

УДК 622.691

РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕПРОВОДА

Сбродова М.О., Тарасенко А.А., Чепур П.В.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, e-mail: chepur_p_v@mail.ru

Работа посвящена разработке экспертной системы оценки энергоэффективности нефтепровода. Авторы в ходе своего исследования решили следующие задачи: определение исходных данных объекта анализа; разработка инструментария для сбора данных; анализ объекта в контексте цели СППР (система поддержки принятия решений); математическая модель и методика анализа данных; расчёт по предлагаемой методике и алгоритму; описание возможных вариантов и критериев принятия решений; подбор оптимизационной модели; разработка алгоритма принятия решений. На основании выполненных расчетов сделан вывод о том, что работа магистрального насоса при минимальных значениях, а подпорного насоса при максимальных значениях рабочего интервала является наиболее энергоэффективной схемой работы. Показано, что на эффективность работы МН (магистральные насосы) и МНА (магистральные насосные агрегаты) влияют различные факторы. В основном такие, как характеристики насосного оборудования, параметры режима работы МНА, свойства перекачиваемой нефти и т.д. Установлено, что для повышения эффективности использования электроэнергии необходимы следующие мероприятия: разработка ряда оптимальных режимов работ МНА, повышение КПД МНА до величин, коррелирующих с паспортными параметрами, а также мероприятия по осуществлению очистки внутренней поверхности трубопроводов, реализации работы МНА только на режимах, входящих в рабочий интервал, а также снижение общего количества пусков и остановок МНА. Оптимальным, по данным технического анализа, значением потребляемой мощности для насоса типа МН 10000 – 210 является 5,45 МВт. Работу насоса с потребляемой мощностью от 4,88 МВт до 6,09 МВт можно считать энергоэффективной. Наиболее оптимальным значением потребляемой мощности для насоса типа НПВ 3600 – 90 является 886390 Вт (0,88 МВт). Таким образом, работу насоса с потребляемой мощностью от 465650 Вт (0,47 МВт) до 140581 Вт (1,41 МВт) можно считать энергоэффективной.

Ключевые слова: алгоритм, СППР, оптимизационная модель, методы оптимизации, инструментарий, анализ, мониторинг, энергоэффективность, экспертная система

DEVELOPMENT OF EXPERT SYSTEM FOR ESTIMATION OF ENERGY EFFICIENCY OF OIL PIPELINE

Sbrodova M.O., Tarasenko A.A., Chepur P.V.

Tyumen University of Industry, Tyumen, e-mail: chepur_p_v@mail.ru

The work is devoted to the development of an expert system for assessing the energy efficiency of a pipeline. In the course of their research, the authors solved the following tasks: determination of the initial data of the object of analysis; development of data collection tools; object analysis in the context of the goal of the DSS; mathematical model and data analysis method; calculation by the proposed method and algorithm; description of possible options and decision-making criteria; selection of an optimization model; development of a decision-making algorithm. Based on the calculations, it was concluded that the operation of the main pump at minimum values, and the booster pump at maximum values of the working interval is the most energy-efficient operation scheme. It is shown that the efficiency of the MP and MPU is influenced by various factors. Basically, such as the characteristics of pumping equipment, the parameters of the MPU operation mode, the properties of the pumped oil, etc. It has been established that to increase the efficiency of electricity use, the following measures are needed: the development of a number of optimal MPU operation modes, an increase in MPU efficiency to passport parameters, as well as measures to clean the internal surface of pipelines, decrease MP starts and stops, and MPU operation only in operating mode interval. The optimal value of power consumption for the pump MN 10000 – 210 is 5.45 MW. The operation of the pump with a power consumption of 4.88 MW to 6.09 MW can be considered energy efficient. The optimal value of power consumption for the pump NPS 3600 – 90 is 886.39 kW (0.88 MW). The operation of the pump with a power consumption from 465.65 kW (0.47 MW) to 1405.81 kW (1.41 MW) can be considered energy efficient.

Keywords: algorithm, DSS, optimization model, optimization methods, tools, analysis, monitoring, energy efficiency, expert system

Возникновение экспертных систем связано со значительными практическими результатами в применении и развитии методов искусственного интеллекта, машинного обучения. В их основе лежит совокупность научных дисциплин, посвященных изучению методов решения задач инновационного, интеллектуального и творческого характера с применением ЭВМ.

Создание искусственного интеллекта (ИИ) началось более чем сорок лет назад.

Изначально рассматривался ряд весьма сложных задач, которые и по настоящее время являются предметом серьезных исследований. В этой предметной области стоят следующие задачи: машинный перевод, распознавание изображений и анализ сцен, алгоритмизация роботов, автоматические доказательства теорем, стратегии игр.

Экспертная система – это широкий перечень программ, задача которых – выполнять функции эксперта при решении

задач заданной предметной области. Экспертные системы, как правило, выдают рекомендации, проводят анализ, дают консультации, способствуют установлению диагноза. Применение экспертных систем на предприятиях, с практической точки зрения, способствует эффективности работы и повышению квалификации специалистов.

Наиболее значимым достоинством экспертных систем является возможность накопления информации, знаний и сохранение их в течение длительных промежутков времени [1].

Цель исследования: разработка экспертной системы оценки энергоэффективности нефтепровода.

Основными задачами, поставленными в исследовании, являются:

- определение исходных данных объекта анализа;
- разработка инструментария для сбора данных;
- анализ объекта в контексте цели СППР;
- математическая модель и методика анализа данных;
- расчёт по предлагаемой методике и алгоритму;
- описание возможных вариантов и критериев принятия решений;
- подбор оптимизационной модели;
- алгоритм принятия решений.

Материалы и методы исследования

В настоящее время существует множество систем, датчиков, инструментов и прочих приспособлений для сбора данных, а также большое количество компьютерных программ, для обработки массивов информации и оформления их в необходимую базу данных.

В настоящей работе в качестве инструмента для сбора базы данных выбран наиболее простой способ – наблюдение и составление базы данных вручную оператором технологического оборудования.

Основные затраты при перекачке нефти по трубопроводам приходятся на электроэнергию. Таким образом, основным критерием эффективности работы магистрального нефтепровода и магистральных насосных агрегатов являются затраты электроэнергии [2–4]. Принцип минимизации затрат электроэнергии на перекачку нефти должен соблюдаться на всем протяжении технологического цикла перекачки нефти, начиная с процессов планирования режимов работы

МНН и заканчивая контролем фактических показателей перекачки продукта [5].

Учитывая, что существует большое количество возможных режимов эксплуатации нефтепроводов, использовать необходимо именно те, которые обеспечивают наименьшие удельные затраты электроэнергии на перекачку 1 т нефти.

В связи с этим предлагается разработанная авторами экспертная система оценки энергоэффективности нефтепровода.

Результаты исследования и их обсуждение

Энергетические затраты на осуществление перекачки планового объема нефти по технологическому участку нефтепровода можно оценить посредством анализа энергопотребления подключенных насосных агрегатов, работающих «из насоса – в насос» [6]:

$$W = \sum_i^k N_i \cdot G = g \sum_i^k \frac{H_i}{\eta_i} \cdot G, \quad (1)$$

где W – потребление энергии на перекачку заданного объема нефти, Дж;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

H_i – напор насосного агрегата, м;

k – кол-во насосных агрегатов;

η – коэфф. полезного действия насосного агрегата;

G – плановый объем нефти, кг;

N_i – потр. мощность насосного агрегата, Вт.

Если брать во внимание первую часть формулы (1), то необходимо найти потребляемую мощность насосного агрегата:

$$N_{\text{потр}} = \frac{N_{\text{пол}}}{\eta}, \quad (2)$$

где $N_{\text{пол}}$ – полезная мощность, Вт;

η – КПД насосного агрегата.

Полезная мощность находится по формуле

$$N_{\text{пол}} = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H, \quad (3)$$

где Q – производительность насоса, м³/с.

В качестве основного оборудования выбраны:

– Магистральный насос МН 10000-210, D2 = 495 мм (рис. 1).

Оптимальная производительность $Q_{\text{опт}} = 9600$ м³/ч (2,67 м³/с).

КПД при оптимальной производительности $\eta_{\text{опт}} = 90\%$.

Оптимальный напор $H_{\text{опт}} = 220$ м.

Режим работы насоса считается рациональным при отклонении КПД от оптимального значения в пределах 7%. КПД на границах рабочего интервала равен 83%.

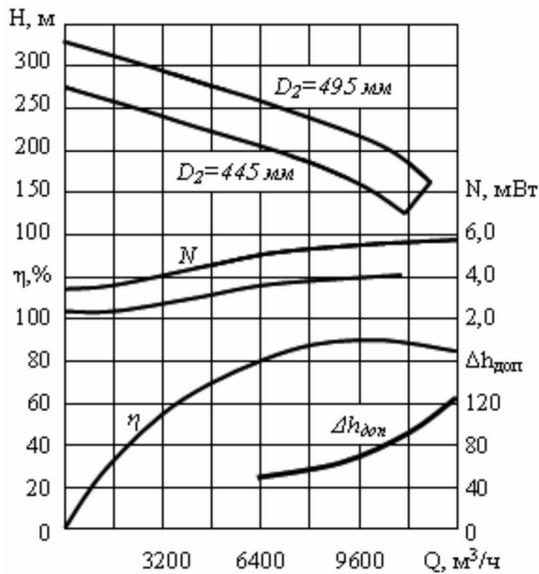


Рис. 1. Характеристика основного насоса МН 10000-210

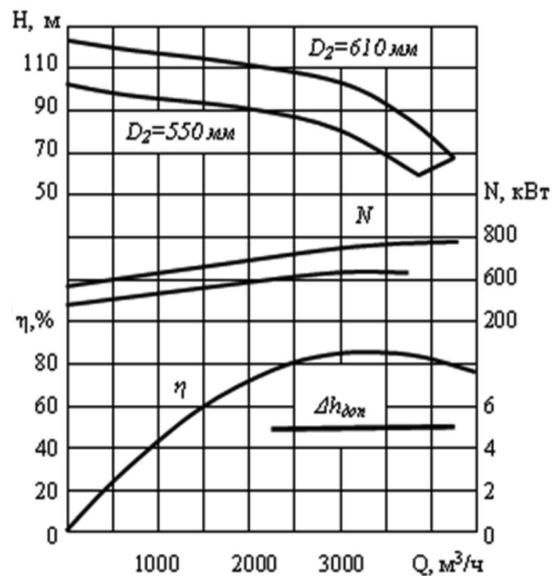


Рис. 2. Характеристика основного насоса НПВ 3600-90

Рабочий интервал насоса принимается $Q_{\text{мин}} = 7000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($1,94 \text{ м}^3/\text{с}$), $Q_{\text{макс}} = 12800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($3,56 \text{ м}^3/\text{с}$).

В пределах рабочего интервала насоса напор H изменяется от 250 до 170 м.

– Подпорный насос НПВ 3600-90, $D_2 = 610 \text{ мм}$ (рис. 2).

Оптимальная производительность $Q_{\text{опт}} = 3250 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($0,9 \text{ м}^3/\text{с}$).

КПД при оптимальной производительности $\eta_{\text{опт}} = 85\%$.

Оптимальный напор $H_{\text{опт}} = 100 \text{ м}$.

Режим работы насоса считается рациональным при отклонении КПД от оптимального значения в пределах 7% [7]. КПД на границах рабочего интервала равен 78%.

Рабочий интервал насоса принимается $Q_{\text{мин}} = 2300 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($0,64 \text{ м}^3/\text{с}$), $Q_{\text{макс}} = 4300 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($1,19 \text{ м}^3/\text{с}$).

В пределах рабочего интервала насоса напор H изменяется от 110 до 68 м.

Плотность перекачиваемой нефти $\rho = 851,6 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Ускорение свободного падения $g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$.

Плановый объем перекачки нефти $G = 100000 \text{ м}^3$.

Зависимость общего КПД от подачи принято изображать в виде графика (рис. 3).

При максимальном КПД насос имеет оптимальную подачу и наиболее эффективно использует потребляемую энергию.

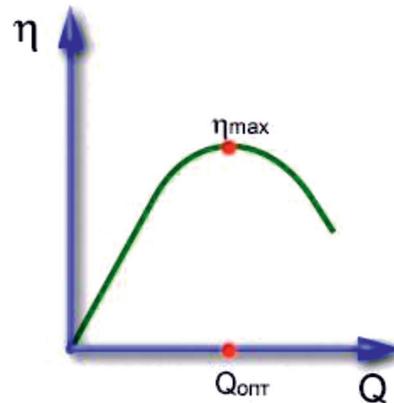


Рис. 3. Зависимость общего КПД от подачи

На практике сложно эксплуатировать насос при оптимальной подаче, поэтому выделяют рабочий интервал. Режим работы насоса считается рациональным, если его подача попадает в этот интервал.

Рабочий интервал выбирается таким образом, чтобы минимальный КПД этого интервала был на 7% меньше, чем максимальный [8] (рис. 4, а).

Изображая напорную характеристику насоса, можно выделить участок, соответствующий наиболее подходящим для данного насоса значениям напора (рис. 4, б).

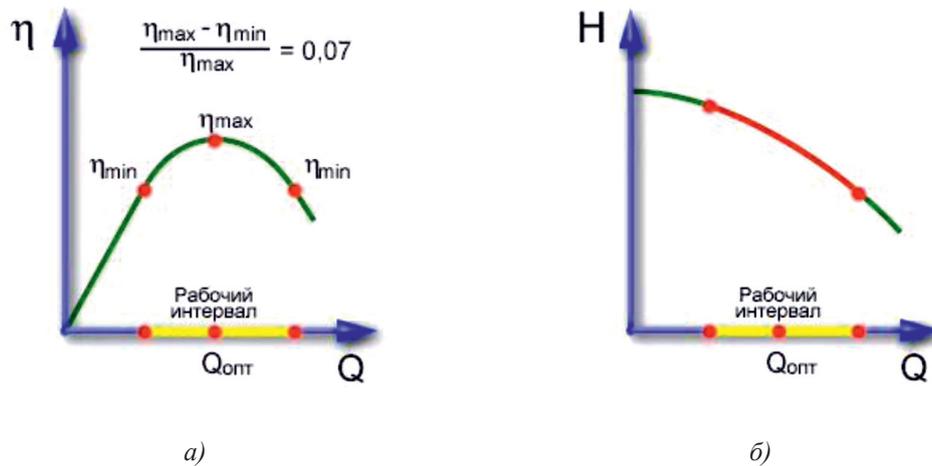


Рис. 4. а, б – Условное изображение «Рабочего интервала» и «Рабочий интервал» на напорной характеристике насоса

Подставив оптимальные значения для МН 10000-210 в формулы (2) и (3), получаем следующее:

$$N_{\text{опт}} = \frac{Q_{\text{опт}} \times \rho \times g \times H_{\text{опт}}}{\eta} = \frac{2,67 \times 851,6 \times 9,8 \times 220}{0,9} = 5446947 \text{ Вт} = 5,45 \text{ МВт.}$$

Так же подставляем значения переменных, находящиеся на границах «рабочего интервала»:

$$N_{\text{мин}} = \frac{Q_{\text{мин}} \times \rho \times g \times H_{\text{мин}}}{\eta} = \frac{1,94 \times 851,6 \times 9,8 \times 250}{0,83} = 4876693 \text{ Вт} = 4,88 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{макс}} \times \rho \times g \times H_{\text{макс}}}{\eta} = \frac{3,56 \times 851,6 \times 9,8 \times 170}{0,9} = 6085308 \text{ Вт} = 6,09 \text{ МВт.}$$

Для НПВ 3600-90:

$$N_{\text{опт}} = \frac{Q_{\text{опт}} \times \rho \times g \times H_{\text{опт}}}{\eta} = \frac{0,9 \times 851,6 \times 9,8 \times 100}{0,85} = 886388 \text{ Вт} = 886,39 \text{ кВт};$$

$$N_{\text{мин}} = \frac{Q_{\text{мин}} \times \rho \times g \times H_{\text{мин}}}{\eta} = \frac{0,64 \times 851,6 \times 9,8 \times 110}{0,78} = 754019 \text{ Вт} = 754,02 \text{ кВт};$$

$$N_{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{макс}} \times \rho \times g \times H_{\text{макс}}}{\eta} = \frac{1,19 \times 851,6 \times 9,8 \times 68}{0,78} = 866694 \text{ Вт} = 866,7 \text{ кВт.}$$

Для оценки энергоэффективности рассмотрим три варианта работы насосных агрегатов.

1. В первом случае магистральный и подпорный насос работают при оптимальных значениях, тогда, подставив значения в формулу (1), получим

$$W_1 = (5446947 + 886388) \times 100000 = 633333500000 \text{ Дж} = 633333,5 \text{ МДж.}$$

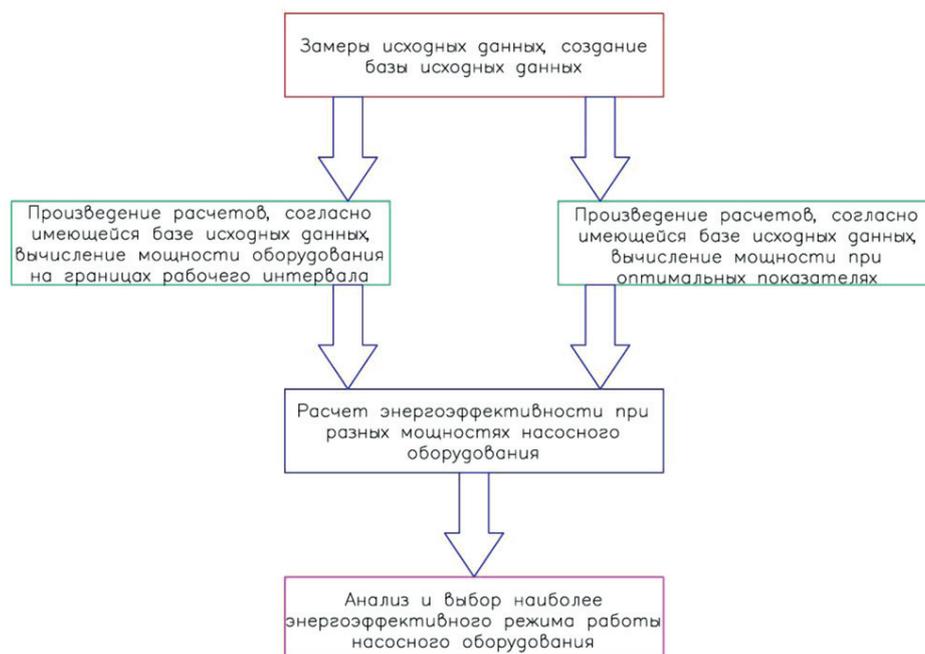
2. Во втором случае магистральный насос работает при минимальных значениях рабочего интервала, а подпорный – при максимальных значениях рабочего интервала:

$$W_2 = (4876693 + 866694) \times 100000 = 574338700000 \text{ Дж} = 574338,7 \text{ МДж.}$$

3. В третьем случае магистральный насос работает при максимальных значениях рабочего интервала, а подпорный – при минимальных значениях рабочего интервала:

$$W_3 = (6085308 + 754019) \times 100000 = 683932700000 \text{ Дж} = 683932,7 \text{ МДж.}$$

На основании вышеизложенных расчетов можно сделать вывод, что работа магистрального насоса при минимальных значениях, а подпорного насоса при максимальных значениях рабочего интервала является наиболее энергоэффективной схемой работы.



$$N_{\text{опт}} = \frac{Q_{\text{опт}} \times \rho \times g \times H_{\text{опт}}}{\eta} \quad - \text{ Формула расчета мощности насосного оборудования}$$

$$W_1 = (N_{\text{маг}} + N_{\text{под}}) \times G \quad - \text{ Формула расчета энергоэффективности насосного оборудования}$$

Рис. 5. Алгоритм анализа и выбора наиболее энергоэффективного режима работы насосного оборудования

Заключение

Анализ показал, что на эффективность работы МН и МНА влияют различные факторы. В основном такие, как характеристики насосного оборудования, параметры режима работы МНА, свойства перекачиваемой нефти и т.д.

Для повышения эффективности использования электроэнергии необходимы следующие мероприятия: разработка ряда оптимальных режимов работ МНА, повышение КПД МНА до паспортных параметров, а также мероприятия по очистке внутренней поверхности трубопроводов, уменьшение пусков и остановок МНА, работы МНА только на режимах, входящих в рабочий интервал.

Оптимальным значением потребляемой мощности для насоса МН 10000 – 210 является 5,45 МВт. Так же отклоне-

ния от данного значения «–0,57 МВт» и «+0,64 МВт» являются нормальными. Работу насоса с потребляемой мощностью от 4,88 МВт до 6,09 МВт можно считать энергоэффективной.

Оптимальным значением потребляемой мощности для насоса НПВ 3600 – 90 является 886,39 кВт (0,88 МВт). Так же отклонения от данного значения «–420,74 кВт (0,42 МВт)» и «+519,42 кВт (0,52 МВт)» являются нормальными. Работу насоса с потребляемой мощностью от 465,65 кВт (0,47 МВт) до 1405,81 кВт (1,41 МВт) можно считать энергоэффективной.

Список литературы / References

1. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» // Российская газета. 27 ноября 2009 г. Федеральный выпуск № 226 (5050) [Электронный ресурс]. URL: <https://rg.ru/2009/11/27/energo-dok.html> (дата обращения: 11.02.2019).

Federal Law of the Russian Federation of November 23, 2009 N 261-ФЗ «On Energy Saving and on Increasing Energy Efficiency» // Russian newspaper. November 27, 2009 Federal issue number № 226 (5050) [Electronic resource]. URL: <https://rg.ru/2009/11/27/energo-dok.html> (date of access: 11.02.2019) (in Russian).

2. Ревазов А.М., Ревазов А.М. Проектирование, управление и организация строительства объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа. М.: ЦентрЛит-НефтеГаз, 2015. 246 с.

Revazov A.M., Revazov A.M. Design, management and organization of construction of oil and gas pipeline facilities. M.: TsentrLitNefteGaz, 2015. 246 p. (in Russian).

3. Tarasenko A.A., Chepur P.V., Gruchenkova A.A. Study of deformations in a large-capacity oil zones in inhomogeneity zones // MATEC Web of Conferences 2016. P. 01025. DOI: 10.1051/mateconf/20167301025.

4. ГОСТ Р 51541-99. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения. М.: Госстандарт России, 2000. 8 с.

5. РД-91.140.50-КТН-043-11. Методика расчёта расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти. М., 2011.

6. Земский К.В. Переходные процессы в насосных станциях, работающих в каскаде по схеме «насос в насос»: дис. ... канд. техн. наук. Москва, 2000. 119 с.

Zemsky K.V. Transients in pumping stations operating in a cascade under the «pump-to-pump» scheme. Thesis for the degree of candidate of technical sciences. Moscow, 2000. 119 p. (in Russian).

7. Бейзман А.М. Сравнение способов повышения КПД насоса в неоптимальных режимах работы // Политехнический молодежный журнал. 2018. № 4 (21) [Электронный ресурс]. URL: <http://ptsj.ru/catalog/pmc/hydr/297.html> (дата обращения: 11.02.2019). DOI: 10.18698/2541-8009-2018-4-297.

Beisman A.M. Comparison of ways to increase pump efficiency in non-optimal operating modes // Polytechnic Youth Journal. 2018. No. 4 (21) [Electronic resource]. URL: <http://ptsj.ru/catalog/pmc/hydr/297.html> (date of access: 11.02.2019). (in Russian).

8. Кричке В.О., Кричке В.В., Громан А.О. Новая эпоха в управлении насосно-трубопроводными комплексами // Современные наукоемкие технологии. 2009. № 1. С. 20–23.

Krichke V.O., Krichke V.V., Groman A.O. New era in the management of pump-pipeline complexes // Modern high technologies. 2009. № 1. P. 20–23 (in Russian).