

Международный научно-исследовательский журнал

«Прогрессивная экономика»

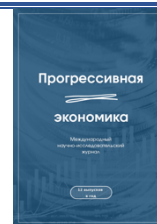
№ 8 / 2026 https://progressive-economy.ru/vypusk_1/primenenie-metodologii-proektnogo-benchmarkinga-k-geotermalnym-proektam/

Научная статья / Original article

Шифр научной специальности ВАК: 5.2.6

УДК 332.1:005.8

DOI: 10.54861/27131211_2026_8_186



ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ПРОЕКТНОГО БЕНЧМАРКИНГА К ГЕОТЕРМАЛЬНЫМ ПРОЕКТАМ

Гладков М.А., Начальник управления комплексной экспертизы проектов

АО «Зарубежнефть», г. Москва, Россия

101000, Москва, Армянский переулок, 9

ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8350-8807>

e-mail: mgladkov@nestro.ru

Аннотация. Целью статьи является апробация методологии системного бенчмаркинга, ранее разработанной и применявшейся для нефтегазовых проектов, на новом для неё классе объектов – геотермальных проектах освоения месторождений и строительства электростанций – для последующей оценки перспективных проектов на Камчатке, в том числе второй очереди Мутновской ГеоЭС. Под геотермальным проектом в исследовании понимается комплекс работ, охватывающий изучение ресурсной базы, бурение добывающих и нагнетательных скважин, создание промысловой инфраструктуры и ввод генерирующих мощностей. Научная новизна состоит в адаптации унифицированной формы сбора данных к отраслевой специфике геотермальных проектов: к базовым 240 параметрам добавлены 62 параметра, характеризующие ресурсную базу, свойства теплоносителя, параметры скважин и технологическую схему электростанции, что соответствует приросту около 26%. Обоснована возможность применения индекса затрат USSI к этому классу объектов ввиду сходства структуры капитальных затрат геотермальных и нефтегазовых проектов. Методы исследования включают отбор проектов-аналогов по установленной мощности и доступности достоверных данных, сбор сведений из отчётности международных кредитных организаций и открытых источников, структурирование проектных параметров, а также приведение затрат к единой дате. На примере проектов освоения геотермальных месторождений и создания генерирующих мощностей Lahendong 5–6 в Индонезии и Menengai в Кении установлено, что при сопоставимых удельных капитальных затратах – около 2,25 млн долл. США на 1 МВт – полный срок реализации различается более чем в полтора раза: 92 и 151 месяц соответственно. При этом строительство самих электростанций заняло 22 и 20 месяцев, а основная продолжительность проектов пришлась на подготовку ресурсной базы, бурение, организацию финансирования и административные процедуры. Различия обусловлены преобладанием разных типов риска: технического, связанного с приемистостью



нагнетательных скважин, в проекте Lahendong 5–6 и институционального, земельного и финансового – в проекте Menengai. Практическая значимость результатов состоит в обосновании целесообразности рассмотрения бинарных модулей, использующих отработанный пар, при выборе технологической схемы будущих геотермальных электростанций на Камчатке, а также в необходимости учитывать административные и организационные риски при определении сроков реализации проектов.

Ключевые слова: проектный бенчмаркинг, геотермальные проекты, геотермальная энергетика, капитальные затраты, индекс UCCI, проекты-аналоги, Мутновская ГеоЭС, управление рисками.

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Гладков М.А. Применение методологии проектного бенчмаркинга к геотермальным проектам // Прогрессивная экономика. 2026. № 8. С. 186–198. https://doi.org/10.54861/27131211_2026_8_186.

Статья поступила в редакцию: 03.07.2026 г. Одобрена после рецензирования: 12.08.2026 г. Принята к публикации: 14.08.2026 г.

APPLYING PROJECT BENCHMARKING METHODOLOGY TO GEOTHERMAL PROJECTS

*Gladkov M.A., Head of project integrated review department JSC «Zarubezhneft»
101000, Moscow, Armenian Lane, 9
ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8350-8807>
e-mail: mgladkov@nestro.ru*

Abstract. The purpose of the article is to test the methodology of system benchmarking, previously developed and used for oil and gas projects, on a new class of objects for it – geothermal field development projects and the construction of power plants – for subsequent evaluation of promising projects in Kamchatka, including the second stage of the Mutnovskaya GEOP. The geothermal project in the study is understood as a complex of works covering the study of the resource base, drilling of production and injection wells, creation of field infrastructure and commissioning of generating capacities. The scientific novelty consists in adapting the unified form of data collection to the industry specifics of geothermal projects: 62 parameters characterizing the resource base, coolant properties, well parameters and the technological scheme of the power plant have been added to the basic 240 parameters, which corresponds to an increase of about 26%. The possibility of applying the UCCI cost index to this class of facilities is substantiated due to the similarity in the structure of capital expenditures of geothermal and oil and gas projects. Research methods include selecting analog projects based on installed capacity and availability of reliable data, collecting information from reports from international credit institutions and open sources, structuring project parameters, and bringing costs to a single date. Using the example of projects for the development of geothermal fields and the creation of generating capacities Lahendong 5-6 in Indonesia and Menengai in Kenya, it was found that with comparable unit capital expenditures of about 2.25 million dollars. USD per 1 MW – the full



implementation period differs by more than one and a half times: 92 and 151 months, respectively. At the same time, the construction of the power plants themselves took 22 and 20 months, and the main duration of the projects was spent on preparing the resource base, drilling, financing and administrative procedures. The differences are due to the predominance of different types of risk: technical, related to the intake capacity of injection wells, in the Lahendong 5-6 project, and institutional, land and financial, in the Menengai project. The practical significance of the results is to substantiate the expediency of considering binary modules using spent steam when choosing a technological scheme for future geothermal power plants in Kamchatka, as well as the need to take into account administrative and organizational risks when determining the timing of projects.

Keywords: project benchmarking, geothermal projects, geothermal energy, capital expenditures, UCCI index, analogous projects, Mutnovskaya Geothermal Power Plant, risk management.

JEL classification: R58, R11, 018.

Conflict of interest. The author declares that there is no conflict of interest.

For citation: Gladkov M.A. (2026). Primenenie metodologii proektnogo benchmarkinga k geotermal'nym proektam [Applying project benchmarking methodology to geothermal projects]. *Progressivnaya ekonomika* [Progressive Economy], 8, 186–198. https://doi.org/10.54861/27131211_2026_8_186. (In Russ., abstract in Eng.)

The article was submitted to the editorial office: 03/07/2026. Approved after review: 12/08/2026. Accepted for publication: 14/08/2026.

Введение

По результатам 2025 года в мировом энергобалансе продолжается энергопереход с увеличением доли ВИЭ +0.5% относительно 2024 г, без учета ядерных и гидроэлектростанций [1]. Применение ВИЭ особенно актуально для изолированных энергосистем, таких как камчатская, где по мимо солнечный и ветровых электростанций есть потенциал для развития геотермальной энергетики. По данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии, в 2025 г. суммарная электрическая мощность геотермальных станций составила 15,7 ГВт, распределённых по 27 странам [2]. В Российской Федерации установленная мощность геотермальных станций составляет 82 МВт, последняя из них была построена в 2002 г. При этом в плане мероприятий по реализации Стратегии социально-экономического развития Камчатского края до 2035 г. предусмотрено увеличение доли ВИЭ в генерации региона до 40%, в том числе за счёт геотермальной энергетики, и реализация проекта строительства второй очереди Мутновской ГеоЭС [3]. Именно задача поиска современных решений для повышения эффективности реализации новых геотермальных мощностей на Камчатке определяет практическую значимость настоящей работы.



Обзор литературы

Задачей по повышению качества предпроектной проработки и бенчмаркинга проектов занимались Иутина М.М. [4], Карсаков А.В. [5], Седых К.А. [6], Калугин Ю.Б. [7], Ребров О.И. [8], Дидичин Д.Г. [9], Merrow E.W. [10], Flybjerg B. [11], Rui Z. [12], Natarajan A. [13], Spetzler C. [14]. Анализ научных источников показал, что проблема низкой точности предпроектных оценок капитальных затрат и сроков крупных проектов широко представлена как в зарубежной, так и в отечественной литературе: отечественные работы сосредоточены на методической стороне вопроса, зарубежные на статистическом анализе накопленных данных по мегапроектам.

Среди отечественных источников Иутина М.М. [4] с соавторами показали на примере компрессорной станции, что выбор метода оценки затрат (аналогий, эконометрического моделирования, ресурсного, базисно-индексного и др.) значительно влияет как на капитальные затраты, так и на итоговый NPV проекта, что говорит в пользу комбинирования нескольких методов. Седых К.А. [6] описывают унифицированный подход к оценке изученности проектов ГРП, где бенчмаркинг с проектами-аналогами дополняется системой индексов проработки и метрик изученности. Ребров О.И. [8] с соавторами на опыте ПАО «Газпром» описывают методику укрупнённой оценки капвложений по объектам-аналогам для газотранспортных систем. Калугин Ю.Б. [7] показал, что традиционный метод критического пути систематически занижает реальную продолжительность проекта, в среднем на 30%.

Карсаков А.В. [5] дополняет методическую базу вопросами геологической оценки ресурсной базы, где рассчитывает индекс сходства аналогов и получает метрики разработки месторождений. Среди зарубежных источников Rui Z. [12] и Merrow E.W. [10] показали, что систематическое занижение затрат и сроков мегапроектов – это устойчивое явление, и обозначили важность проведения бенчмаркинга при утверждении проектов; Flybjerg B. [11] и Natarajan A. [13] предлагают прогнозировать сроки на основе данных проектов-аналогов. Дидичин Д.Г. [9] на опыте «Роснефти» описывает применение проектов-аналогов при сокращении сроков проектирования, а Spetzler C. [14] – общую методологическую рамку качества решений в условиях неопределённости.

Отечественные и зарубежные источники согласуются в главном выводе: систематическое занижение плановых показателей затрат и сроков – устойчивая и хорошо задокументированная проблема, а сопоставление с фактическими данными по завершённым проектам-аналогам (бенчмаркинг, прогнозирование по аналогам, унифицированные индексы изученности) – это признанный способ её снижения на предпроектной стадии. При этом ни в одном из проанализированных источников не рассматривается бенчмаркинг

геотермальных проектов и адаптация существующих нефтегазовых методик под эту отрасль, что и определяет предмет настоящего исследования.

Материалы и методы

Бенчмаркинг является регулярной практикой при планировании геологии и разработки: в отрасли созданы отраслевые базы данных по проектам [5], а также в оценке капитальных затрат по аналогам – один из стандартных методов [4]. Вместе с тем комплексный бенчмаркинг проекта является редкой практикой: сбор данных трудоёмок, требует интеграции специалистов разных функциональных направлений, а проверка согласованности всех элементов проекта (от геологии до экономики) требует специалиста широкого профиля. Ситуацию дополнительно осложняют фазовое развитие проектов и необходимость чётко зафиксировать границы проекта для всех участников процесса сбора и верификации данных. Целью статьи является апробация методологии системного бенчмаркинга, ранее разработанной и применявшейся для нефтегазовых проектов, на новом для неё классе объектов – геотермальных проектах.

Методологическую основу исследования составляет система бенчмаркинга проектов-аналогов, описанная в работе Гладкова М.А. [15] и включающая шесть последовательных этапов: определение цели сравнения, идентификация аналогов, сбор детальных данных, структурирование и нормализация данных, анализ данных и принятие решения, статистическая обработка результатов. Ключевым элементом данного подхода является унифицированная форма хранения сведений о проекте, объединяющая параметры по нескольким категориям: общие сведения о проекте, календарно-сетевой график, запасы, добыча, бурение, инфраструктура, шельфовые особенности, а также затраты и экономические показатели.

Для обеспечения сопоставимости затратные показатели по всем проектам приводятся к единой дате с использованием отраслевого индекса затрат USSI (индекс капитальных затрат разведки и добычи). На основе нормализованных данных для каждого аналога рассчитывается интегральный показатель схожести с целевым проектом, что позволяет сопоставлять между собой разнородные по составу проекты и ранжировать аналоги по степени релевантности. Работоспособность методологии подтверждена на практике, в частности при оценке сроков строительства морской платформы во Вьетнаме и при анализе программы геологоразведочных работ, где бенчмаркинг позволил выявить излишне оптимистичные допущения в плановых показателях и скорректировать планы.

Изначально методология была разработана и апробирована для нефтегазовых проектов, однако её структура универсальна и допускает распространение на другие капиталоемкие отрасли добычи природных ресурсов. Индекс USSI применим и для геотермальных проектов, поскольку по структуре капитальных затрат они близки к нефтегазовым: в состав затрат

входят бурение скважин, внутрипромысловое обустройство и генерирующее оборудование являются теми же укрупнёнными статьями, что используются при расчёте индекса для проектов разведки и добычи. Для апробации методологии на геотермальных проектах была поставлена задача найти проекты установленной мощностью от 30 до 60 МВт, сопоставимой с параметрами планируемой второй очереди Мутновской ГеоЭС, внести их характеристики в базу данных и рассчитать метрики, применимые для оценки проектов на Камчатке.

Отбор проводился по критерию наличия достоверных данных о затратах в открытом доступе: рассматривались проекты, реализованные с участием международных кредитных организаций (Всемирный банк [16], Африканский банк развития [17] и др.), публикующих финансовую отчётность по финансируемым проектам. По результатам первичного скрининга были отобраны первые два проекта, соответствующие заданным критериям: Lahendong 5–6 в Индонезии установленной мощностью 40 МВт и Menengai в Кении установленной мощностью 38,5 МВт. Работа по расширению базы аналогов продолжается: в дальнейшем предполагается поиск и внесение данных по большему числу геотермальных проектов сопоставимой мощности, что позволит перейти от точечного сравнения к статистически более устойчивому бенчмаркингу.

Данные по проектам были собраны из отчётов кредитных организаций, научных публикаций, документов государственных органов, материалов подрядчиков, новостных изданий и видеозаписей с объектов, после чего внесены в базу бенчмаркинга для расчёта метрик. Все затраты были проиндексированы и приведены к текущей дате с использованием индекса UCCI, что обеспечивает корректность их сопоставления между проектами. Для учёта специфики геотермальных проектов в унифицированную форму были внесены следующие дополнения. В нефтегазовых проектах запасы невозобновляемый ресурс, измеряемый в миллионах тонн нефти и конденсата или миллиардах кубических метров газа. В геотермальных проектах запасы, напротив, представляют собой возобновляемый ресурс, и вместо объёма извлекаемых запасов оценивается возможность стабильной добычи пароводяной смеси на горизонте 30 лет. С учётом этой особенности в базу добавлена возможность указания запасов в мегаваттах установленной мощности, а также параметр объёма поставки продукции потребителям в ГВт·ч электроэнергии или тепловой энергии. Для характеристики скважин, помимо суточного дебита, введены параметры энтальпии теплоносителя и мощности скважины в МВт. Дополнительно учитывается тип станции (одноконтурная с однократным или многократным расширением пара, наличие бинарного цикла). В остальном набор параметров геотермального проекта совпадает с нефтегазовым. В результате доработки унифицированной формы для учёта специфики геотермальных проектов было добавлено 62

параметра к существующим 240; в процентном выражении это составляет прирост около 26%.

Результаты и обсуждение

Геотермальные месторождения в мире приурочены преимущественно к зонам столкновения тектонических плит. В России работы по освоению геотермальной энергетики велись ещё в 1930-х годах, однако в настоящее время потенциал отрасли раскрыт далеко не полностью. На Камчатке и Курильских островах действуют следующие станции:

- Верхнемутновская ГеоЭС – 12 МВт, введена в 1999 г. (п-ов Камчатка);
- Мутновская ГеоЭС – 50 МВт, введена в 2002 г. (п-ов Камчатка);
- Паужетская ГеоЭС – 12 МВт, введена в 1966 г. (п-ов Камчатка);
- Менделеевская ГеоЭС – 7,4 МВт, введена в 2002 г., реконструирована в 2019 г. (о. Кунашир).

Паратунская и Океанская ГеоЭС выведены из эксплуатации. Наибольший потенциал в регионе по развитию геотермальной энергетики сосредоточен на Камчатке. На Курильских островах Океанская ГеоЭС выведена из строя по причине аварии, а не истощения геологических ресурсов, что свидетельствует о наличии потенциала освоения ресурсов. Последняя по времени ввода геотермальная станция в России – Мутновская ГеоЭС мощностью 50 МВт – была введена в эксплуатацию 24 года назад. С тех пор установленная мощность геотермальных станций в мире увеличилась практически в два раза. Для поиска эффективных решений по развитию генерации на полуострове необходимо опираться на накопленный международный опыт реализации геотермальных проектов, в рамках которого разработано значительное число различных технологических решений. При этом технология, зарекомендовавшая себя в зарубежной практике, не обязательно окажется оптимальной для конкретных условий, необходимо сопоставлять технико-экономические параметры и выбирать решение с наименьшими удельными затратами. Данная задача является особенно актуальной, с учетом того, что Камчатка является субсидируемым регионом: разница между тарифом на генерацию и тарифом, установленным для потребителей, компенсируется из государственного бюджета [18]. Применение наиболее эффективных решений, позволяющих снизить себестоимость на генерацию, окажет положительный эффект для бюджета.

Для поиска эффективных решений по результатам первичного скрининга были отобраны два проекта, с сопоставимой мощностью станции МГеоЭС-2: Lahendong 5–6 в Индонезии установленной мощностью 40 МВт и Menengai в Кении установленной мощностью 38,5 МВт. Станции Lahendong 5-6 и Menengai используют принципиально разные технологические решения: на Lahendong 5-6 применяются лопастные турбины прямого цикла, а на Menengai винтовые турбины с последующим бинарным циклом на

отработанный пар. Последнее решение нельзя назвать типовым: в отрасли давно распространены бинарные станции, использующие тепло горячей воды, но не отработанного пара.

Несмотря на различие технологий, удельные капитальные затраты на единицу установленной мощности у двух станций оказались сопоставимы и составили около 2,25 млн долл. США на МВт. При этом станция Menengai требует меньшего расхода пара на выработку электроэнергии: 7,4 т пара/МВт·ч против 8,8 т пара/МВт·ч на Lahendong. Поскольку объём пара, добываемого одной скважиной, ограничен, снижение удельного расхода пара на МВт·ч в той же пропорции снижает требуемое количество скважин на единицу мощности, а значит и затраты на бурение. Для повышения эффективности геотермальных проектов на Камчатке целесообразно рассмотреть применение бинарных модулей, работающих на отработанном паре. Оба проекта столкнулись со сложностями согласования параметров с государственными органами и кредитными организациями: срок от открытия месторождения до ввода станции в промышленную эксплуатацию составил 92 месяца для Lahendong 5–6 и 151 месяц для Menengai. При этом непосредственно сроки строительства станций оказались сопоставимы: 22 и 20 месяцев соответственно. Это подчёркивает важность учёта полного жизненного цикла подобных проектов при формировании реалистичных ожиданий по срокам ввода в эксплуатацию. Продолжительный срок реализации проекта Menengai объясняется наложением нескольких рисков. Месторождение было открыто в апреле 2011 г., но структурирование финансирования Африканского банка развития заняло около двух лет: до первого транша в марте 2013 г. Сложные геологические условия превысили плановый срок бурения почти в полтора раза, а оформление прав на землю (месторождение расположено на территории государственного лесного фонда) стало условием первого транша и заняло существенное время. Дополнительно затянуло сроки то, что новая компания-разработчик (Geothermal Development Company) не имела кредитной истории и нуждалась в инструментах повышения кредитного рейтинга. Также проект реализовывался последовательно: независимые производители электроэнергии могли начинать строительство станций только после завершения бурения и подтверждения объёма пара, без возможности фазового выполнения этапов.

Причины продолжительного срока реализации Lahendong 5–6 (92 месяца) носят иной характер и связаны прежде всего с неопределённостью приемистости нагнетательных скважин. Компания Pertamina Geothermal Energy (PGE) осторожно подходила к финансированию доразведки: месторождение открыто в 2009 г., пересмотренная программа бурения была утверждена только в конце 2012 г., а второй этап бурения проходил с марта 2014 г. по июль 2015 г. Из-за сохранявшейся неопределённости по нагнетанию



откладывалось и заключение ЕРС-контракта – он был подписан в декабре 2014 г. вместо запланированного июня 2013 г., почти на полтора года позже.

Свою роль сыграли и административные процедуры ежегодного согласования бюджета с парламентом Индонезии, хотя они не были основной причиной задержки. В итоге станции Lahendong 5 и 6 были введены в эксплуатацию в сентябре и декабре 2016 г. - спустя порядка 92 месяцев с момента открытия месторождения. Таким образом, оба проекта задержались из-за неопределённости ресурсной базы на старте эксплуатационного бурения, однако сценарии отличаются: для Menengai решающую роль сыграли институциональные и земельные вопросы (новая компания-разработчик, оформление прав на землю, последовательная модель с IPP), тогда как для Lahendong 5-6 основной причиной стал технический риск – низкая приемистость скважин по итогам первого этапа бурения, потребовавший отдельного цикла согласования финансирования и повторного бурения.

Геотерм		ПРОЕКТ Sosian Menengai	Lahendong 5-6
Изображение			
Страна, регион	-	Кения	Индонезия
Мощность скважины	МВт	7	5
Проходка по стволу	метры	2300	2264
Содержание сероводорода	ppm	990	9
Мощность генерации э/э	МВт	49,5	40,0
КПД станции общий	%	15%	9%
Мощность бинарного цикла	МВт	28	0
Удельных CAPEX станции на мощность	млн.\$/МВт	2,25	2,25
Тонн пара на выработку 1 МВт*час	т/МВт*час	7,4	8,8
От начала до завершения СМР	мес	20,0	22,0
От открытия до запуска	мес	151	92
Доля мощности бинарного цикла от общей	%	56%	

Рис. 1. Сопоставление показателей геотермальных станций

Источник: составлено автором по данным [16–17]

Fig. 1. Comparison of geothermal power plant performance indicators

Source: compiled by the author based on data from [16–17]

Заключение

Сопоставление Lahendong 5–6 и Menengai показывает, что при схожих капитальных затратах на единицу мощности (около 2,25 млн долл. США на МВт) продолжительность реализации геотермальных проектов может различаться более чем в полтора раза, а причины задержек носят принципиально разный характер: технический риск, связанный с не подтвердившейся приемистостью скважин, в одном случае и институциональный/земельный риск, связанный со становлением новой

компании и оформлением прав на землю, в другом. При планировании геотермальных проектов важно закладывать резервы не только на геологическую неопределённость, но и на организационные и административные процедуры, которые на практике нередко вносят сопоставимый или даже больший вклад в итоговый срок реализации. Расширение базы бенчмаркинга за счёт новых проектов позволит повысить точность подбора аналогов и качество планирования будущих геотермальных проектов. Для проведения системного бенчмаркинга рекомендуется использовать выборку не менее чем из 5 проектов-аналогов, что также позволит перейти от точечного сопоставления двух объектов к статистически более устойчивой оценке – по аналогии с расчётом доверительных интервалов и процентилях, применяемым в методологии для нефтегазовых проектов.

Литература

1. Energy Institute. Statistical Review of World Energy 2026. London, 2026. С. 88.
2. IRENA. Renewable Energy Statistics 2026. Abu Dhabi: IRENA, 2026.
3. Правительство Камчатского края. Распоряжение Правительства Камчатского края от 02.10.2025 № 329-РП: Распоряжение Правительства 329-РП. Петропавловск-Камчатский: Правительство Камчатского края, 2025. С. 23–24.
4. Иутина М.М., Каламкарлова А.А., Чернышова Е.С., Дорохова К.В. Теория и практика применения различных методов оценки затрат нефтегазовых проектов // Экономика природопользования. 2020. № 6. С. 154–163.
5. Карсаков А.В., Зятиков П.Н., Синебрюхов К.В., Шарф И.В. Совершенствование подбора объектов-аналогов месторождений нефти и газа в проектировании систем разработки углеводородного сырья // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2025. Т. 336, № 1. С. 80–97.
6. Седых К.А., Галимова А.Ф., Гладков М.А., Афанасьев И.С. Унифицированный подход к оценке изученности проектов ГРП в рамках поэтапной системы реализации проектов и анализа портфеля проектов // Материалы конференции «ПроГРРесс 2025». Москва, 2025.
7. Ю.Б. Калугин. Универсальный метод вычисления достоверных сроков реализации проекта // МСЕ. 2017. Т. 67, № 07. С. 70–80.
8. Gazprom Promgaz и др. Базовые принципы укрупненной оценки капитальных вложений в реализацию предложений по развитию региональных газотранспортных систем ПАО «Газпром» на стадии прединвестиционных исследований // РЕМОГС. 2023. № 1. С. 24–38.

9. Дидичин Д. Г. и др. Новые инструменты ПАО «НК «Роснефть» для повышения эффективности проектирования: научно-прикладные исследования и предпроектные работы // ОИЖ. 2024. № 2. С. 62–66.
10. Merrow E. W. Industrial Megaprojects: Concepts, Strategies, and Practices for Success. 2-е изд. Hoboken: John Wiley & Sons, 2024. 494 с.
11. Flyvbjerg B. Curbing Optimism Bias and Strategic Misrepresentation in Planning: Reference Class Forecasting in Practice // European Planning Studies. 2008. Т. 16, № 1. С. 3–21.
12. Rui Z. и др. Investigation into the performance of oil and gas projects // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2017. Т. 38. С. 12–20.
13. Natarajan A. Reference Class Forecasting and Machine Learning for Improved Offshore Oil and Gas Megaproject Planning: Methods and Application // Project Management Journal. 2022. Т. 53, № 5. С. 456–484.
14. Спецлер К., Винтер Х., Мейер Дж. Качество решений. Москва: Манн, Иванов и Фербер, 2020. 288 с.
15. Гладков М. А. Организация процесса системного бенчмаркинга при оценке крупных проектов нефти и газа // Энергетическая политика. ООО «ГУ Институт энергетической стратегии», 2026. № 1. С. 102–118.
16. Indonesia - Geothermal Clean Energy Investment Project : Implementation Completion and Results Report: ICR00004546. Washington, D.C.: World Bank Group, 2019. С. 56.
17. African Development Bank. Kenya - Menengai Geothermal Development Project : Project Completion Report. Nairobi, Kenya, 2020. С. 37.
18. Правительство Камчатского края. Постановление Правительства Камчатского края о субсидировании производителей энергии. Камчатский край, Россия, 2025.

References

1. Energy Institute. (2026). Statistical Review of World Energy 2026. London. P. 88. (In Eng.)
2. IRENA. (2026). Renewable Energy Statistics 2026. Abu Dhabi: IRENA. (In Eng.)
3. Pravitel'stvo Kamchatskogo kraja. (2025). Rasporyazhenie Pravitel'stva Kamchatskogo kraja ot 02.10.2025 № 329-RP: Rasporyazhenie Pravitel'stva 329-RP [Order of the Government of Kamchatka Krai dated October 2, 2025 No. 329-RP: Government Order 329-RP]. Petropavlovsk-Kamchatskii: Pravitel'stvo Kamchatskogo kraja. P. 23–24. (In Russ.)
4. Iutina M.M., Kalamkarova A.A., Chernyshova E.S., Dorokhova K.V. (2020). Teoriya i praktika primeneniya razlichnykh metodov otsenki zatrat neftegazovykh proektov [Theory and practice of applying various methods for estimating oil and gas project costs]. Ekonomika prirodopol'zovaniya [Environmental Economics], 6, 154–163. (In Russ., abstract in Eng.)



5. Karsakov A.V., Zyatikov P.N., Sinebryukhov K.V., Sharf I.V. (2025). Sovershenstvovanie podbora ob"ektov-analogov mestorozhdenii nefti i gaza v proektirovanii sistem razrabotki uglevodorodnogo syr'ya [Improving the selection of analogue oil and gas fields in designing hydrocarbon development systems]. Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering], 336(1), 80–97. (In Russ., abstract in Eng.)
6. Sedykh K.A., Galimova A.F., Gladkov M.A., Afanas'ev I.S. (2025). Unifitsirovannyi podkhod k otsenke izuchennosti proektov GRR v ramkakh po etapnoi sistemy realizatsii proektov i analiza portfelya proektov [A unified approach to assessing the level of study of geological exploration projects within a stage-gate project implementation system and project portfolio analysis]. Materialy konferentsii «ProGRRes 2025» [Proceedings of the ProGRRes 2025 Conference]. Moscow. (In Russ.)
7. Kalugin Yu.B. (2017). Universal'nyi metod vychisleniya dostovernnykh srokov realizatsii proekta [A universal method for calculating reliable project implementation timelines]. MCE, 67(07), 70–80. (In Russ., abstract in Eng.)
8. Gazprom Promgaz et al. (2023). Bazovye printsiipy ukрупnennoi otsenki kapital'nykh vlozhenii v realizatsiyu predlozhenii po razvitiyu regional'nykh gazotransportnykh sistem PAO «Gazprom» na stadii predinvestitsionnykh issledovaniy [Basic principles for aggregated estimation of capital investments in proposals for the development of regional gas transmission systems of PJSC Gazprom at the pre-investment study stage]. PEMOGC, 1, 24–38. (In Russ., abstract in Eng.)
9. Didichin D.G. et al. (2024). Novye instrumenty PAO «NK «Rosneft'» dlya povysheniya effektivnosti proektirovaniya: nauchno-prikladnye issledovaniya i predproektnye raboty [New tools of PJSC NK Rosneft for improving design efficiency: applied research and pre-design studies]. OIJ, 2, 62–66. (In Russ., abstract in Eng.)
10. Merrow E.W. (2024). Industrial Megaprojects: Concepts, Strategies, and Practices for Success. 2nd ed. Hoboken: John Wiley & Sons. 494 p. (In Eng.)
11. Flyvbjerg B. (2008). Curbing Optimism Bias and Strategic Misrepresentation in Planning: Reference Class Forecasting in Practice. European Planning Studies, 16(1), 3–21. (In Eng.)
12. Rui Z. et al. (2017). Investigation into the performance of oil and gas projects. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 38, 12–20. (In Eng.)
13. Natarajan A. (2022). Reference Class Forecasting and Machine Learning for Improved Offshore Oil and Gas Megaproject Planning: Methods and Application. Project Management Journal, 53(5), 456–484. (In Eng.)
14. Spetsler K., Vinter Kh., Meier Dzh. (2020). Kachestvo reshenii [Decision Quality]. Moscow: Mann, Ivanov i Ferber. 288 p. (In Russ.)

15. Gladkov M.A. (2026). Organizatsiya protsessa sistemnogo benchmarkinga pri otsenke krupnykh proektov nefti i gaza [Organization of the systematic benchmarking process in the evaluation of large oil and gas projects]. Energeticheskaya politika [Energy Policy], 1, 102–118. ООО «ГУ Институт энергетической стратегии». (In Russ., abstract in Eng.)
16. World Bank Group. (2019). Indonesia - Geothermal Clean Energy Investment Project: Implementation Completion and Results Report: ICR00004546. Washington, D.C.: World Bank Group. P. 56. (In Eng.)
17. African Development Bank. (2020). Kenya - Menengai Geothermal Development Project: Project Completion Report. Nairobi, Kenya. P. 37. (In Eng.)
18. Pravitel'stvo Kamchatskogo kraya. (2025). Postavnovlenie Pravitel'stva Kamchatskogo kraya o subsidirovanii proizvoditelei energii [Resolution of the Government of Kamchatka Krai on subsidizing energy producers]. Kamchatskii krai, Rossiya. (In Russ.)

© Гладков М.А., 2026