

Тельпиз Георгий Александрович

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Сидоров Илья Викторович

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Методические основы обоснования и проведения закупок инновационного оборудования для арктических проектов (на примере бурового парка ООО «Газпромнефть-Ямал»)

Аннотация. В статье рассмотрены методологические подходы к обоснованию и организации закупок инновационного бурового оборудования, предназначенного для реализации арктических проектов. Актуальность исследования определяется сочетанием экстремальных природно-климатических условий Арктики, действующих санкционных ограничений, технологического разрыва, возникшего в результате ухода западных компаний, а также необходимостью ускоренного импортозамещения высокотехнологичного оборудования. В рамках исследования предложен алгоритм формирования технических требований к буровому оборудованию, способному работать при температурах до -60°C , а также рассмотрена многокритериальная рейтинговая система оценки поставщиков с использованием весовых коэффициентов для различных критериев. Дополнительно обоснована и внедрена проактивная модель управления рисками, включающая механизмы поэтапной оплаты и использования банковских гарантий для минимизации финансовых и операционных рисков. Произведён расчет оптимальной структуры бурового парка, эксплуатационных затрат и дисконтированного срока окупаемости инвестиций.

Ключевые слова: арктические проекты, закупка бурового оборудования, импортозамещение, управление рисками, критерии выбора поставщика, экономическая эффективность, логистические ограничения, инновационные технологии.

Telpiz Georgy Alexandrovich

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Sidorov Ilya Viktorovich

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

**Methodological Foundations for the Justification and Procurement of Innovative Equipment for Arctic Projects
(A Case Study of the Drilling Fleet of Gazpromneft-Yamal LLC)**

Abstract. The article discusses methodological approaches to the justification and organization of procurement of innovative drilling equipment intended for the implementation of Arctic projects. The relevance of the study is determined by the combination of extreme natural and climatic conditions of the Arctic, current sanctions restrictions, the technological gap resulting from the withdrawal of Western companies, as well as the need for accelerated import substitution of high-tech equipment. The study proposes an algorithm for formulating technical requirements for drilling equipment capable of operating at temperatures down to -60°C , and examines a multi-criteria rating system for supplier evaluation using weight coefficients for various criteria. Additionally, a proactive risk management model is substantiated and implemented, incorporating mechanisms for phased payment and the use of bank guarantees to minimize financial and operational risks. The optimal structure of the drilling fleet, operating costs, and the discounted payback period of investments are calculated.

Keywords: Arctic projects, procurement of drilling equipment, import substitution, risk management, supplier selection criteria, economic efficiency, logistical constraints, innovative technologies.

Компании, осуществляющие закупки оборудования для арктических проектов, сталкиваются с рядом специфических проблем и вызовов, связанных с экстремальными условиями эксплуатации, санкционными ограничениями и технологическим разрывом из-за ухода западных компаний. Необходимость обеспечения надёжности и непрерывности работы оборудования при температурах до -60°C требует строгого соблюдения технических стандартов и тщательного выбора поставщиков с учётом их финансовой устойчивости и опыта в арктических условиях. Важными аспектами являются управление рисками, включая задержки поставок и финансовую ликвидность поставщиков, а также оптимизация закупочных процедур в условиях импортозамещения и логистических ограничений. Эти факторы делают критически важным разработку комплексных подходов к совершенствованию бизнес-процессов закупки с учетом особенностей арктических проектов.

Специфические требования к буровой установке определяются характером геологической задачи – бурением эксплуатационных и разведочных скважин глубиной до 6000 м на месторождении имени А.Э. Конторовича, расположенном в зоне многолетнемёрзлых пород полуострова Ямал. Геологические запасы месторождения оцениваются в 55 миллионов тонн нефти, что является крупнейшим открытием в регионе за последние 30 лет. Данное событие требует активизации геологоразведочных работ и последующего эксплуатационного бурения, что формирует объективную потребность в расширении парка бурового оборудования [1].

Буровая установка должна обеспечивать условную глубину бурения не менее 6000 м при допускаемой нагрузке на крюке (по ГОСТ 16293) не менее 400 тс и максимальной статической нагрузке по стандарту API не менее 480 тс. Мощность буровой лебёдки – не менее 1 500 кВт. Мощность буровых насосов – не менее $2 \times 1\,180$ кВт. Длина бурильной свечи – 25–27 м. Буровая установка должна иметь климатическое исполнение «ХЛ» по ГОСТ 15150, обеспечивающее непрерывную эксплуатацию при температуре окружающей среды до -60°C без простоев на «прогрев».

Рынок бурового оборудования в России в 2025–2026 годах характеризуется высокой динамикой импортозамещения. Уход западных сервисных компаний создал технологический разрыв, который активно заполняют локальные производители.

Выбор поставщика осуществляется на основе метода рейтинговых оценок, интегрирующего количественные и качественные критерии с учётом специфики арктического проекта. Система критериев включает семь показателей с распределением весов: качество и надёжность оборудования (0,32), цена и совокупная стоимость владения (0,21), надёжность и сроки поставки (0,16), сервисное обслуживание и наличие запчастей (0,11), финансовое состояние поставщика (0,09), условия платежа (0,07), опыт работы в ЯНАО/Арктике (0,04). Оценка производится по 10-балльной шкале; итоговый рейтинг рассчитывается как сумма взвешенных баллов.

Обязательным этапом является анализ арбитражной практики и финансовой устойчивости контрагента. Анализируется количество судебных дел, их категории (нарушение договорных обязательств, банкротство контрагентов), наличие исполнительных производств, динамика выручки и коэффициенты автономии и текущей ликвидности. На основе выявленных рисков формируются меры их минимизации, включаемые в договор поставки.

Управление рисками при заключении контракта строится на проактивном подходе. Для предотвращения переориентации заказа (прецедент – дело ООО «СПК» против ООО «Уралмаш НГО Холдинг») в договор включается поэтапная оплата по актам готовности (проектирование → изготовление → климатические испытания →

отгрузки) и банковская гарантия на сумму выплаченного аванса. Для снижения риска задержки поставки в «зимнее окно» в техническом задании фиксируется предельная дата отгрузки (сентябрь 2027 г.) и устанавливается неустойка в размере 0,1% от стоимости просроченного обязательства за каждый день задержки. Риск недостаточной ликвидности поставщика купируется требованием предоставления банковской гарантии исполнения договора в размере 10% от цены контракта. Риск изменения цены минимизируется твёрдой ценой контракта и отсутствием права на её пересмотр в одностороннем порядке.

Предложенная методика апробирована в рамках закупки буровой установки БУ 6000/400 ЭК-БМЧ «Арктика» для ООО «Газпромнефть-Ямал» и позволила обоснованно выбрать поставщика (ПАО «Уралмаш НГО Холдинг») с итоговым рейтингом 7,92 балла

Для определения количественной структуры парка буровых установок был проведен анализ проектов-аналогов. В качестве репрезентативного аналога выбрано Ковыктинское газоконденсатное месторождение, где используется оборудование того же класса – установки БУ 6000/400 ЭК-БМЧ. Проектом разработки Ковыкты предусмотрено бурение около 500 скважин, в пиковые периоды задействовалось до 18 буровых установок [2].



Рисунок 1 – БУ 6000/400 ЭК-БМЧ [3].

Расчет необходимого количества скважин выполнен на основе открытых данных по ямальским месторождениям. Среднесуточный дебит скважин на Вынгапуровском и Северо-Янгтинском месторождениях составляет от 170 до 222 тонн в сутки [4, 5]. Усредненное значение позволяет рассчитать среднегодовую добычу одной скважины по формуле:

$$Q_{\text{год}} = \frac{(170 + 222)}{2} \times 360 = 70\,560 \text{ т в год}, \quad (1)$$

За активную фазу работы (3 года) одна скважина накапливает:

$$Q_{\text{накоп}} = 70\,560 \times 3 = 211\,680 \text{ т}, \quad (2)$$

Исходя из цели извлечения 55 млн тонн нефти, необходимое количество скважин составляет:

$$N_{\text{скв}} = \frac{55 \times 10^6}{211\,680} = 259,83 \approx 260 \text{ скважин}, \quad (3)$$

Производительность одной буровой установки определена на основе темпов бурения на Ковыктинском месторождении:

$$П_{\text{бу}} = \frac{500}{18 \times 6} = 4,63 \text{ скважины в год}, \quad (4)$$

где 500 – количество скважин на Ковыктинском месторождении, 18 – это количество установок, а 6 лет – это длительность пикового периода добычи.

Таким образом, одна установка способна сдавать от 4 до 5 скважин в год [1]. Согласно классификации месторождений по величине запасов, рассматриваемый объект относится к средней категории, для которой продолжительность активной фазы разработки составляет 5 лет [6, 7]. Ежегодно необходимо сдавать:

$$N_{\text{год}} = \frac{260}{5} = 52 \text{ скважины в год}, \quad (5)$$

Расчетное пиковое количество буровых установок составляет:

$$N_{\text{бу}} = 52/5 = 10,4 \approx 11 \text{ установок}, \quad (6)$$

На основе полученных данных определена следующая структура парка: пиковый парк (фаза активного разбуривания) – 10-15 установок, среднегодовой парк – 7-9 установок, минимальный парк (поддержание добычи) – 2-4 установки.

Производительность бурового парка рассчитывалась исходя из средней проектной глубины скважины 4500 м. Среднегодовая проходка на одну буровую установку составляет:

$$L_{\text{год}}^{\text{БУ 1}} = 4,63 \times 4\,500 = 20\,835 \text{ м в год}, \quad (7)$$

Среднесуточная проходка на одну установку:

$$L_{\text{сут}}^{\text{БУ 1}} = \frac{20\,835}{365} = 57,08 \text{ м в сутки}, \quad (8)$$

Для парка из 11 установок совокупная годовая проходка:

$$L_{\text{год}}^{\text{БУ 1}} = 20\,835 \times 11 = 229\,185 \text{ м в сутки}, \quad (9)$$

Полученные показатели соответствуют отраслевым нормативам: средний норматив на проходку 3800 м в ЯНАО составляет 60-90 дней (42,22-63,33 м/сут), что подтверждает реалистичность расчетов [4].

Календарное планирование процесса закупки выполнено в виде диаграммы Ганта, охватывающей полный цикл от формирования потребности до ввода оборудования в эксплуатацию. При построении графика учитывалась пятидневная рабочая неделя и сезонное ограничение – открытие зимней автодороги 29 ноября, определяющее сроки доставки на площадку.

Общая продолжительность процесса закупки составляет 22 месяца. Критическими точками, требующими особого контроля, определены: согласование технического задания, рейтинговая оценка поставщиков, изготовление металлоконструкций, отгрузка оборудования, доставка по зимнику и регистрация опасного производственного объекта.

Общая стоимость договора поставки одной буровой установки БУ 6000/400 ЭК-БМЧ «Арктика» составляет 908 422 500 рублей, включая стоимость оборудования (868 422 500 руб.), комплект запасных частей (25 000 000 руб.) и шеф-монтажные работы (15 000 000 руб.).

Годовые эксплуатационные расходы (ОРЕХ) на одну буровую установку рассчитываются по формуле:

$$\text{ОРЕХ}_{\text{год}} = \text{ОРЕХ}_{\text{фикс}} + \text{ОРЕХ}_{\text{пер}} \times \text{Тработы}, \quad (10)$$

где ОРЕХ фикс и пер – это операционные затраты фиксированные и переменные, Тработы – это время работы.

В состав эксплуатационных затрат входят амортизационные отчисления, страхование, заработная плата производственного персонала, топливно-энергетические ресурсы и затраты на техническое обслуживание и ремонт.

Амортизация оборудования рассчитана линейным методом при сроке полезного использования 10 лет:

$$\text{Амортизация} = \frac{\text{Баланс. стоимость} - \text{Ликвид. стоимость}}{\text{СПИ}} = \frac{868\,422\,500 - 92\,868\,000}{10} = 77\,555\,450 \text{ руб.} \quad (11)$$

Страхование включает обязательное страхование гражданской ответственности (0,5175%) и добровольное страхование имущества (1,35%):

$$\text{Страхование} = 868\,422\,500 \times (0,5175\% + 1,35\%) = 16\,215\,790 \text{ руб.}, \quad (12)$$

Затраты на заработную плату рассчитаны с учетом вахтового режима работы (коэффициент переработки 2,22) и составляют 96 010 560 руб. в год на одну установку.

Потребление электроэнергии определено исходя из мощности оборудования с учетом сезонности работы комбинированного обогрева (9 месяцев в году):

$$\text{Робщ} = 1,5 + 0,37 + 2 \times 1,18 + 1,2 \times 9/12 = 5,13 \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (13)$$

где 1,5 МВт·ч – на привод подъемного агрегата, 0,37 МВт·ч – на привод ротора, 1,18 МВт·ч – на два буровых насоса, 1,2 МВт·ч – на обогрев.

При средневзвешенном тарифе 5,50 руб./кВт·ч годовые затраты на электроэнергию составляют 210 100 000 руб.

Затраты на техническое обслуживание и ремонт приняты на уровне среднего значения 3,5% от стоимости оборудования:

$$\text{ТОиР} = (2\% + 5\%)/2 \times 868\,422\,500 = 30\,394\,788 \text{ руб.} \quad (14)$$

Суммарные годовые эксплуатационные расходы на одну буровую установку составляют 430 276 588 руб.

Ликвидационная стоимость одной установки формируется за счет вторичной реализации узлов оборудования и сдачи металлоконструкций. Вторичная реализация узлов: верхний силовой привод – до 4 000 000 руб., ротор и талевая система – до 2 500 000 руб., силовое электрооборудование – до 2 000 000 руб., насосы УНБТ-1180 – до 80 000 000 руб. Итого: 88 500 000 руб. Сдача металлоконструкций (650 т стали, 1,5 т меди, 4 т алюминия) приносит эффект 8 368 000 руб. Общая ликвидационная стоимость одной установки составляет 92 868 000 руб., для парка из 11 установок – 1 021 548 000 руб.

Расчет дисконтированного срока окупаемости (DPP) выполнен для парка из 11 установок. Общий объем инвестиций (CAPEX) составляет 9 552 647 500 руб. Ставка дисконтирования принята на уровне 15% как средневзвешенная стоимость капитала для инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли [8].

Годовой чистый денежный поток от эксплуатации одной буровой установки рассчитан с учетом следующих параметров: годовая добыча 352 800 т (5 скважин × 70 560 т), цена нефти 45 000 руб./т, НДС 8 500 руб./т, налог на имущество 2,2%, налог на прибыль 20%. Чистый денежный поток на одну установку составляет 8 043 618 730 руб.

С учетом поэтапного ввода оборудования (4 установки в 2026-2027 гг., дозакупка 7 установок в 2028-2031 гг.) и лага между заказом и началом добычи (изготовление 12 месяцев, доставка 3 месяца, монтаж 2 месяца, бурение 3-4 месяца) построен график выхода на мощность. Приведенное количество установок по годам: 2028 г. – 2,32, 2029 г. – 6,32, 2030 г. – 11,00.

Дисконтированный денежный поток (DCF) рассчитан по формуле:

$$\text{DCF} = \frac{\text{CF}}{(1 + r)^t}, \quad (15)$$

где CF – денежный поток, r – ставка дисконтирования (15%), t – год.

Расчет накопленного дисконтированного денежного потока представлен в таблице 1.

Таблица 1. Расчет DCF

Год	CF до дисконта, млрд руб.	Коэффициент дисконтирования	CF, млрд руб.	DCF, млрд руб.
2026	0	0,8696	0	-9,55
2027	0	0,7561	0	-9,55
2028	18,65	0,6575	12,26	2,71
2029	50,81	0,5718	29,05	31,76

Накопленный дисконтированный денежный поток становится положительным в 2028 году. Доля года, необходимая для окупаемости инвестиций:

$$t = 2 \text{ года} + \frac{9,55}{12,26} = 24 \text{ мес.} + 9,3 \text{ мес.} \approx 2 \text{ г. } 10 \text{ мес.} \quad (16)$$

Дисконтированный срок окупаемости с начала инвестиций (2026 г.) составляет 2 года 9 месяцев, с начала добычи (июнь 2028 г.) – 1 год 9 месяцев. С учетом производственных рисков (аварии при бурении, колебания цен на нефть, возможные простои) реалистичный срок окупаемости оценивается в 3-4 года, что является приемлемым показателем для инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли, особенно в условиях Арктики.

Таким образом, можно выделить следующие рекомендации для закупок высокотехнологичного оборудования для арктических месторождений.

- В целях повышения надёжности и эффективности закупочных процедур необходимо внедрять многоуровневую систему оценки поставщиков, в которой учитываются не только цена и технические характеристики оборудования, но и такие факторы, как сроки и надёжность поставки, финансовая устойчивость поставщика, наличие опыта работы в арктических условиях, а также наличие оперативных сервисных бригад и склада запасных частей в регионе эксплуатации. Это позволяет комплексно минимизировать риски сбоев в поставках и простоев дорогостоящей техники;

- Важным инструментом управления рисками выступает поэтапная оплата, привязанная к реальной стадии готовности оборудования, а также обязательное предоставление банковской гарантии на сумму аванса и исполнения договора, что защищает заказчика от финансовых потерь в случае неисполнения обязательств;

- Особое внимание должно уделяться точной фиксации сроков и условий поставки с учётом сезонных ограничений на доставку в Арктику: в договоре рекомендуется детально прописывать календарные графики производства и отгрузки, а также устанавливать значимые неустойки за каждый день просрочки;

- Для предотвращения заключения контрактов с ненадёжными контрагентами необходим регулярный анализ арбитражной практики и финансового состояния поставщиков, что позволяет своевременно выявлять риски, связанные с возможными судебными разбирательствами, банкротствами или задолженностями;

- В современных условиях критически важно развивать импортозамещение, отдавая приоритет отечественным производителям, способным обеспечить как полный производственный цикл, так и сервисное обслуживание оборудования на территории РФ, что значительно снижает санкционные и логистические риски;

- Существенное значение имеет модульность и стандартизация оборудования: соблюдение ограничений по весу и габаритам модулей, а также унификация стыковочных интерфейсов упрощают доставку и монтаж, обеспечивая гибкость логистических схем даже в условиях краткосрочного «зимника»;

- Дополнительно рекомендуется внедрять современные цифровые инструменты управления закупками, позволяющие автоматизировать процессы анализа рынка, формирования технических заданий и контроля исполнения договорных обязательств, что способствует прозрачности и ускоряет выполнение закупочных процедур;

– Для достижения максимального эффекта закупочная деятельность должна быть тесно интегрирована с производственным планированием, что позволит синхронизировать поставки оборудования с этапами освоения месторождения и избежать простоев, связанных с несвоевременной доставкой или монтажом техники.

Что касается совершенствования закупок высокотехнологичного оборудования для арктических месторождений, то оно должно базироваться на интеграции инновационных материалов и технологий, включая использование низкотемпературных композитов и хладостойких сплавов, а также внедрение усовершенствованных методов сварки и современных антикоррозионных систем, что существенно увеличивает надежность и долговечность оборудования в экстремальных климатических условиях. Важным направлением является развитие мобильных блочно-модульных конструкций, обеспечивающих гибкость развертывания и быструю адаптацию к изменениям окружающей среды, а также применение автоматизированных робототехнических комплексов и беспилотных летательных аппаратов для мониторинга, диагностики и обслуживания объектов без непосредственного участия персонала. Помимо этого, существенную роль играет масштабная цифровизация, включая создание цифровых двойников инфраструктуры, использование искусственного интеллекта для предиктивного анализа технического состояния и автоматизацию процессов подготовки и исполнения закупочных процедур.

Если речь идет об удаленных территориях с непредсказуемым климатом, то могут возникать и проблемы, связанные с энергетическим ресурсом, посредством которого будет функционировать объект закупки, и логистикой. В таком случае, важным становится внедрение автономных энергетических систем на основе возобновляемых источников энергии и криогенных технологий хранения водорода, что обеспечивает энергетическую независимость и устойчивость функционирования удалённых объектов. Перспективным направлением выступает и развитие интегрированной логистической инфраструктуры с использованием автоматизированных систем управления поставками, мультимодальных транспортных схем, расширением ледокольного и специализированного флота, а также инновационных транспортных решений для доставки оборудования в труднодоступные районы.

Такие меры в комплексе обеспечивают не только повышение эффективности и экономической целесообразности закупок, но и закладывают основу для технологической независимости и устойчивого развития арктических проектов.

Реализация данных рекомендаций по процедуре закупки и ее совершенствованию позволит существенно повысить устойчивость и экономическую эффективность проектов освоения арктических месторождений в условиях санкционных и инфраструктурных ограничений.

Список источников

1. Алифирова Е. Александр Дюков: «Газпром нефть» открыла крупнейшее за 30 лет нефтяное месторождение на Ямале [Электронный ресурс] // Neftegaz.RU : [сайт]. 2026. 11 февр. URL: <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/915214-55-mln-t-nefti-gazprom-neft-sdelala-krupneyshee-otkrytie-na-yamale-za-poslednie-30-let/> (дата обращения: 29.03.2026).
2. Ковыктинское месторождение: опыт эксплуатационного бурения // Газовая промышленность. – 2024. – № 5. – С. 22-28.
3. Буровые установки ПО «УРАЛМАШ» // Neftegaz.RU : Техническая библиотека. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141193-burovye-ustanovki-po-uralmash/> (дата обращения: 20.04.2026).
4. Командировка на буровую (Ямал) [Электронный ресурс] // Записки из ниоткуда: [блог]. 16 марта 2013. URL: <https://ivan-a-b.livejournal.com/44231.html> (дата обращения: 13.03.2026).

5. Муравленковскнефть ввела 3 новые скважины на Ямале [Электронный ресурс] // Агентство нефтегазовой информации. – 2024. – URL: <https://www.angi.ru> (дата обращения: 10.03.2026).

6. Приказ МПР РФ от 07.02.2001 N 126 «Об утверждении временных положений и классификаций» (Приложение 3).

7. Распоряжение Минприроды России от 18.05.2016 N 12-р «Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья».

8. Методика оценки инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли / Под ред. А.В. Петрова. – М.: Нефть и газ, 2023. – 248 с.

Сведения об авторах

Тельпиз Георгий Александрович, бакалавр, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия

Сидоров Илья Викторович, бакалавр, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия

Научный руководитель

Бугаева Т.М., к.э.н., доцент, руководитель программы «Экономика инноваций в энергетике», Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия

Information about the authors

Telpiz Georgy Alexandrovich, Bachelor's Degree, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia

Sidorov Ilya Viktorovich, Bachelor's Degree, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia

Scientific supervisor

Bugaeva T.M., Candidate of Economics, Associate Professor, Head of the program "Economics of Innovation in Energy", Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia