009-4847-3740>

Ivan M. Bogachkov, Cand. Sc., Associate Professor, Tyumen Industrial University, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation. Bogim83@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7222-4511>

Rustam N. Khamitov, Dr. Sc., Professor, Tyumen Industrial University, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation. apple_27@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-9876-5471>

Received: 20.11.2024

Revised: 13.12.2024

Accepted: 23.04.2025