

Вестник БИСТ (Башкирского института социальных технологий). 2022. № 2(55). С. 94–104.  
*Vestnik BIST (Bashkir Institute of Social Technologies)*. 2022; 2(55):94–104.

Научная статья  
УДК 533.2:665.63  
doi: 10.47598/2078-9025-2022-2-55-94-104

## ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАЛОТОННАЖНОГО КОМПЛЕКСА СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Эльвира Анваровна Халикова<sup>1✉</sup>, Лилия Мунировна Усманова<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

<sup>1</sup>ydacha6@yandex.ru<sup>✉</sup>, <https://orcid.org/0000-0003-1197-5420>

<sup>2</sup>usm\_liliya@mail.ru

**Аннотация.** В современных экономических условиях повышенный спрос на сжиженный природный газ обуславливает необходимость инженерного проектирования технологических решений по производству сжиженного природного газа и его финансово-экономического обоснования. Научная статья посвящена разработке финансово-экономической модели и оценке эффективности проекта по строительству малотоннажного комплекса сжижения природного газа и анализу проектных рисков. Предлагаемый формат финансово-экономической модели основан на расчете ключевых показателей операционной и инвестиционной деятельности проекта, включая OPEX и CAPEX, а также на формировании финансовых планов, отражающих показатель чистой прибыли и чистый денежный поток. Представленные финансовые модели используются при расчете показателей эффективности проектного решения и являются информационной базой для анализа влияния риск-факторов на чистый денежный доход. В статье было рассмотрено влияние макроэкономических драйверов и индексов-дефляторов — цены на сжиженный природный газ, курс доллара по отношению к рублю на изменение дохода от продажи газа и на формирование ключевых показателей проекта. Авторами статьи обоснована целесообразность применения финансово-экономической модели на практике для дальнейшего использования в проектной документации в качестве экономической части технико-экономического обоснования.

**Ключевые слова:** сжиженный природный газ, капитальные затраты, операционные затраты, макроэкономические драйверы, индексы-дефляторы, финансово-экономическая модель, ключевые показатели эффективности, стресс-тест NPV

**Для цитирования:** Халикова Э. А., Усманова Л. М. Финансово-экономическое обоснование проекта по строительству малотоннажного комплекса сжижения природного газа // Вестник БИСТ (Башкирского института социальных технологий). 2022. № 2(55). С. 94–104. <https://doi.org/10.47598/2078-9025-2022-2-55-94-104>.

Research article

## FINANCIAL AND ECONOMIC JUSTIFICATION OF THE PROJECT FOR THE CONSTRUCTION OF A SMALL-TONNAGE COMPLEX LIQUEFIED NATURAL GAS

Elvira A. Khalikova<sup>1✉</sup>, Liliya M. Usmanova<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup>Ufa State Oil Technical University, Ufa, Russia

<sup>1</sup>ydacha6@yandex.ru<sup>✉</sup>, <https://orcid.org/0000-0003-1197-5420>

<sup>2</sup>usm\_lilia@mail.ru

**Abstract.** In modern economic conditions, the increased demand for liquefied natural gas necessitates the engineering design of technological solutions for the production of liquefied natural gas and its financial

and economic justification. The scientific article is devoted to the development of a financial and economic model and the evaluation of the effectiveness of the project for the construction of a small-scale natural gas liquefaction complex and the analysis of project risks. The proposed format of the financial and economic model is based on the calculation of key indicators of the project's operating and investment activities, including OPEX and CAPEX, as well as on the formation of financial plans that reflect the net profit and net cash flow. The presented financial models are used in calculating the performance indicators of the design solution and are the information basis for the analysis influence risk factors for net monetary income. The article examined the impact of macroeconomic drivers and deflator indices — liquefied natural gas prices, the dollar exchange rate against the ruble on the change in income from gas sales and on the formation of key project indicators. The authors of the article substantiate the expediency of applying the financial and economic model in practice for further use in project documentation as an economic part of the feasibility study.

**Keywords:** liquefied natural gas, capital cost, operating costs, macroeconomic drivers and deflators, financial and economic model, key performance indicators, stress test NPV

**For citation:** Khalikova E. A., Usmanova L. M. Financial and economic justification of the project for the construction of a small-tonnage complex liquefied natural gas. *Vestnik BIST (Bashkirskogo instituta social'ny`x texnologij) = Vestnik BIST (Bashkir Institute of Social Technologies)*. 2022;2(55):94–104. (In Russ.). <https://doi.org/10.47598/2078-9025-2022-2-55-94-104>.

Для экономического обоснования строительства комплекса сжиженного природного газа (СПГ) (далее по тексту КСПГ), максимальной годовой мощностью 8000 т авторами статьи была разработана финансово-экономическая модель оценки эффективности проекта и его цифровой формат с применением Mr. Excel. Концептуальная схема финансово-экономической модели, представленная на рисунке 1, включает пять расчетных этапов, состоящих из сбора исходной информации, сводно-сметного расчета для обоснования объема капитальных вложений, расчета операционных затрат проекта, оценки эффективности проекта и анализа его чувствительности, на основе предложенных форматов финансовой отчетности — бюджет доходов и расходов (БДР) и бюджет движения денежных средств (БДДС).

Для оценки капитальных вложений в работе использовались подходы к сметному планированию и были рассчитаны локальный сметный расчет (ЛСР) и сводно-сметный расчет стоимости строительства КСПГ. На этапе сметного планирования использовался базисно-индексный метод и товарно-коммерческие предложения проектных институтов по объектам-аналогам с применением формулы Ленца (Нельсона) [1] которая имеет следующий вид:

$$C_1 = C_0 * \left(\frac{q_1}{q_2}\right)^n, \quad (1)$$

где  $C_1$  — стоимость объекта-оценки;  
 $C_0$  — стоимость объекта-аналога;

$q_1$  — производительность оцениваемого объекта;

$q_2$  — производительность объекта аналога;  
 $n$  — коэффициент масштабируемости объекта, он является основным регулирующим показателем, чаще всего значение лежит в пределах 0,5–0,7.

На рисунке 1 представлена концептуальная финансово-экономическая модель малотоннажного комплекса сжижения природного газа.

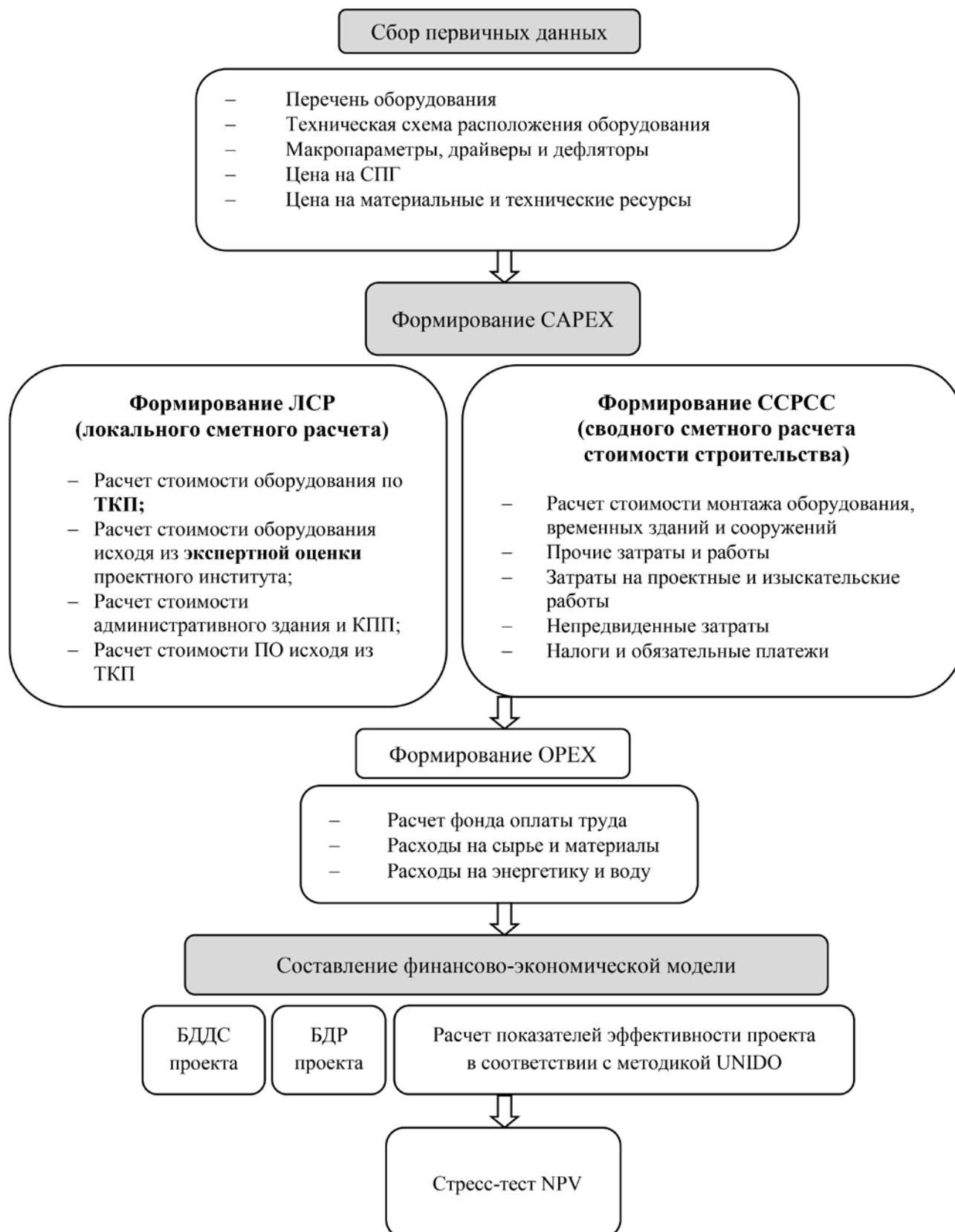
Капитальные затраты по проекту составят 2 млрд 278 млн руб. (табл. 1).

При построении базового варианта финансово-экономической модели использовались макроэкономические драйверы и индексы-дефляторы (табл. 2), на всем горизонте инвестиционного планирования учитывающие изменение тарифов, цен и курса доллара в виду динамики инфляционных процессов в экономике.

Поэтапно были рассчитаны элементы статей затрат, включаемых в OPEX проекта. К ним относятся затраты на сырье и материалы, расходы на оплату труда, страховые взносы, амортизация, налог на имущество организаций, расходы на содержание и эксплуатацию оборудования и капитальный ремонт.

План материальных расходов на эксплуатацию КСПГ в базисных ценах 2022 года представлен в таблице 3.

Далее по представленным данным от проектного института требуемого количества штатных сотрудников был определен фонд оплаты



**Рисунок 1** — Концептуальная финансово-экономическая модель малотоннажного комплекса сжижения природного газа

**Figure 1** — Conceptual financial and economic model of a small-tonnage natural gas liquefaction complex

**Таблица 1** — Инвестиционный план (CAPEX проекта)

№	Наименование показателя	Значение, тыс. руб.
1	Первоначальные инвестиции	2 789 776
1.1.	Административное здание и КПП	72 780
1.2	Строительные работы	307 206
1.3	Монтажные работы	378 888
1.4	Прочие расходы	788 273
1.5	Оборудование и сооружения	1 118 487
1.5.1	– Блок 100	390 579
1.5.2	– Блок 200	69 004
1.5.3	– Блок 300	46 341
1.5.4	– Блок 400	520 073
1.5.5	– Блок 500	92 489
1.6	Автоматизированная система управления технологическим процессом	124 140

**Таблица 2** — Макроэкономические драйверы и индексы-дефляторы

Статья дохода и затрат	2022	2023	2024	2025	2036 и последующие годы	Источник данных
Прогнозная цена на СПГ, \$/т	273	273	273	273	273	Отчетные данные ФТС, на конец 2021 года [2]
Доход от получения и продажи СПГ	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	Индекс цен производителей (PPI), раздел «Добыча природного газа и газового конденсата» [3]
Инвестиции. Амортизация	1	1	1	1	1	–
Операционные затраты. Вода	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	Индекс цен производителей (PPI), раздел «Обрабатывающие производства» [3]
Текущие затраты. Налоги	1	1	1	1	1	–
Текущие затраты. Оплата труда	1,09	1,117	1,117	1,117	1,117	Индексация тарифов
Средний курс доллара США, руб. /долл.	80,2	80,4	80,4	80,4	80,4	Официальные данные сайта banki.ru [4]

**Таблица 3** — План материальных расходов

Статья затрат	Ед. изм.	Расход нормы на 1 т СПГ	Цена без учета НДС, руб.	Суммарное потребление, руб.
			2022	2022
Сырье и материалы				
Адсорбент	т/3 года	1,39	320 000	444 800
Хладагент	т/3 года	1,87	100 000	187 000
Термальное масло	т/3 года	3,33	330 000	1 098 900
Раствор амина	т/год	25,39	174 000	4 417 860
Масло компрессорное	т/год	9,70	155 052	1 504 004
Вода на аминую очистку и на АБХМ	т/год	1,0190	60 000	61 140
Итого по сырью и материалам	руб.	–	–	7 713 704

труда обслуживающего персонала, который в среднем за год в ценах 2022 года составляет 26 млн руб. (табл. 4).

Годовая сумма амортизации объектов основных средств рассчитывалась на основании первоначальной стоимости объектов без НДС и срока полезного использования. Данные об амортизационных группах и сроках полезного

использования (табл. 5), были определены, исходя из Классификатора основных средств [2].

Разработка финансово-экономической модели проекта включает два финансовых плана: план финансовых результатов и план движения денежных средств.

Прогнозный БДР проекта от операционной деятельности КСПГ представлен в табли-

**Таблица 4** — Данные о численности, количестве смен, средней месячной заработной плате основных производственных рабочих

Наименование должности	Численность, чел.	Количество смен	Среднемесячная заработная плата с учетом премии	Годовой фонд оплаты труда, руб.
Начальник комплекса	2	–	100 000	2 400 000
Дежурный оператор	9	3 смены по 3 человека + 1 человек подменный на период больничных и отпусков	60 000	6 480 000
Машинист-наполнитель	9	3 смены по 3 человека + 1 человек подменный на период больничных и отпусков	60 000	6 480 000
Дежурный механик	5	3 смены по 2 человека + 1 человек подменный на период больничных и отпусков	60 000	3 600 000
Дежурный электронщик	5	3 смены по 2 человека + 1 человек подменный на период больничных и отпусков	60 000	3 600 000
Дежурный электрик	5	3 смены по 2 человека + 1 человек подменный на период больничных и отпусков	60 000	3 600 000
Итого	35		400 000	26 160 000

**Таблица 5** — Фрагмент расчета ежемесячной суммы амортизации по использованному оборудованию (на примере 200 блока)

Наименование оборудования	Амортизационная группа	Срок полезного использования, лет	Первоначальная стоимость объектов, руб.	Ежемесячная амортизация, руб.
				без учета НДС
Блок 200				
Абсорбер КА-201	5	10	3 711 730	30 931
Десорбер КД-201	9	30	2 578 253	7162
АВО-201	6	15	1 897 681	10 543
АВО-202	6	15	1 776 485	9869
Сепаратор С-201	4	7	402 838	4796
Сепаратор С-203	4	7	1 495 269	17 801
Сепаратор С-202	4	7	813 217	9681
Емкость Е-201	5	10	1 626 725	13 556
Емкость Е-202	5	10	1 182 176	9851
Насос Н-202/1,2,3	6	15	1 657 147	9206
Насос Н-203/1,2,3	6	15	786 984	4 372
Насос Н-204/1,2	6	15	353 282	1963
Фильтр Ф-209/1,2	5	10	209 862	1749
Фильтр Ф-210/1,2	3	5	376 274	6271
Фильтр Ф-208/1,2	3	5	366 996	6117
ИУ-201	5	10	104 931	874
БПЩ-201	5	10	524 656	4372
Теплообменник Т-201/1	9	30	3 031 355	8420
Теплообменник Т-201/2	6	15	2 517 303	13 985
Теплообменник Т-202	4	7	776 491	9244
Теплообменник Т-203	5	10	776 491	6471
БПИ-201	5	10	1 573 968	13 116
БИК-201	5	10	1 573 968	13 116

це 6. При составлении плана дополнительно учитывались установленные нормативы по текущему обслуживанию установки и капитальному ремонту. Из финансового плана видно, что годовой уровень доходности по чистой прибыли за 20 лет составляет 64 %, что свидетельствует об эффективности проекта.

А далее на основе БДДС был определен чистый денежный поток по проекту (табл. 7), на

основе которого определялись ключевые показатели эффективности.

БДДС был составлен также на основе сопоставления доходной и затратной части проекта, в модели учтены денежные потоки с НДС. На изменение чистого денежного потока (ЧДП) влияют такие факторы, как: изменение индекса цен производителя; изменение курса доллара США; изменение мировой цены на СПГ.

Таблица 6 — Бюджет доходов и расходов проекта, млн руб.

Показатель	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	...	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Итого	
Период, год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	...	14	15	16	17	18	19		
Операционная деятельность											...								
Доход от получения СПГ	267	307	353	406	467	537	618	710	817	939	...	1643	1890	2173	2499	2874	3305	23 557	
Текущие затраты	138	144	150	157	165	186	184	194	207	220	...	292	316	342	371	416	440	4693	
Сырье и материалы	9	9	10	11	12	14	15	17	18	20	...	30	33	36	40	44	48	439	
Энергетика	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	
Оплата труда	32	36	40	44	50	55	62	69	77	86	...	134	150	167	187	209	233	1956	
Страховые взносы	10	11	12	13	15	17	19	21	23	26	...	40	45	50	56	63	70	587	
Налог на имущество	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	...	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	12	
Амортизация основных средств	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	...	83	83	83	83	83	83	1583	
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, включая кап. ремонт	4	4	4	4	4	17	4	4	4	4	...	4	4	4	4	17	4	117	
Прибыль до налогообложения	129	164	203	249	302	351	434	516	610	719	...	1351	1574	1831	2128	2458	2865	18 864	
Налог на прибыль	26	33	41	50	60	70	87	103	122	144	...	270	315	366	426	492	573	3773	
Чистая прибыль (БДР)	103	131	163	199	242	281	347	413	488	575	...	1081	1259	1465	1702	1966	2292	15 092	
Рентабельность по чистой прибыли	39%	43%	46%	49%	52%	52%	56%	58%	60%	61%	...	66%	67%	67%	68%	68%	69%		



Таблица 7 — Бюджет движения денежных средств проекта, млн руб.

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	...	2038	2039	2040	2041	2042	Итого
Период, год	0	1	2	3	4	5	6	7	...	15	16	17	18	19	
Операционная деятельность															
Доход от подготовки ПНГ с НДС		320	369	424	487	560	645	741	...	2268	2608	2999	3449	3966	28 269
Текущие затраты с НДС		15	16	17	18	20	36	23	...	44	48	53	73	63	667
Текущие затраты необлагаемые НДС		42	47	52	58	65	73	81	...	196	218	244	272	304	2555
НДС к уплате		51	59	68	78	90	101	120	...	371	427	491	563	650	4600
Налог на прибыль к уплате	0	26	33	41	50	60	70	87	...	315	366	426	492	573	3773
Поступления по инвестиционной деятельности	465								...						465
Возмещение НДС	465								...						465
Выбытие по инвестиционной деятельности	2790								...						2790
Затраты на кап вложения	2790								...						2790
ЧДП	-2325	186	214	246	283	325	364	431	...	1342	1548	1786	2050	2375	14 350
ЧДП по операц. деят.	0	186	214	246	283	325	364	431	...	1342	1548	1786	2050	2375	16 674
ЧДП по инвест. деят.	-2325	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	-2325
Коэффициент дисконтирования, Ставка диск. 15%	1,00	0,87	0,76	0,66	0,57	0,50	0,43	0,38	...	0,12	0,11	0,09	0,08	0,07	0
ЧДДП	-2325	162	162	162	162	162	157	162	...	165	165	166	166	167	773
ЧДДП накоп. итогом	-2325	-2163	-2001	-1839	-1678	-1516	-359	-1197	...	109	275	441	606	773	773
ЧДП	-2325	186	214	246	283	325	364	431	...	1342	1548	1786	2050	2375	14 350
ЧДП накоп. итогом	-2325	-2138	-1924	-1678	-1396	-1071	-707	-276	...	6591	8139	9 925	11 974	14 350	14 350
ЧДДП	-2325	162	162	162	162	162	157	162	...	165	165	166	166	167	773
ЧДДП накоп. итогом	-2325	-2163	-2001	-1839	-1678	-1516	-1359	-1197	...	109	275	441	606	773	773



**Таблица 8** — Ключевые показатели эффективности проекта

Показатель	Значение	Единицы измерения
Срок окупаемости	9	лет
Дисконтированный срок окупаемости	13	лет
NPV	773	млн руб.
IRR	18,5	%
PI	1,28	–

В таблице 8 отражены ключевые показатели эффективности проекта. По предварительным оценкам дисконтированный срок окупаемости по проекту составил 13 лет, что является допустимой нормой в условиях высокой неопределенности и рисков, а чистый дисконтированный доход — 773 млн руб. Все остальные индикаторы соответствуют нормативным значениям, а значит, проект следует признать эффективным и окупаемым.

Для обоснования принятия инвестиционного решения о реализации рассматриваемого проекта нами был проведен анализ чувствительности чистого денежного дохода по отношению к ключевым риск-факторам, таким как: рыночный риск, риск дефолта, риск удорожания стоимости проекта. Рассматриваемые виды риска оказывают значительное влияние на изменение выручки от продажи СПГ, CAPEX и OPEX проекта. В основе анализа чувствительности была использована методика стресс-тестирования, демонстрирующая максимальное процентное изменение каждого риск-фактора, при котором NPV будет равняться 0. По результатам расчетов видно, что наиболее чувствителен проект к показателю

объема капитальных вложений, ценовому фактору, который зависит от курса доллара и мировой цены.

В таблице 9 проведен стресс-тест, отражающий процентное изменение реагирования на изменение ключевых показателей проекта, таких как CAPEX, OPEX, выручка, путем приравнивания NPV проекта к нулю.

В таблице 10 отражены изменения по чистой приведенной стоимости, внутренней норме доходности и дисконтированному сроку окупаемости проекта по шести сценариям.

На основе отклонений полученных NPV от базового варианта данного показателя (773 млн руб.) была составлена таблица 11, для построения диаграммы, представленной на рисунке 2.

Таким образом, предложенный цифровой формат финансово-экономической модели проекта позволит провести оценку финансово-экономической эффективности проекта и анализ проектных рисков, что может быть в дальнейшем использовано в проектной документации в качестве экономической части технико-экономического обоснования проекта.

**Таблица 9** — Стресс-тест проекта

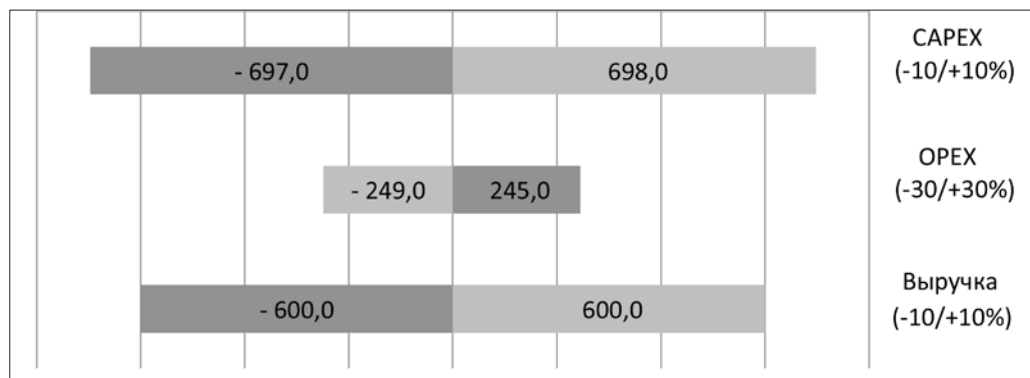
Стресс-тест (значение показателя, при котором NPV = 0)				
Показатель	Базовое значение, млн руб.	Значение стресс-теста, млн руб.	Изменение, абсолютные значения, млн руб.	Изменение, %
CAPEX с проектом	2790	3714	924	33
OPEX с проектом	4693	7499	2806	60
Выручка с проектом	23 557	18 398	–5159	–22

**Таблица 10** — Сценарии изменения ключевых показателей эффективности проекта

Сценарии	Изменение, %	NPV, млн руб	IRR, %	DPP, лет
Базовый сценарий		773	18	16
CAPEX	-30	76	15	20
	30	1471	24	12
OPEX	-50	1018	20	15
	50	524	17	17
Выручка	-17	173	16	19
	17	1373	21	14
Стресс-тест (рост CAPEX на 12,974%)	+33,118	0	20	более 20 лет

**Таблица 11** — Отклонения NPV

Показатель	Абсолютное отклонение, млн руб.	
CAPEX (+10/-10%)	-697	698
OPEX (-30/+30%)	245	-249
Выручка (+10/-10%)	-600	600



**Рисунок 2** — Диаграмма чувствительности ключевых рисков проекта

**Figure 2** — Diagram of the sensitivity of the key risks of the project

**Список источников**

[1] Индекс цен производителей промышленных товаров //Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики. URL: <https://rosstat.gov.ru/price>

[2] Общероссийский классификатор основных фондов (ОКОФ). URL: <https://www.audit-it.ru/amortizaciya/okof>

[3] Данные об изменении курса доллара США. URL: <https://www.banki.ru/products/currency/usd>

[4] Мурашов Б. А., Тепляков Н. Ф. Расчет и оптимизация объектов подготовки и перекачки нефти при оценке проектов и реинжиниринге // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2018. № 4(10). 71–74 с.

**References**

[1] Industrial Producer Price Index // Official website of the Federal State Statistics Service. (In Russ.). Available from: <https://rosstat.gov.ru/price>

---

[2] All-Russian classifier of fixed assets (In Russ.). Available from: <https://www.audit-it.ru/amortizaciya/okof/>

[3] Data on the change in the exchange rate of the US dollar. (In Russ.). Available from: <https://www.banki.ru/products/currency/usd>

[4] Murashov B. A., Teplyakov N. F. Calculation and optimization of oil preparation and pumping facilities in project evaluation and reengineering. PRONEFT`. *Professional`no o nefti = PROOIL. Professionally about oil.* 2018. No. 4(10). 71–74 pp. (In Russ.).

#### **Информация об авторах**

Э. А. Халикова — кандидат экономических наук, доцент кафедры корпоративных финансов и учетных технологий Уфимского государственного нефтяного технического университета;

Л. М. Усманова — соискатель кафедры корпоративных финансов и учетных технологий Уфимского государственного нефтяного технического университета.

#### **Information about authors**

E. A. Khalikova — Candidate of Science (Economics), Associate Professor of the Department of Corporate Finance and Accounting Technologies, Ufa State Petroleum Technological University;

L. M. Usmanova — the applicant of the Department of Corporate Finance and Accounting Technologies, Ufa State Petroleum Technological University.

---

Статья поступила в редакцию 15.06.2022; одобрена после рецензирования 22.06.2022; принята к публикации 24.06.2022.

The article was submitted 15.06.2022; approved after reviewing 22.06.2022; accepted for publication 24.06.2022.