

УДК 33 DOI: 10.14451/1.243.332

Особенности энергетической оценки транспортирования жидких и газообразных ископаемых углеродов

© 2025 Темукуев Тимур Борисович

Кандидат экономических наук, доцент. Кабардино-Балкарский государственный аграрный университет им. В. М. Кокова, Россия, Нальчик.

E-mail: energoconsul@mail.ru

Ключевые слова: коэффициент полезного действия, подвижные транспортные средства, стационарные транспортные средства.

В статье рассматриваются особенности определения коэффициента полезного действия подвижных и стационарных транспортных средств, перемещающих ископаемые углеводороды в жидком и газообразном состоянии, таких как автоцистерны и полуприцепы цистерны, поезда с железнодорожными цистернами, морские суда класса танкеров и газозовов, нефтепроводы и газопроводы. При определении отношения работы к затраченной энергии специализированных подвижных транспортных средств следует учитывать то, что они по определению возвращаются в исходный пункт без груза. Стационарные транспортные средства, не имея подвижных платформ, перемещают только полезный груз, а для привода насосов и компрессоров используют электроэнергию или природный газ, отбираемый из магистрального трубопровода. Если для привода насосов и компрессоров электродвигатели, то для получения сопоставимых результатов следует учитывать потери энергии на теплоэлектростанции и в электросетях.

Введение

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) включает в себя топливную и электроэнергетическую отрасли промышленности с их специализированными видами транспорта – газовыми и нефтяными трубопроводами и магистральными линиями электропередач. Отрасли топливной промышленности занимаются добычей, обогащением, хранением и транспортировкой угля, нефти и продуктов ее переработки, природного газа, сланцев и торфа, а также обслуживанием магистральных трубопроводов. Электроэнергетика – это тепловые, гидравлические и атомные

станции, а также ЛЭП с электрическими подстанциями.

Для транспортировки твердого, жидкого и газообразного топлива в России используются все виды транспорта, за исключением воздушного: железнодорожный, автомобильный, морской и речной, трубопроводный.

На 01.01.2024 в РФ протяженность железнодорожных путей сообщения составляла всего – 122 тыс. км, из них – 87 общего пользования, а магистральных трубопроводов – 258 тыс. км. Общая протяженность трубопро-

водов – 217 тыс. км, из них нефтепроводов 46,7 тыс. км, газопроводов – 151 тыс. км.

Перевозка грузов и грузооборот по всем видам транспорта в 2023 году составили 9059 млн т и 5551 млрд т·км, в том числе: железнодорожный – 1365 и 2638, автомобильный – 6491 и 362, трубопроводный – 1060 и 2423 [8]. В среднем груз транспортировался: весь на 613 км, по железным дорогам – 1933 км, автомобилями – 56 км, по трубопроводам – 2286 км.

Транспортные средства потребляют значительное количество энергии. За 2023 год *потребление электроэнергии* организациями по виду экономической деятельности «транспортировка и хранение» составило всего 95,3 млрд кВт·ч, в том числе: деятельность железнодорожного транспорта 57,6, из нее электротяга 52,4; транспортирование по трубопроводам нефти и нефтепродуктов 16,9, транспортирование по трубопроводам газа и продуктов его переработки 5,9. Удельный вес потребления электроэнергии транспортом в общем объеме потребления электроэнергии в стране того года – 8,1% [8].

Из этих данных следует, что расход электроэнергии транспортными средствами на 1 т·км составляет всеми – 0,0172 кВт·ч/(т·км), в том числе: железнодорожными – 0,0218, трубопроводными – 0,0094.

Основная часть

Грузы невозможно перемещать без транспортных средств, которые разделяют на подвижные и неподвижные (стационарные). Все транспортные средства, за исключением трубопроводов, являются подвижными. Подвижные транспортные средства, в свою очередь, делятся на три группы – сухопутные, водные и воздушные. Транспортные средства, в частности, подразделяются на сухопутные – колесно-гусеничные и железнодорожные, водные – морские и речные. Трубопроводы прокладывают над землей, под землей и под водой.

Развитие и становление железнодорожного транспорта нефти в России [10] и за рубежом [6] были схожими. Постепенно разрабатывались

теории транспортных процессов и систем [4]. Промышленная добыча природного горючего газа способствовала развитию трубопроводных систем. В настоящее время газ транспортируется различными способами [1]. Сырая нефть и продукты ее переработки (бензин, керосин, дизельное топливо, мазут) транспортируются через трубопроводы, а также железнодорожных и автомобильных цистернах, морских танкерах. Каждый способ имеет свои достоинства и недостатки [3]. Разработана методика оценки экономической эффективности транспортировки нефти различными видами транспорта [9], совершенствуются методические основы для определения оптимального способа транспортировки нефтепродуктов при освоении новых месторождений [7].

В общем случае эффективность транспортного средства, то есть коэффициент полезного действия (КПД), следует определять по формуле

$$\eta = \frac{L}{Q}, \quad (1)$$

где L – минимальная работа, необходимая для перемещения полезного груза, Дж; Q – затраченная энергия, Дж.

Минимальная работа определяется по формуле

$$L = \frac{G}{g}S, \quad (2)$$

где G – вес полезного груза, кг; S – расстояние между начальной и конечной точками перемещения (путь), м; $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения.

Подвижные транспортные средства

Полный вес подвижного транспортного средства представляется как

$$G_{\Pi} = G_{\text{с}} + G_{\text{г}}, \quad (3)$$

где $G_{\text{с}}$ – снаряженный вес; $G_{\text{г}}$ – вес груза.

Для подвижных транспортных средств, перевозящих основные источники ископаемых углеводородов в жидком или газообразном состоянии,

формулу (3) следует записать в следующем виде

$$G_{\Pi} = 2G_c + G_r, \quad (4)$$

где 2 означает, что транспортное средство в исходный пункт возвращается без полезного груза.

Разность между полным и снаряженным весами – это грузоподъемность (груз), предельную величину которой устанавливает изготовитель транспортного средства. Вес полезного груза всегда меньше грузоподъемности. Для упрощения расчетов их, как правило, приравнивают.

Отношение веса груза к полному весу – это весовой КПД транспортного средства

$$\eta_B = \frac{G_r}{G_{\Pi}}. \quad (5)$$

Полный КПД любого транспортного средства вычисляется по выражению (6), полученному из формул (1)–(5)

$$\eta_{\Pi} = \frac{\eta_B G_{\Pi} S}{Qg}. \quad (6)$$

где η_B – весовой КПД транспортного средства; G_{Π} – полный вес подвижного транспортного средства, кг; S – расстояние транспортирования груза, км; Q – энергия, затраченная на перемещение полновесного транспортного средства на расстояние S , Дж; g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

При определении полного КПД по формуле (6) в качестве единого подвижного транспортного средства необходимо рассматривать как грузовой автомобиль с прицепом, так и поезд, состоящий из одного или нескольких локомотивов и грузовых вагонов.

Грузовые автомобили в частности классифицируют по максимально допустимому весу на семь групп, т: *первая* – до 1,2; *вторая* – от 1,2 до 2; *третья* – от 2 до 8; *четвертая* – от 8 до 14; *пятая* – от 14 до 20; *шестая* – от 20 до 40; *седьмая* – более 40. По этому критерию для примера из каждой группы произвольно взят один грузовой автомобиль с указанием его

весовой группы, марки, грузоподъемности/полного веса, т, и вычислен весовой КПД: *1 группа* – *фургон СеАЗ-11116-60* – 0,4/1,07, $\eta_B = 0,3738$; *2 группа* – *фургон на базе Largus* – 0,725/2, $\eta_B = 0,3625$; *3 группа* – *Mercedes 308D* – 1,3/3,5, $\eta_B = 0,3714$; *4 группа* – *Volvo FL 609* – 6/12, $\eta_B = 0,5$; *5 группа* – *MAN 19.343* – 10/18, $\eta_B = 0,5556$; *6 группа* – *самосвал МАЗ-6501С5-520-000* – 21/33,5, $\eta_B = 0,6269$; *7 группа* – *самосвал МАЗ-6516С9-520/Renault/ZF* – 28,5/44,5, $\eta_B = 0,6404$.

Средний весовой КПД рассмотренных грузовых автомобилей находится в пределах от 36,25 до 64,04 процентов.

Основные параметры *железнодорожного* подвижного состава зависят от типа и модели. Здесь приведены некоторые средние показатели несамоходных транспортных средств – вес собственный/загруженный вес, т, и определены их весовые КПД: *крытый вагон* – 26/68, $\eta_B = 0,6176$; *полувагон* – 23/71, $\eta_B = 0,6761$; *платформа* – 23,5/71, $\eta_B = 0,6690$; *цистерна* – 27/67, $\eta_B = 0,5970$; *хоппер* – 23/70, $\eta_B = 0,6714$.

Средний весовой КПД вагонов находится в пределах от 59,70 до 67,61 процентов. Сравнивать эти показатели с весовым КПД грузовых автомобилей некорректно, так как они, будучи прицепами к локомотиву, являются частью поезда. Сравнение возможно только в комплексе, то есть всего поезда. Это же правило распространяется на грузовые автомобили с прицепами.

Основная особенность всех типов и моделей несамоходных вагонов в том, что их грузоподъемность значительно выше собственного веса. Аналогичные показатели и у автомобильных прицепов.

Трубопроводные (стационарные) транспортные средства

Трубопроводный транспорт (англ. pipeline transport) в основном используется для перемещения *рабочей среды*, то есть жидкостей (воды, нефти и продуктов ее переработки, аммиака и пр.) и газов (природного горючего газа и др.). Наиболее значимые из них – это магистральные

трубопроводы для транспортирования нефти, нефтепродуктов, природного газа. При их прокладке используются сварные стальные трубы номинальным наружным диаметром от 114 до 820 мм, также 1020, 1220 и 1420 мм при номинальной толщине стенки соответственно 41–46, 41–48, и 41–50 мм [5].

Главное отличие стационарных транспортных средств от подвижных транспортных средств – это величина весового КПД. Трубопроводы как наземные, так и подводные, неподвижны, их весовой КПД равен 1, так как полный вес подвижной части данных транспортных средств равен весу груза $G_{\Pi} = G_T$, следовательно, энергия расходуется на перемещение только полезного груза.

В начале магистральных трубопроводов устанавливают головную перекачивающую станцию, а вдоль трассы – промежуточные перекачивающие станции, обычно через 100–150 км.

Для стационарных транспортных средств, к которым относятся все виды трубопроводов с учетом численного значения весового КПД формула (6) примет вид

$$\eta_{\Pi} = \frac{G_c S}{Qg}. \quad (7)$$

где G_c – вес рабочей среды трубопровода на расчетном участке, кг; S – протяженность (между соседними перекачивающими станциями) трубопровода расчетного участка, км; Q – энергия, затраченная на привод насоса или компрессора перекачивающей станции, Дж; g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

При транспортировании рабочей среды между начальной и конечной точками расчетного участка необходимо создать давление, достаточное для преодоления геодезической разности отметок этих точек и полного гидравлического сопротивления трубопровода. Необходимое давление для жидкости создают насосы, для газов – компрессоры. Поскольку в трубопроводах ограничивается давление, наземные магистрали разбивают на равные участки длиной 100–150 км, каждый из которых обслуживается насосной или компрессорной станцией.

Основной задачей гидромеханического расчета является определение величины потери давления в трубопроводе. При течении рабочей среды всегда возникают сопротивления, препятствующие движению, на преодоление которых затрачивается механическая энергия. Эта энергия пропорциональна перепаду давления Δp . Сопротивления в зависимости от природы возникновения разделяются на сопротивления трения и местные сопротивления.

Гидравлическое сопротивление трения обуславливается вязкостью рабочей среды и проявляется при ее движении вдоль поверхности твердой стенки. При этом сила давления равна силе трения, чем больше вязкость, тем больше и сопротивление. Кроме того, сопротивление зависит от скорости w . При изотермическом движении газов по трубе с постоянным поперечным сечением изменяются их плотности и скорости.

В практических расчетах сопротивление трения в трубах определяется по формуле

$$\Delta p_T = \xi \frac{l}{d} \frac{\rho w^2}{2}, \quad (8)$$

где l – полная длина трубы; d – гидравлический (внутренний) диаметр трубы; ξ – коэффициент сопротивления трения; ρ и w – средняя плотность и средняя скорость рабочей среды в канале.

Местные сопротивления, создаваемые изгибами, поворотами, запорной арматурой и прочими устройствами, определяются по формуле

$$\Delta p_M = \zeta \frac{\rho w^2}{2}, \quad (9)$$

где ζ – коэффициент местного сопротивления.

Полное гидравлическое сопротивление трубопровода складывается из суммарных сопротивлений трения и суммарных местных сопротивлений

$$\Delta p_{\Pi} = \sum \Delta p_T + \sum \Delta p_M. \quad (10)$$

Определив полное гидравлическое сопротивление и зная расход рабочей среды, легко определить мощность, необходимую для перемещения

рабочей среды через расчетный участок. Она прямо пропорциональна произведению секундного объемного расхода рабочей среды на полное сопротивление и обратно пропорциональна номинальному КПД насоса или компрессора

$$N = \frac{v\Delta p}{\eta_n} \text{ или } N = \frac{G\Delta p}{\rho\eta_n}, \quad (11)$$

где v – объемный расход рабочей среды, $\text{м}^3/\text{с}$; G – массовый расход рабочей среды, $\text{кг}/\text{с}$; Δp_n – полное сопротивление, Па ; ρ – плотность рабочей среды, $\text{кг}/\text{м}^3$; η_n – номинальный КПД насоса или компрессора.

Все приборы учета измеряют объем рабочей среды $V \text{ м}^3$, следовательно, $v = \frac{V}{\tau}$, где τ – время, с . Поскольку жидкости не сжимаются, их плотность зависят от типа рабочей среды и ее температуры.

У газов плотность в большей степени от давления, чем от температуры. По мере движения газа по трубе постоянного поперечного сечения его давление будет падать, а скорость повышаться.

Внутренний объем расчетного участка трубопровода определяется по формуле

$$V_{py} = FS, \quad (12)$$

где $F = \frac{\pi d^2}{4}$ – площадь поперечного сечения трубы внутренним диаметром d , м^2 ; S – длина трубы расчетного участка, м .

Все гидромеханические расчеты справедливы только для новых труб, так как по мере их эксплуатации шероховатость внутренние поверхности стенок увеличивается, что ведет к повышению коэффициента сопротивления трения, если же отложения существенные, то к уменьшению живого сечения.

Нефтепроводы

Система перекачка нефти за последние годы изменилась существенно. Как раньше, так и сейчас – в начале магистрального нефтепровода, на нулевом километре, располагается головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС), а вдоль

трассы – промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС), количество которых определяется расчетами. Для НПС применяют преимущественно горизонтальные центробежные насосы с электрическим приводом. Разница в том, что раньше вдоль магистрали строились резервуарные парки (РП). При такой системе схема движения нефти выглядит так: ГНПС – РП-1 – НПС-1 – РП-2 – НПС-2 – РП-3 и т. д. На самом большем в мире нефтепроводе «Дружба» протяженностью 8900 км было сооружено 46 НПС и РП с общим объемом 1,5 млн м^3 . Такая схема имеет ряд существенных недостатков – значительные расходы на сооружение РП и потерю избыточного давления в конце расчетного участка до нуля, потери нефти от испарения. От РП в последующих проектах, по мере перехода к схеме от насоса к насосу, стали отказываться. При работе по схеме от насоса к насосу любая НПС становится зависимой от работы других НПС.

Полный КПД трубопровода, по которому транспортируется жидкое рабочее тело, определится по следующему варианту формулы (7)

$$\eta_r = \frac{\rho_n V_{py} S}{g N_a \tau \eta_{тэс} \eta_{эс}}, \quad (13)$$

где ρ_n – плотность рабочего тела на расчетном участке, $\text{кг}/\text{м}^3$; V_{py} – внутренний объем расчетного участка трубопровода, м^3 ; S – протяженность расчетного участка трубопровода, м ; g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$; N_a – мощность электродвигателя привода насоса, кВт ; τ – время, в течение которого будет перекачен расчетный объем рабочего тела, с ; $\eta_{тэс}$ – средний действующий электрический КПД тепловой электростанции по стране; $\eta_{эс}$ – действующий КПД электрических сетей по стране.

Время, необходимое для перекачки расчетного объема

$$\tau = \frac{V_{py}}{v_n}, \quad (14)$$

где V_{py} – то же, что в формуле (12); v_n – объемная производительность насоса, $\text{м}^3/\text{с}$.

Газопроводы

За последние годы газотранспортная система России существенно изменилась. По состоянию на январь 2025 года в европейские страны, кроме Белоруссии, по суше газ уже не транспортируется. Продолжают действовать Голубой поток (1213 км) и Турецкий поток (1090 км), проложенные по дну Черного моря, которые транспортируют газ на территорию Турции; в азиатской части по магистрали Сила Сибири газ идет в Китай. Остальные магистральные газопроводы России стали внутренними. Мощности газотранспортных систем европейской части страны, направленные на транзит газа за рубеж, по факту оказались избыточными или вовсе ненужными со всеми вытекающими из этого техническими проблемами, решать которые придется в ближайшее время, чем скорее, тем лучше.

Вблизи промысла, на нулевом километре, сооружается первая компрессорная станция магистрали. Ее называют головной компрессорной станцией (ГКС). Она предназначена для приема газа, ее очистки, осушки и повышения давления в газопроводе до рабочего. На ГКС устанавливается узел замера газа. На расстоянии 100–150 км от головной и друг от друга устанавливают промежуточные (линейные) перекачивающие компрессорные станции (КС).

Как правило, на одной станции действуют несколько газоперекачивающих агрегатов, состоящих из ряда ключевых узлов, среди которых воздухоочистительная установка, система охлаждения, система автоматики и др.

Масса газа в расчетном участке магистрального газопровода (между соседними компрессорными станциями) определяется по формуле Клапейрона-Менделеева

$$M = \frac{pV}{\frac{8314}{\mu}T}, \quad (15)$$

где $p = \frac{p_1 + p_2}{2}$ – среднее между абсолютными давлениями в начале p_1 и конце p_2 трубопровода, МПа; V – то же, что в формуле (12); 8314 – универсальная газовая постоянная, Дж/(кмоль·К); μ – молекулярная масса газа; T – абсолютная

температура газа, К.

Время, в течение которого этот газ будет вытеснен из трубы в следующий компрессор

$$\tau = \frac{M}{m_k}, \quad (16)$$

где M – то же, что в формуле (15); m_k – массовая производительность компрессора, кг/с.

Массовая производительность компрессора определится по формуле

$$m_k = \frac{v_k \rho}{g}, \quad (17)$$

где v_k – объемная производительность, м³/с, отнесенная к стандартным условиям (20 °С и 0,1013 МПа); ρ – плотность природного газа при стандартных условиях, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

При использовании газотурбинной установки (ГТУ) для привода компрессора, если использовать массу, вычисленную по формуле (15), то формула (7) примет вид

$$\eta = \frac{MS}{Q_H^p B}, \quad (18)$$

где M – масса перекаченного газа, кг; S – длина трубы расчетного участка, то же, что в формуле (11), м; Q_H^p – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг; B – весовой расход топлива одной ГТУ при перемещении газа на расчетном участке, кг.

В технической документации ГТУ указываются расчетные значения – низшая теплота сгорания жидкого и газообразного топлива и удельный весовой расход топлива. Расход топлива ГТУ за время, в течение которого, приводимый ею в действие компрессор, полностью переместит рабочую среду, находящуюся в расчетном участке трубопровода, в приемный патрубок соседнего компрессора, определится по формуле

$$B = b\tau, \quad (19)$$

где b – секундный весовой расход топлива, кг/с; τ – время, то же, что в формуле (13), с.

В проекте «Северный поток – 2» для привода

центробежного компрессора (ЦБК) в составе газоперекачивающего агрегата (ГПА) «Ладога» Газпромом использована ГТУ типа Т32, произведенная Санкт-Петербургским АО «РЭПХ» по лицензии GE Oil & Gas (Nuovo Pignone S.p.A.). По состоянию на 2023 год Невским заводом изготовлено и поставлено на объекты газотранспортной системы РФ восемьдесят ГПА-32 «Ладога» в составе: ГТУ Т32; воздухозаборной системы, обеспечивающей всасывание воздуха, вентиляцию и охлаждение ГТУ; системы выхлопа; нагнетателя природного газа; комплексной системы автоматического управления; индивидуального укрытия ангарного типа [2].

Номинальные значения ГТУ в соответствии с ГОСТ Р 52200-2004 определяются по низкой теплоте сгорания используемого топлива, кДж/кг: жидкого – 42 000; газообразного (100 % метан) – 50 000.

Некоторые параметры ГТУ Т32 в номинальном режиме эксплуатации: мощность на муфте привода – 32 МВт; эффективный КПД – 36%; частота вращения ротора – 5714 об/мин; расход топливного газа – 1,74 кг/с. Габаритные размеры 17,5×4,4×4,7 м. Вес с опорной рамой – 70 т.

В составе ГПА-32 «Ладога» для работы с ГТУ Т32 в зависимости от объекта применяется один из 6 типов центробежных компрессоров (ЦБК). Их основные технические характеристики: объемная производительность, приведенная к стандартным условиям, – 913,19–734,95 м³/с; весовая производительность при плотности 0,76 кг/м³ – 694,02–558,56 кг/с; потребляемая мощность – 30,4–29,6 МВт; политропный КПД – 85,0–87,0%; степень сжатия – 1,4–1,5; абсолютное давление газа на выходе из нагнетательного патрубка – 11,80–9,91 МПа [2].

Обсуждение с примером

Для вычисления КПД расчетного участка длиной 150 км магистрального газопровода с номинальным наружным диаметром 1020 мм и внутренним диаметром 928 мм, расположенного между двумя ГПА «Ладога», оснащенных ГТУ Т32 и центробежными компрессорами ЦБК405-1,35/101-5300/16С, приняты следующие исходные дан-

ные, взятые из технической документации агрегатов, для:

ГТУ Т32 – объемный расход и плотность газа, отнесенные к стандартным условиям, и низшая теплота сгорания, соответственно, равны 1,74 кг/с, 0,76 кг/м³ и 50 МДж/кг;

компрессора – производительность объемная, отнесенная к стандартным условиям 63,5 млн м³/сут. (734,95 м³/с), давление при входе – 6,61 МПа, давление на выходе – 9,91 МПа, плотность газа, отнесенная к стандартным условиям 0,76 кг/м³.

На всех типах ГПА в качестве топлива для ГТУ используется газ, отбираемый из магистральных газопроводов. Поэтому количество транспортируемого газа от станции к станции, начиная с головной, будет на соответствующую величину уменьшаться.

Вычисленный по формуле (12) внутренний объем расчетного участка магистрального трубопровода – 101 186 м³. Параметры газа на расчетном участке: среднее давление – 8,05 МПа, газовая постоянная – 520 Дж/(кг·К), абсолютная температура – 293 К.

Масса газа, находящаяся на расчетном участке магистрального газопровода, вычисленная по формуле (15), равна 5,346·10⁶ кг.

Вычисленная по формуле (17) массовая производительность компрессора – 58,547 кг/с.

Время, необходимое для перекачки газа, находящегося в расчетном участке магистрального газопровода, на вход следующего компрессора, определенное по формуле (16), равно 91311 с.

Вычисленный по формуле (19) расход газа, потребляемого ГТУ на привод компрессора – 158 881 кг.

Вычисленный по формуле (18) полный КПД расчетного участка – 10,09%.

Выводы

Для получения сопоставимых результатов при оценке эффективности использования энергии

в процессе перемещения жидких и газообразных ископаемых углеводородов подвижными и стационарными транспортными средствами необходимо учитывать ряд их особенностей.

1. При определении весового коэффициента полезного действия специализированных подвижных транспортных средств необходимо учитывать то, что они по определению не могут быть загружены при возвращении в исходный пункт.
2. Весовой коэффициент полезного действия стационарных транспортных средств равен

единице из-за отсутствия у них подвижных частей.

3. При использовании электродвигателей в качестве привода насосов и компрессоров для перемещения рабочей среды следует учитывать потери энергии на теплоэлектростанциях и электрических сетях.
4. При использовании газотурбинных установок в качестве привода компрессоров следует учитывать уменьшение веса рабочей среды из-за отбора газа на газотурбинные установки.

Библиографический список

1. Великанов И. Л., Корягин С. И., Гарина А. М. Транспортировка газа различными способами // Техничко-технологические проблемы сервиса. – 2019. – 1(47). – С. 48–51.
2. Газоперекачивающий агрегат ГПА-32 «Ладога» / К. О. Гилев [и др.]. – СПб. : Быстрый Цвет, 2023. – 196 с.
3. Генеральская К. Транспортировка нефти в России и поставки за рубеж // Добывающая промышленность. – 2017. – 4(8). – С. 64–74.
4. Горев А. Э. Теория транспортных процессов и систем : учебник для академического бакалавриата. – 2-е изд. – М. : Юрайт, 2018. – 182 с. – ISBN 978-5-534-07302-7. – URL: <https://urait.ru/bcode/425820> (дата обр. 11.01.2025).
5. ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия. – М. : Стандартинформ, 2013.
6. Иванов А. И., Хусаинов Р. М., Мастобаев Б. Н. Становление железнодорожного транспорта нефти в США // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 5. – 2017. – С.50–52.
7. Кривко Е. В. Методические основы для определения оптимального способа транспортировки нефтепродуктов при освоении новых месторождений // Вестник Евразийской науки. – 2020. – Т. 12, № 4. – URL: <https://esj.today/issue-4-2020.html> (дата обр. 10.01.2025).
8. Обзор данных Росстата по выработке электроэнергии в РФ за 2023 г. – С. 36–37. – (Дата обр. 25.11.2024).
9. Самсонова О. С., Мамахатов Т. М. Методика оценки экономической эффективности транспортировки нефти различными видами транспорта // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2018. – № 3. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-otsenki-ekonomicheskoy-effektivnosti-transportirovki-nefti-raznoobraznymi-vidami-transporta> (дата обр. 16.01.2025).
10. Хасанов И. И., Дмитриева Т. В. Тенденции развития железнодорожного транспорта нефти и нефтепродуктов в России // История и педагогика естествознания. – 2020. – № 3/4. – С. 66–71.