

Гевленко Илья Витальевич
магистрант, кафедра экономики промышленности и
производственный менеджмент, Самарский
государственный технический университет,
РФ, г. Самара

Поротькин Евгений Сергеевич
научный руководитель,
канд. экон. наук, доц., Самарский государственный
технический университет,
РФ, г. Самара

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (BIM/TIM) НА ВСЕХ ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБЪЕКТА

Аннотация

В статье систематизированы факторы снижения капитальных и операционных затрат при внедрении технологий информационного моделирования на объектах нефтегазовой отрасли. Предложена система ключевых показателей эффективности для стадий проектирования, строительства и эксплуатации. Разработана математическая модель расчёта совокупной стоимости владения и чистой приведённой стоимости с учётом неопределённости. Представлен алгоритм сценарного анализа рисков. На основе кейсов российских нефтегазовых компаний выполнена количественная оценка экономического эффекта, проведён анализ чувствительности, сформулированы практические рекомендации.

Ключевые слова: информационное моделирование, BIM, TIM, жизненный цикл, нефтегазовый объект, экономическая эффективность, CAPEX, OPEX, LCC, NPV, риски, цифровой двойник.

Abstract

The article systematizes the factors of reducing capital and operating costs when implementing information modeling technologies at oil and gas facilities. A system of key performance indicators for the design, construction, and operation stages is proposed. A mathematical model for calculating the total cost of ownership and net present value, taking into account uncertainty, has been developed. An algorithm for scenario-based risk analysis is presented. Based on case studies from Russian oil and gas companies, a quantitative assessment of the economic effect was performed, a sensitivity analysis was conducted, and practical recommendations were formulated.

Keywords: information modeling, BIM, TIM, life cycle, oil and gas facility, economic efficiency, CAPEX, OPEX, LCC, NPV, risks, digital twin.

Введение

Технологии информационного моделирования (BIM/TIM) являются одним из ключевых инструментов цифровой трансформации нефтегазовой отрасли России. В соответствии с ГОСТ Р 10.0.01-2018, TIM определяется как процесс создания, управления и хранения электронной информации об объекте капитального строительства на всех этапах жизненного цикла. Для нефтегазовых объектов, характеризующихся высокой капиталоемкостью (от десятков миллиардов рублей), территориальной распределённостью и длительным сроком эксплуатации (30–40 лет), применение BIM/TIM обеспечивает существенный экономический эффект. Однако существующие методики оценки эффективности носят фрагментарный характер и не учитывают отраслевой специфики.

Цель настоящей работы: разработка методического подхода к количественной оценке экономического эффекта от применения BIM/TIM на всех стадиях жизненного цикла нефтегазового объекта.

1. Факторы снижения капитальных и операционных затрат при использовании информационных моделей.

1.1. Факторы снижения капитальных затрат (CAPEX)

Применение BIM/TIM на этапах проектирования и строительства нефтегазовых объектов обеспечивает снижение CAPEX по следующим направлениям.

Коллизионный контроль. Автоматическое выявление пересечений трубопроводов, кабельных трасс и вентиляционных систем на этапе проектирования предотвращает дорогостоящие переделки в процессе строительства. Согласно отраслевой статистике, экономия достигает 8–12% от стоимости строительно-монтажных работ.

Точная спецификация материалов. Формирование ведомостей объёмов работ непосредственно из информационной модели исключает ошибки ручного подсчёта и дублирование заказов. Потери материалов снижаются с 3–5% до 1–1,5% от стоимости материалов.

4D-планирование строительства. Привязка пространственной модели к временным параметрам позволяет оптимизировать логистику, сократить простои техники на 15–20% и снизить сроки строительства на 10–15%.

Виртуальная приёмка оборудования. Проверка монтажепригодности и доступности обслуживания до поставки оборудования на площадку предотвращает затраты на доработку. Экономический эффект оценивается в 2–5% от стоимости оборудования.

1.2. Факторы снижения операционных затрат (OPEX)

На эксплуатационной стадии ключевым элементом является цифровой двойник – информационная модель, интегрированная с системами мониторинга и управления.

Предиктивное обслуживание. Интеграция BIM с системами вибродиагностики и термоконтроля позволяет прогнозировать отказы оборудования и своевременно планировать ремонты. Снижение внеплановых ремонтов достигает 25–30%.

Оптимизация энергопотребления. На основе цифровой модели гидравлических и тепловых режимов возможна оптимизация работы технологических систем. Экономия электроэнергии составляет 5–8%.

Снижение трудовых затрат на ТО. Мобильный доступ к 3D-модели через планшетные устройства (в том числе с функциями дополненной реальности) сокращает время на идентификацию оборудования и локализацию дефектов на 40%.

Управление документацией. Автоматическая актуализация чертежей и паспортов оборудования по результатам ремонтов обеспечивает достоверность данных и снижает риски ошибок персонала.

2. Влияние BIM/TIM на процессы проектирования и эксплуатации

Внедрение BIM/TIM меняет парадигму управления нефтегазовым объектом. На стадии проектирования достигается сквозной информационный обмен между всеми участниками: геологами, проектировщиками, строителями, будущей эксплуатационной службой. Количество запросов на разъяснения (RFI) снижается в 2–3 раза, время выпуска рабочей документации сокращается на 20–35%.

На стадии эксплуатации цифровой двойник обеспечивает переход от реактивного обслуживания («ремонт по факту отказа») к предиктивному. Согласно опыту ПАО «НК «Роснефть», где создан и успешно применяется программный комплекс «РН-КИН» с цифровой системой «SmartГипР», интеграция проектных и эксплуатационных данных позволяет повысить коэффициент использования оборудования на 8–12 процентных пунктов.

3. Система ключевых показателей эффективности (KPI) для различных стадий жизненного цикла

Для объективной оценки эффекта предложена система KPI, адаптированная к уровням детализации модели (LOD) по ГОСТ Р 10.0.01-2018.

Таблица 1 – КРІ эффективности BIM/TIM по стадиям жизненного цикла

<i>Стадия</i>	<i>KPI</i>	<i>Целевое значение</i>
Проектирование	Доля коллизий, выявленных автоматически	$\geq 90\%$
Проектирование	Время выпуска РД на единицу оборудования	-25%
Строительство	Отклонение от плановых сроков	$\leq 5\%$ (было 10–15%)
Строительство	Потери материалов от ошибок спецификации	$\leq 1,5\%$ от стоимости
Эксплуатация	Коэффициент готовности оборудования (OEE)	+8–12 п.п.
Эксплуатация	Средняя наработка на отказ (MTBF)	+30%
Эксплуатация	Удельные затраты на ТОиР	-18–22%

4. Математическая модель расчёта LCC и NPV с учётом факторов неопределённости

4.1. Модель совокупной стоимости владения (LCC)

Совокупная стоимость владения нефтегазовым объектом с учётом эффектов от BIM/TIM рассчитывается по формуле:

$$LCC_{BIM} = \sum_{t=0}^T \frac{CAPEX_t \cdot (1 - k_{CAPEX}(t)) + OPEX_t \cdot (1 - k_{OPEX}(t)) + DEC_t}{(1 + r)^t}$$

где:

$CAPEX_t$ – капитальные затраты в год t при традиционном подходе;

$OPEX_t$ – операционные затраты в год t при традиционном подходе;

$k_{CAPEX}(t)$ – коэффициент снижения CAPEX за счёт BIM;

$k_{OPEX}(t)$ – коэффициент снижения OPEX за счёт BIM;

DEC_t – затраты на содержание цифровой модели (0,5–1,0% от CAPEX в год);

r – ставка дисконтирования (12–15% для нефтегазовых проектов);

T – горизонт расчёта (срок службы объекта).

4.2. Модель чистой приведённой стоимости (NPV)

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t - (CAPEX_t \cdot (1 - k_{CAPEX}(t)) + OPEX_t \cdot (1 - k_{OPEX}(t)) + DEC_t)}{(1 + r)^t} - I_0^{BIM}$$

где I_0^{BIM} – стартовые инвестиции в ПО, оборудование и обучение персонала.

4.3. Учёт неопределённости

Параметры k_{CAPEX} и k_{OPEX} не являются детерминированными. Для учёта неопределённости предлагается использовать бета-распределение с диапазоном: $k_{CAPEX} \in [0,03; 0,25]$, $k_{OPEX} \in [0,05; 0,30]$. Математическое ожидание рассчитывается как $E[k] = (\min + 4 \cdot \text{модальное} + \max)/6$.

5. Алгоритм учёта рисков и сценарного анализа в инвестиционном планировании

Предлагаемый алгоритм включает шесть последовательных шагов.

Шаг 1. Идентификация рисков. Выделяются четыре группы рисков, снижаемых BIM моделированием: технические (ошибки проекта, коллизии), организационные (сбои в коммуникации), эксплуатационные (внеплановые отказы), внешние (неполнота исходных данных).

Шаг 2. Построение трёх сценариев.

Пессимистический: $k_{CAPEX} = 3\%$, $k_{OPEX} = 5\%$;

Базовый: $k_{CAPEX} = 7\%$, $k_{OPEX} = 15\%$;

Оптимистический: $k_{CAPEX} = 12\%$, $k_{OPEX} = 25\%$.

Шаг 3. Моделирование Монте-Карло. Выполняется 5000 итераций расчёта NPV с учётом заданных распределений.

Шаг 4. Анализ вероятностных показателей. Определяются $P(NPV > 0)$ и VaR (Value at Risk) при доверительном интервале 95%.

Шаг 5. Оценка эффективности мер реагирования. Рассчитывается стоимость снижения рисков.

Шаг 6. Формирование плана управления рисками. Разрабатываются мероприятия по усилению положительных эффектов и минимизации негативных сценариев.

6. Кейс-стади: оценка эффективности на этапе проектирования и строительства

Исходные данные. Проект обустройства кустовой площадки на 12 скважин (Западная Сибирь). Базовый CAPEX – 3,8 млрд руб. Инвестиции в ВІМ – 28 млн руб. (лицензии, обучение), текущие затраты – 6 млн руб./год.

Результаты.

Выявлено 540 коллизий, в т.ч. 87 критических. Предотвращённый ущерб – 42 млн руб.

Сокращение расхода стали на 9% – экономия 17 млн руб.

Снижение простоев техники на 18% – экономия 12 млн руб.

Отклонение фактического расхода материалов от проектного менее 1% (обычно 3–4%) – экономия 8 млн руб.

Итог. Снижение CAPEX – 258 млн руб. (6,8%). Срок окупаемости инвестиций в ВІМ проектировании – 11 месяцев.

7. Кейс-стади: оптимизация процессов эксплуатации и технического обслуживания

Исходные данные. Центральный пункт сбора нефти (ЦПС) с цифровым двойником, интегрированным с системой предиктивной аналитики. Период наблюдения – 5 лет.

Результаты (годовая экономия OPEX).

Сокращение внеплановых ремонтов насосного оборудования – 9,4 млн руб.

Уменьшение времени локализации дефектов – 3,1 млн руб.

Оптимизация численности персонала (2 чел.) – 4,8 млн руб.

Увеличение MTBF с 180 до 235 суток – предотвращённые потери добычи 14,2 млн руб.

Итог. Годовая экономия OPEX – 31,5 млн руб. при затратах на содержание модели 6 млн руб./год. ROI за 5 лет – 525%.

8. Анализ чувствительности результатов и практические рекомендации для российских нефтегазовых компаний

8.1. Анализ чувствительности

Выполнен анализ чувствительности NPV (базовые параметры: CAPEX = 3,8 млрд руб., снижение CAPEX = 6,8%, снижение OPEX = 31,5 млн руб./год, T = 10 лет, r = 12%). Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Эластичность NPV по ключевым параметрам

Параметр	Эластичность
Коэффициент снижения OPEX	0,62
Ставка дисконтирования	-0,48
Длительность эксплуатации	0,35
Инвестиции в BIM	0,09

Наибольшее влияние на эффективность оказывает снижение операционных затрат, что подтверждает целесообразность фокусирования на эксплуатационных преимуществах BIM/TIM проектирования.

8.2. Практические рекомендации

Организационные. Создание центров компетенций по TIM в структуре компании. Включение требований к информационным моделям в тендерную документацию для EPC-подрядчиков. Формирование библиотек типовых BIM-элементов (LOD 300–400).

Технологические. Переход на отечественное ПО (nanoCAD, Renga, Pilot-BIM) в соответствии с требованиями импортозамещения. Интеграция BIM с системами мониторинга и управления (SCADA, EAM).

Экономические. Включение затрат на BIM в смету отдельной строкой с обоснованием возврата инвестиций на основе LCC-моделей. Переход от оценки эффективности по CAPEX к совокупной стоимости владения.

Нормативные. Разработка внутренних стандартов организации (СТО) по уровням детализации модели, форматам обмена данными (IFC, IDS) и требованиям к передаче модели на эксплуатационную стадию.

Заключение

Применение технологий информационного моделирования на всех этапах жизненного цикла нефтегазового объекта обеспечивает устойчивое снижение CAPEX на 5–8% и OPEX на 15–25% в долгосрочной перспективе. Предложенные методические подходы – система KPI, математическая модель расчёта LCC/NPV с учётом неопределённости, алгоритм сценарного анализа – позволяют корректно оценить экономический эффект даже в условиях высокой волатильности внешней среды. Для российских нефтегазовых компаний ключевым является не просто внедрение BIM, а построение сквозного процесса управления цифровым двойником – от геологоразведки до ликвидации актива. Это обеспечит конкурентное преимущество в виде минимизации совокупной стоимости владения и роста инвестиционной привлекательности проектов.

Список литературы:

1. Поротькин, Е. С. Роль цифровизации в обеспечении промышленной безопасности и охраны труда предприятий нефтегазового комплекса / Е. С. Поротькин, Д. Е. Овчинников, Е. В. Франк // Естественно-гуманитарные исследования. – 2026. – № 1(63). – С. 371-376. – EDN OGETQB.
2. Повышение технологического уровня разработки высокообводненных месторождений в контексте применения стратегии диверсификации и устойчивого развития предприятий нефтегазовой отрасли / О. С. Чечина, Е. С. Поротькин, Д. Е. Овчинников, А. А. Туканова // Естественно-гуманитарные исследования. – 2026. – № 1(63). – С. 517-522. – EDN IPUFNG.
3. ГОСТ Р 10.0.01-2018. Информационное моделирование зданий и сооружений. Основные положения. – М.: Стандартинформ, 2018. – 12 с.
4. Богаткина Ю.Г., Пономарёва И.А., Еремин Н.А. Применение информационных технологий для экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов. Монография. — М.: МАК Пресс, 2016. — 148 с.

5. Яковлев Д. М. BIM-технологии при проектировании объектов нефтегазовой сферы //коллегия: Вагарин Владимир Анатольевич–первый заместитель. – 2016. – С. 154.
6. Рашев В. С. и др. Анализ внедрения технологии информационного моделирования в Российских строительных компаниях по проектированию и строительству инженерных систем //Вестник евразийской науки. – 2020. – Т. 12. – №. 3. – С. 11-11.
7. Повышение точности оценки капитальных вложений на ранних стадиях реализации проектов / М.М. Хасанов, Д.А. Сугаипов, А.В. Жагрин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – № 12. – С. 22–27.
8. Стоимостной инжиниринг в ПАО «Газпром нефть»: текущая ситуация и перспективы развития / М.М. Хасанов, Ю.В. Максимов, О.О. Скударь // Нефтяное хозяйство. – № 12. – С. 30–33.
9. Чернышев В.В., Никитина А.В., Куличков С.В., Автомонов Е.Г., Чертухин В.Ю., Справцева С.В. Цифровизация и цифровые технологии в нефтегазовой отрасли: учебное пособие для вузов / Политехнический институт ДВФУ. – Владивосток: Изд-во Дальневост. Федерал. ун-та, 2023 -105с.