

Оценка эффективности и целесообразности применения турбодетандерных установок для выработки электроэнергии

Мельников М.М., Игонин И.Д., Спирина М.А.

Самарский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия
melnikovmm@rn-pd-samara.rosneft.ru

Аннотация

Параметры газа варьируются от потребителя к потребителю в разных точках газотранспортной системы, что не позволяет обеспечить передачу газа без редуцирования. При редуцировании сжатого газа возникает потеря части энергии, затраченной на компрессорных станциях. В статье рассматривается техническая возможность и экономическая целесообразность применения турбодетандерных установок как решения по рекуперации бросовой энергии.

Материалы и методы

Методика оценки мощности турбодетандерных установок, оценка экономической эффективности.

Ключевые слова

турбодетандерная установка, электроэнергия, степень расширения давления, потенциальная энергия

Для цитирования

Мельников М.М., Игонин И.Д., Спирина М.А. Оценка эффективности и целесообразности применения турбодетандерных установок (ТДУ) для выработки электроэнергии // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 4. С. 64–68. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-4-64-68

Поступила в редакцию: 25.05.2026

ELECTRICAL ENGINEERING

UDC 620.92 | Original Paper

Evaluation of the efficiency and feasibility of using turbo-expander units for electricity generation

Melnikov M.M., Igonin I.D., Spirina M.A.

Samara subsidiary of "RN-Upstream Design" LLC, Samara, Russia
melnikovmm@rn-pd-samara.rosneft.ru

Abstract

The gas parameters vary from consumer to consumer at different points in the gas transmission system, which makes it impossible to transmit gas without reducing it. When compressed gas is reduced, some of the energy that was used at the compressor stations is lost. This article explores the technical feasibility and economic advantages of using turbo-expander units as a solution for recovering wasted energy.

Materials and methods

Methodology for assessing the capacity of turboexpanders and evaluating their economic efficiency.

Keywords

turbo-expander unit (TEU), electricity, pressure expansion degree, and potential energy

For citation

Melnikov M.M., Igonin I.D., Spirina M.A. Evaluation of the efficiency and feasibility of using turbo-expander units for generating electricity. Exposition Oil Gas, 2026, issue 4, P. 64–68. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-4-64-68

Received: 25.05.2026

Для транспортировки газообразного топлива по газотранспортным системам нефтегазодобывающих компаний используются поршневые и газотурбинные компрессорные установки. Указанные установки предназначены для перекачки значительных объемов газообразного топлива на большие расстояния. Как правило, газотранспортные системы разветвленные, газообразное топливо поставляется множеству потребителей.

При этом параметры газа, требуемые потребителям, не всегда одинаковы и не соответствуют давлению газообразного топлива основной магистрали газотранспортной системы.

На ответвлениях от основной магистрали газотранспортной системы устанавливаются устройства редуцирования давления (клапаны-регуляторы давления, газораспределительные пункты (ГРП) и др.). При редуцировании давления газообразного топлива происходит потеря потенциальной энергии. Часть энергии, затраченная на компрессорной станции, теряется безвозвратно.

Возможным способом для рекуперации энергии при редуцировании газообразного топлива является применение турбодетандерных установок (ТДУ) в схемах редуцирования газа для выработки электрической энергии.

В рамках настоящей статьи:

- описан принцип работы ТДУ;

- сформированы критерии возможности использования ТДУ и определены типовые объекты нефтегазодобычи для использования ТДУ;
 - оценена экономическая эффективность применения ТДУ на объектах нефтегазодобычи;
 - оценены граничные условия экономической эффективности применения ТДУ.
- Необходимость рассмотрения данной технологии для нефтегазодобывающих компаний вызвана не только распространенностью данной технологии в России и в мире, а также наличием актуальных предпосылок:
- наличие перепадов давления на объектах газотранспортных систем

- и у потребителей газообразного топлива;
- широкий опыт эксплуатации ТДУ в России и в мире;
- возможность рекуперации энергии, затраченной на компрессорных станциях.

Описание принципа действия ТДУ

ТДУ — это лопаточная машина непрерывного действия. Принцип действия ТДУ основан на преобразовании внутренней энергии сжатого газа (потенциальной энергии) в механическую энергию (энергия вращения вала). Сжатый газ, поступая в ТДУ, расширяется, передает часть своей энергии рабочим лопаткам ТДУ, направляется далее к потребителю.

При совершении работы, газ, помимо потери исходного давления, охлаждается (без учета предварительного нагрева газа) [1]. Рекуперирующая энергия может быть использована:

- для сжатия менее потенциального газа, в случае установки на валу ТДУ лопаточного компрессора;
- для выработки электроэнергии, в случае установки на валу ТДУ электрогенератора;
- для выработки тепловой энергии, в случае установки на валу ТДУ тепловой лопаточной машины.

В рамках повышения операционной эффективности промышленных предприятий, зачастую, наиболее удобным способом рекуперации энергии сжатого газа является выработка электроэнергии. Это позволяет обойтись без осложнения технологической схемы, исключить зависимость технологической инфраструктуры от параметров и режима работы ТДУ. Замещение части покупной электроэнергии от внешней сети, напротив, позволяет без значительных сложностей рекупировать потенциальную энергию газа.

На рисунке 1 представлена принципиальная схема ТДУ предназначенной для выработки электроэнергии.

Для определения работы, совершенной сжатым газом при прохождении через ТДУ, и для определения электрической мощности ТДУ, можно воспользоваться следующей методикой [2, 3]:

$$H_T = C_{гр} \times T_{2г} \times \left(1 - \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{1-k}{k}}\right) \times \eta_T,$$

$$P_{дгу} = H_T \times G_{мг},$$

где H_T — работа расширения 1 кг газа; $C_{гр}$ — изобарная теплоемкость газа; $T_{2г}$ — температура газа на входе в ТДУ (на выходе из подогревателя); P_1, P_2 — давления газа перед и после ТДУ; $G_{мг}$ — массовый расход газа; k — показатель адиабаты; η_T — КПД ТДУ; $P_{дгу}$ — мощность ТДУ.

Из формулы следует, что чем выше исходная температура газа, или чем ниже конечная его температура, тем выше совершенная работа расширения, тем выше электрическая мощность ТДУ.

Зачастую, температура газа после точек редуцирования определяется технологическим регламентом газопотребляющих установок потребителей, снижение температуры ниже регламентных значений недопустимо, либо температура газа варьируется в узком коридоре значений. В этой связи для рекуперации энергии сжатого газа его предварительно нагревают. Для достижения наибольшего экономического эффекта необходимо использовать вторичные источники тепловой энергии (дымовые газы, мятый пар и т.д.).

На рисунке 2 представлен пример принципиальной технологической схемы узла редуцирования газа газовой компрессорной станции высокого давления.

В данном примере ТДУ установлен в параллель основного узла редуцирования газа. В случае монтажа ТДУ, основная нитка газопровода будет выполнять функцию байпаса.

В случае, когда газ движется через редуцирующий клапан, работа газом не совершается. Температура газа до и после редуцирующего клапана не изменяется. Однако, в процессе редуцирования непосредственно за клапаном в точке расширения температура газа снижается, но по мере движения газа далее по газопроводу, в непосредственной близости к клапану, температура восстанавливается.

В случае, когда газ движется через ТДУ, совершается полезная работа. Потенциальная энергия газа преобразуется в механическую работу. Температура газа снижается без возможности дальнейшего восстановления. Для обеспечения параметров газа, соответствующей регламентным значениям потребителей/системы, газ необходимо подогреть. В случае предварительного нагрева газа перед его подачей в ТДУ, температура газа за ТДУ, после совершения полезной работы будет соответствовать требуемому значению.

Важно отметить, что величина «снимаемой» энергии с рабочих колес ТДУ зависит от их конфигурации, геометрии. При этом, чем больше тепловой энергии будет подведено к газу перед ТДУ, тем больше энергии газа возможно преобразовать в ТДУ. Нагрев газа перед ТДУ дает больший прирост к мощности ТДУ, чем увеличение давления газа перед ТДУ.

Критерии возможности применения ТДУ

Проведен анализ эффективности применения ТДУ для объектов нефтегазодобычи. Выявлено 34 потенциальных объекта, на которых осуществляется редуцирование газа, такие как газораспределительные станции, газораспределительные пункты, клапаны-регуляторы. При выборе объектов учитывалась степень расширения давления на клапане-регуляторе, а также расход газа через него (в том числе стабильность потока).

Для каждого объекта рассчитана потенциальная электрическая мощность ТДУ. В таблице 1 представлены результаты расчетов величины электрической мощности на четырех наиболее потенциальных объектах (объекты с наибольшей мощностью). Аналитическим

путем пришли к выводу, что рассмотрение объектов со степенью расширения давления ниже 1,2 нецелесообразно даже с учетом значительных величин расхода газа.

Выявлено, что из рассмотренных нефтегазовых объектов к установке возможны ТДУ с электрической мощностью до 5,56 МВт.

С учетом проведенного анализа сформированы критерии выбора объектов для рассмотрения на них установки ТДУ:

- наличие точек редуцирования газа;
- величина степени расширения газа не менее 1,2;
- постоянный расход газа через узел редуцирования.

При одновременном выполнении указанных критериев, установка ТДУ возможна с технической точки зрения.

Величина степени расширения давления и величина расхода газа говорят о предельной мощности ТДУ на выбранном объекте, при этом очень важным критерием является постоянство расхода газа. Это справедливо в случае, если отсутствуют требования к температуре газа за ТДУ. При наличии требований к минимальной температуре газа после ТДУ возможно предварительно нагреть газ перед ТДУ для сохранения уровня конечной температуры. При этом возможно и дальнейшее повышение температуры перед ТДУ для искусственного увеличения потенциальной энергии газового потока, а соответственно и мощности ТДУ. Предел нагрева обусловлен технико-экономическими ограничениями. Для нагрева газа перед ТДУ целесообразно использовать бросовые тепловые потоки предприятий.

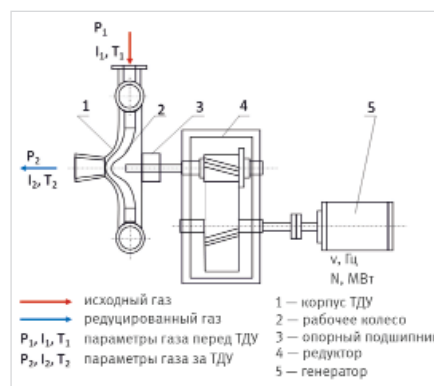


Рис. 1. Принципиальная схема ТДУ
Fig. 1. Schematic diagram of a turboexpander unit

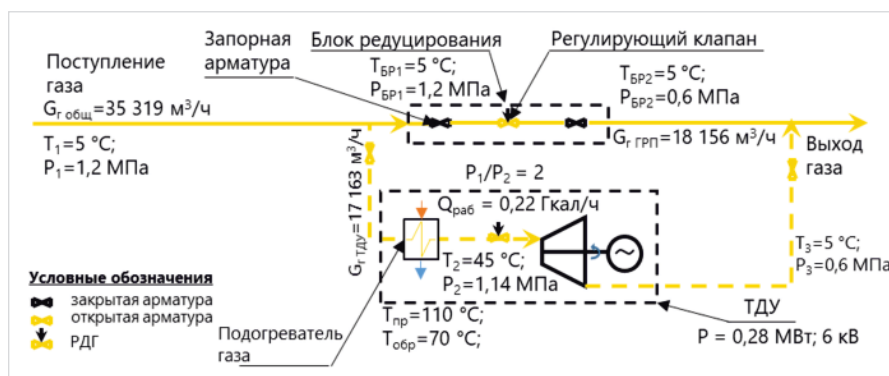


Рис. 2. Пример принципиальной технологической схемы газовой компрессорной станции высокого давления
Fig. 2. Example of a basic process flow diagram (PFD) of a high-pressure gas compressor station

На рисунке 3 показан пример баланса выработки электрической мощности для ГРПБ-1.

Из рисунка 3 видно, что среднечасовая выработка электрической мощности составляет порядка 30 % от пиковых значений потенциальной к выработке мощности. При этом в летние месяцы наблюдается просадка по потенциальной выработке мощности.

При выборе мощности ТДУ следует учитывать средневзвешенный расход газа на выбранном объекте ввиду нестабильности его расхода. Коэффициент полезного действия и конструктив ТДУ значительно зависят от параметров газа, невозможно изготовить ТДУ работающую эффективно на всех диапазонах расходов газа и с учетом значительных колебаний его давления. ТДУ проектируется и изготавливается под конкретные стабильные параметры газа.

С учетом обозначенных ограничений ТДУ целесообразно монтировать в параллель существующей системы редуцирования, а при проектировании новых объектов закладывать байпасную линию с клапаном-регулятором и всей необходимой инфраструктурой [4].

Критерии экономической эффективности применения ТДУ

Из перечня потенциальных объектов, на которых возможна установка ТДУ, с учетом удовлетворения техническим требованиям, отобраны объекты для экономической оценки эффективности применения ТДУ. С учетом принятых критериев применимости ТДУ к оценке приняты 7 объектов.

Оценка экономической эффективности произведена с учетом:

- капитальных затрат на основное и вспомогательное оборудование (ТДУ, подогреватели, газопроводы и арматура, системы автоматического управления и т.д.);
- операционных затрат на ремонт и обслуживание ТДУ и вспомогательного оборудования;
- тарифов на электроэнергию от сторонних источников;
- налоговых отчисления, амортизации.

По итогам экономической оценки выявлены как экономически эффективные, так и неэффективные проекты. Для каждого из проектов проведен анализ чувствительности. Определены условия, при которых проект становился безубыточным.

Для каждого проекта выполнили факторный анализ, который показывает, насколько каждая статья затрат влияет на эффективность проекта. Факторный анализ показывает, что имеет наибольшее влияние на экономику проекта и то, на что мы можем влиять/оптимизировать.

Пример факторного анализа одного из проектов представлен на рисунке 4.

С целью оценки возможного потенциала масштабирования технических решений по совокупности результатов экономических расчетов сформированы граничные условия окупаемости проектов установки ТДУ (по удельной стоимости ТДУ, млн. руб./МВт в зависимости от цены на покупку электроэнергии от стороннего источника).

На рисунке 5 представлены граничные условия проекта в графическом виде.

Для каждого рассмотренного проекта при различных тарифах на электроэнергию от сторонних источников получены значения капитальных затрат на ТДУ (которые определяют удельную стоимость ТДУ), при которых чистая приведенная стоимость проекта равно 0.

По точкам построены линии зависимости удельной стоимости ТДУ от цены на покупку

Табл. 1. Результаты оценки потенциальной к выработке электрической мощности
Tab. 1. Evaluation results of potential electric power generation

Наименование объекта	Начальное давление (P_1), МПа	Конечное давление (P_2), МПа	Степень расширения (π_r)	Объемный расход, $\text{м}^3/\text{ч}$	Конечная температура (T_2), К	Начальная температура с учетом догрева (T_1), К	Начальная температура с учетом догрева (T_1), °С	Изобарная теплоемкость, $\text{кДж}/\text{кг}^{\circ}\text{К}$	Плотность газа (ρ), $\text{кг}/\text{м}^3$	Массовый расход газа (G), $\text{кг}/\text{с}$	Мощность ТДУ (N), МВт
ГРП-1	1,2	0,1	12	41 600	283	522	249	3,0	0,8	9,13	5,56
ГРП-2	1,2	0,1	12	41 600	283	522	249	3,0	0,8	9,1	5,56
ГРП-3	1,4	0,1	14	8 000	283	542	269	3,1	0,8	1,8	1,19
ГРПБ-1	1,14	0,57	2,0	17 163	278	318	45	2,45	0,765	3,65	1,2

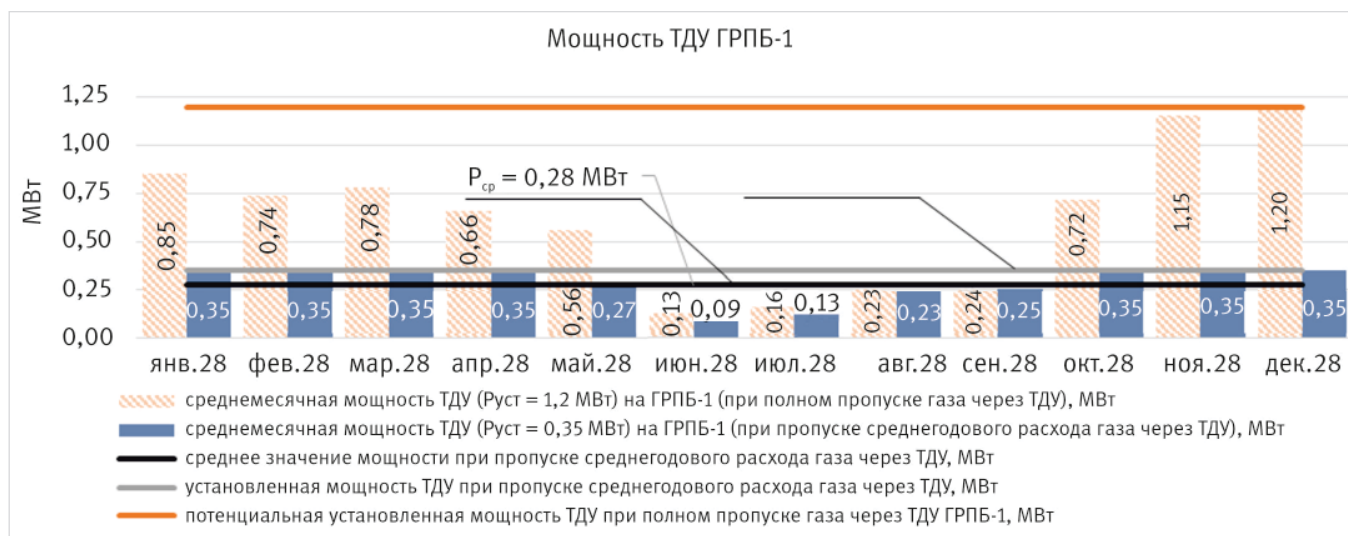


Рис. 3. Баланс выработки электрической мощности
Fig. 3. Electric power generation balance

электроэнергии. Линии определяют эффективность каждого рассмотренного варианта (значения выше линии определяют зону неэффективности, значения ниже линии – зону эффективности).

Исходя из совокупности линий определены следующие зоны:

- зона неэффективности — область, для которой NPV рассмотренного варианта имеет отрицательное значение;
- зона неопределенности — область, для которой необходимо произвести оценку экономической эффективности применения ТДУ. По результатам оценки можно сделать вывод об эффективности применения ТДУ на рассмотренном объекте;
- зона эффективности — область, для которой NPV рассмотренного варианта имеет положительное значение.

Для предварительной оценки экономической эффективности проекта по установке ТДУ необходимо определить два параметра. Первый параметр – это тариф на покупку электроэнергии от сторонних поставщиков (горизонтальная шкала). Второй параметр – это удельная стоимость за 1 МВт установленной мощности ТДУ (вертикальная шкала).

Для определения этого параметра необходимо запросить технико-коммерческие предложения у производителей детандерного оборудования, либо определить удельную стоимость по имеющимся объектам-аналогам.

На основании указанных параметров в соответствии с рис.5 определяются потенциал окупаемости проекта, для чего необходимо провести перпендикулярные линии из этих точек. На пересечении линий образуется третья точка. Далее необходимо определить,

в какой зоне на графике находится точка пересечения линий.

Преимущества и недостатки ТДУ. Ограничения ТДУ

К преимуществам использования ТДУ можно отнести следующее:

- возможность рекуперации части затраченной на сжатие энергии на компрессорных станциях. Замещение покупки электроэнергии от сторонних источников;
- возможность утилизации бросовой тепловой энергии на подогрев газа перед ТДУ, для увеличения его мощности;
- снижение выбросов CO₂ за счет замещения «топливной» генерации.

К недостаткам использования ТДУ можно отнести следующее:

- усложнение технологической схемы узлов редуцирования, снижающее надежность системы;
- высокие капитальные затраты;
- К ограничениям использования ТДУ можно отнести следующее:
- высокое начальное давление. Для обеспечения надежной работы ТДУ возможно предусмотреть клапан-регулятор, срезающий избыточное давление перед ТДУ до минимально допустимого значения;
- нестабильность расхода потока газа, или значительный расход газа через узел редуцирования с минимальным перепадом давления (с минимальной степенью расширения).

Итоги

По итогам проведенного исследования выявлено, что:

- ТДУ возможно применить на 7-ми из 34 выявленных нефтегазовых объектах (с учетом выполнения технических критериев);
- окупаемость проекта по строительству ТДУ достигается на 3-х из 7-ми рассмотренных объектов. Внутренняя норма доходности проектов варьируется в пределах 21-23%. Дисконтированный срок окупаемости – от 6,6 до 7 лет;
- окупаемость проекта по установке ТДУ возможно предварительно спрогнозировать при использовании разработанных в ходе исследований граничных условий.

Выводы

Исходя из вышеописанных исследований, применение ТДУ может быть эффективным решением в рамках повышения энергоэффективности предприятий. Решение позволит снизить операционные затраты на покупку электроэнергии от стороннего источника,

утилизировать бросовую энергию. Принятие решения о реализации проекта по строительству ТДУ необходимо осуществлять после успешного выполнения критериев технической возможности, а также после выполнения условий эффективности по граничным условиям.

Литература

1. Майоров В.А. Турбодетандеры для систем кондиционирования воздуха и охлаждения.
2. Архаров А.М., Марфенина И.В., Микулин Е.И. Криогенные системы. В 2-х томах. Т. 1. Основы теории и расчета. М.: Машиностроение, 1996. 576 с.
3. Подгорный А.Ф., Бродянский В.М., Амитин В.Б. Турбодетандеры криогенных установок.
4. Яновский Л.П. Энергетическое использование сбросного газа на промышленных предприятиях.

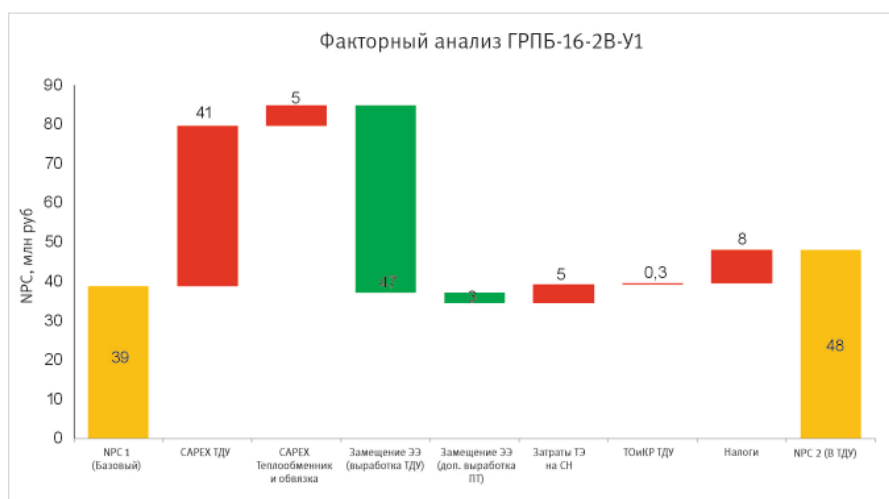


Рис. 4. Пример факторного анализа проекта
Fig. 4. Example of project factor analysis

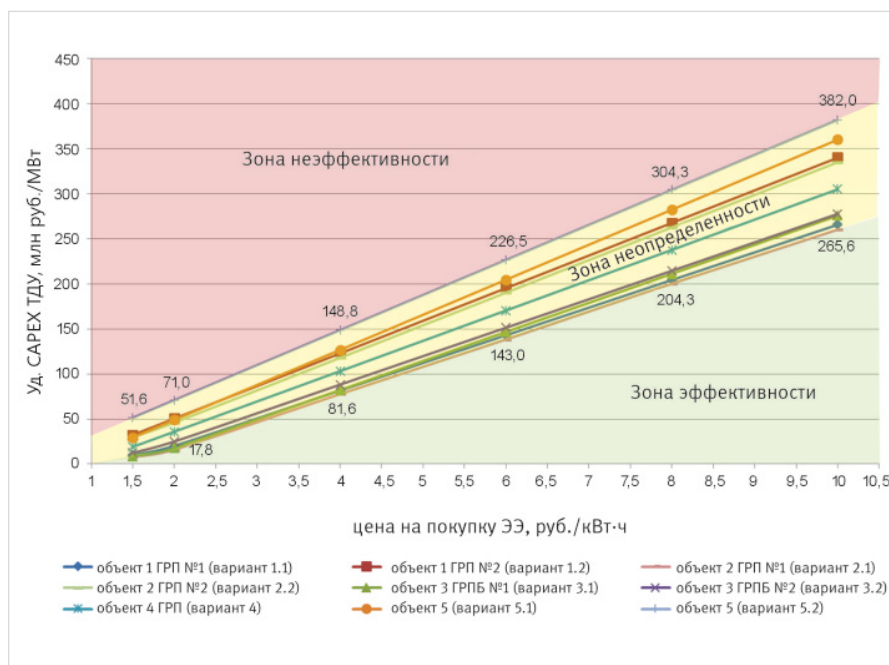


Рис. 5. Граничные условия окупаемости проекта
Fig. 5. Boundary conditions for the project's payback

Results

Based on the results of the study, it was found that:

- it is possible to use turbo-expansion units at 7 of the 34 identified facilities at Rosneft PJSC (subject to the fulfillment of technical criteria);
- the payback period for the construction of turbo-expansion units is achieved at 3 of the 7 facilities considered. The internal rate of return for the projects ranges from 21% to 23%.
- the discounted payback period is between 6.6 and 7 years;

- the payback period for the TDU installation project can be pre-estimated using the boundary conditions developed during the research.

Conclusions

Based on the above-mentioned studies, the use of turbo-expander units can be an effective solution for improving the energy efficiency of enterprises.

This solution will help reduce the operational costs of purchasing electricity from a third-party source and utilize waste energy.

References

1. Mayorov V.A. Turboexpanders for air conditioning and cooling systems. (In Russ).
2. Archarov A.M., Marfenina I.V., Mikulin E.I.

- Cryogenic systems. In 2 volumes. Vol. 1. Fundamentals of theory and calculation. Moscow: Mechanical Engineering, 1996, (In Russ).
3. Podgorny A.F., Brodyansky V.M., Amitin V.B.

Turboexpanders of cryogenic installations. (In Russ).

4. Yanovsky L.P. Energy use of release gas at industrial enterprises. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мельников Михаил Михайлович, руководитель теплотехнической группы, Самарский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия
Для контактов: melnikovmm@rn-pd-samara.rosneft.ru

Игонин Иван Дмитриевич, ведущий инженер, Самарский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

Спирина Марина Анатольевна, ведущий инженер, Самарский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

Melnikov Mikhail Mikhailovich, head of the heat engineering group, Samara Branch of "RN-Upstream Design" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia
Corresponding authors: melnikovmm@rn-pd-samara.rosneft.ru

Igonin Ivan Dmitrievich, leading engineer, Samara Branch of "RN-Upstream Design" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia

Spirina Marina Anatolievna, leading engineer, Samara Branch of "RN-Upstream Design" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia



Межрегиональная специализированная выставка **СахаПромЭкспо. Недра Якутии. Нефть и Газ.**

Логистика. Спецтехника. Экология

УВ Экспо SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск
Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vkases@yandex.ru, www.ses.net.ru

**03–04
декабря**

**г.Якутск
2026**

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**

Генеральный информационный партнер

