



ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО УСТАНОВКЕ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Т.Б.Лейберт, Э.А.Халикова*

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Economic Evaluation of the Effectiveness of Design Solutions for the Installation of a Compressor Station for the Preparation and Transportation of Associated Petroleum Gas

T.B.Leybert, E.A.Khalikova

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

The article considers methodical approaches to the estimation of the economic efficiency of design solutions when installing a compressor station taking into account the risk component taken into account at the stage of development of design solutions. The methodics in question are based on the methodology for determining net cash flows and the method of discounting them. Also detailed are the methodological provisions for determining operating costs for the operation of compressor plants based on design options and determining net present value. On the example of one of the largest oil and gas fields of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra of the Russian Federation, calculations of the economic efficiency of four installation options for different types of compressors with different equipment and unit capacity are presented. Also from the technological point of view, the necessity of reducing the risk of equipment shutdown, which was taken into account in the discount rate, was justified. The choice of the most effective variant of design decisions was carried out on the basis of criteria of efficiency of investment projects based on the UNIDO methodology.

Keywords:

Efficiency;
Investments;
Associated petroleum gas;
Compressor station;
Design risks;
Design decisions;
Net present value;
Feasibility study.

© 2020 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Сегодня одной из важных проблем в нефтяной отрасли является сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) на факельных установках, что оказывает негативное воздействие на окружающую среду. По данным Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса (ЦДУ ТЭК) за 2015-2016 годы совокупный объем сожженного ПНГ составляет порядка 147 млрд. м³ [1].

Кроме того, государством провозглашено заявление о достижении показателей продуктивной ПНГ. В 2014 году внесены поправки в федеральный закон «Об охране окружающей среды» №219-ФЗ от 21/07/2014 г, в котором указано, что компании обязаны установить корпоративные технологические нормативы на уровне применения наилучших доступных технологий пере-

работки ПНГ [2].

Вышеуказанные обстоятельства обуславливают необходимость технико-экономической проработки вариантности проектных решений, связанных с подготовкой и дальнейшей транспортировкой ПНГ. В настоящее время нефтегазодобывающими компаниями широкое распространение получили следующие способы использования ПНГ: глубокая переработка в газ, неглубокая переработка в газ, генерация тепловой и электрической энергии, закачка в газотранспортную систему, сжижение ПНГ [3].

Для организации технологического процесса подготовки и транспортировки ПНГ, как правило, на нефтегазовом месторождении устанавливается компрессорная станция. При этом необходимо проработать дополнительные проектные решения, такие как: выбор способа утилизации побочного продукта (конденсата), обоснование варианта исполнения системы теплоснабже-

*E-mail: ydacha6@yandex.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20200100425>

ния, выбор способа утилизации хозяйственных и бытовых стоков, выбор способа утилизации отработанного масла, выбор типа управления трубопроводной арматурой.

На стадии разработки проектной документации и основных проектных решений выбор альтернативного варианта проектного решения осуществляется на основании технико-экономического обоснования, оценки проектных рисков и экономической оценки эффективности капитальных вложений.

Как отмечает Л.Р.Артекина, одной из проблем на стадии проектирования проектных решений является отсутствие регламентированной оценки экономической эффективности отдельных комплексов работ (например, зарезки боковых стволов, бурения куста скважин и др.) в рамках общего проекта разработки месторождения, что создает риск осуществления неэффективных инвестиций в разработку месторождения [4].

Большинство экономистов при оценке экономической эффективности инвестиций в проектной документации при разработке твердых и жидких полезных ископаемых акцентируют свое внимание на соблюдение методических принципов, основанных на дисконтировании денежных потоков [5, 6]. Также в научном труде Я.А.Меликов рассматривает инвестиционную оценку при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений на основе дисконтирования денежных потоков. Данный подход соответствует международным стандартам оценки [7, 8].

Авторами настоящей статьи ранее в научных трудах опубликованы методические подходы к оценке эффективности проектных решений в различных отраслях промышленности [9, 10], а также методика расчета себестоимости продуктов в нефтедобыче [11].

Вышеуказанные методики легли в основу оценки экономической эффективности проектных решений, связанных с установкой компрессорной станции для подготовки и транспортировки ПНГ на одном из крупнейших нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Российской Федерации.

На стадии разработки проектной документации было проведено технико-экономическое обоснование четырех вариантов проектных решений по установке разных типов привода компрессоров с различной единичной мощностью и различным количеством.

По проекту были предусмотрены следующие проектные решения:

1. Установка трех рабочих центробежных компрессоров с электроприводом и установка одного резервного, единичная производительность компрессора – 150 м³/мин.
2. Установка четырех рабочих центробежных компрессоров с электроприводом и установка одного резервного, единичная производительность компрессора – 120 м³/мин.
3. Установка одного рабочего центробежно-

го компрессора с газотурбинным двигателем и установка одного резервного, единичная производительность компрессора – 290 м³/мин, мощность - 6.4 МВт.

4. Установка двух рабочих центробежных компрессоров с газотурбинным двигателем и установка одного резервного, единичная производительность компрессора – 180 м³/мин, мощность - 4 МВт.

Средний срок строительства – 12 месяцев, в том числе подготовительные работы – 1 месяц.

2018 год – это год осуществления инвестиций или год проведения строительно-монтажных работ.

Горизонт планирования – 2019-2037 гг. (период освоения инвестиций).

В состав операционных затрат были включены:

- затраты на сырье и материалы; энергетические расходы;
- расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (затраты на текущий и капитальный ремонт);
- оплата труда основного персонала;
- страховые взносы во внебюджетные фонды; амортизация;
- налог на имущество организаций.

При определении операционных затрат по вариантам проектных решений использовались плановые цены и тарифы компании по видам ресурсов на 2019-2037 годы. Цены и тарифы на используемые виды ресурсов по проекту представлены в таблице 1.

В таблице 2 приведены расходные нормы на сырье и энергоресурсы для вариантов проектных решений.

Проектом предусмотрен норматив определения затрат на содержание и эксплуатацию оборудования в размере 5% от уровня прямых затрат на функционирование компрессорной станции (сырья и материалов, и энергетических расходов).

Исходные данные для расчета расходов на оплату труда в соответствии с техническими условиями и внутренними распоряжениями компании представлены в таблице 3.

Затраты на оплату труда основных производственных рабочих с учетом доплат за ночное время и праздничные дни представлены в таблице 4.

Районный коэффициент к заработной плате в ХМАО принят равный 1.5. Также в годовой фонд оплаты труда включен размер отпускных за 11 дней, который положен работникам за переработанное время.

В экономической модели капитальные затраты на установку компрессорной станции, включая стоимость компрессорной установки, стоимость дополнительного оборудования и стоимость строительно-монтажных работ, представляют собой первоначальную стоимость единого технологического комплекса – компрессорной станции нефтегазового месторождения, который подлежит амортизации.

Таблица 1

Цены и тарифы на потребляемые ресурсы по проекту

Вид ресурса	Единица измерения	Средняя цена или тариф на плановый период руб./ед. изм. (без НДС)				
		2019	2020	2021	2022	2023 и далее
Газ нефтяной попутный	тыс. м ³	1854	1928	1928	1928	1928
Теплоэнергия в паре,	Гкал	3447.43	3518.55	3510.43	3518.33	3518.33
Электроэнергия (покупная)	кВт/час	3152.2	3278.3	3278.3	3278.3	3278.3
Азот газообразный технический по ГОСТ 9293-74 изм. 1,2,3	м ³	215	215	215	215	215
Метанол по ГОСТ 222-95	т	18859	18859	18859	18859	18859
Компрессорное масло Кп-8с ТУ 38.1011296-90	л	153	153	153	153	153
Компримированный попутный нефтяной газ	тыс. м ³	3471.61	3686.61	3686.61	3686.61	3686.61

Таблица 2

Расходные нормы на сырье и энергоресурсы для вариантов проектных решений

Вид ресурса	Единица измерения	Центробежный компрессор с электроприводом		Центробежный компрессор с газотурбинным двигателем	
		норма потребления		норма потребления	
		Q=120 м ³ /мин	Q=150 м ³ /мин	Q=180 м ³ /мин	Q=290 м ³ /мин
Водяной пар (теплоэнергия в паре, Гкал)	Гкал/год	28.26	21.20	14.13	10
Азот газообразный технический по ГОСТ 9293-74 изм. 1,2,3	м ³ /час	0.03	0.03	0.03	0.03
Метанол по ГОСТ 222-95	м ³ /час	0.03	0.03	0.03	0.03
Масло компрессорное для центробежного компрессора	м ³ /час	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
Электроэнергия для силового электрооборудования	кВт/час	7198	7200	320	250
Электроэнергия для электроосвещения	кВт/час	2.1	2.1	2.1	2.1
Попутный нефтяной газ	тыс. м ³ /час	-	-	4.5	5.0

Таблица 3

Исходные данные для расчета расходов на оплату труда в соответствии с техническими условиями и внутренними распоряжениями компании

Показатель	Единица измерения	Значение
Количество рабочих дней в неделю	дни	7
Количество смен в сутках	шт.	2
продолжительность смены	час	11
Среднее число рабочих дней в году по производственному календарю	дни	365
Количество рабочих часов в год	час	8760
Количество рабочих часов в год на 1 человека	час	1970
Норма рабочего времени на 1 человека за месяц	час	164
Норма рабочего времени на 1 человека в ночное время	час	64

Таблица 4

Данные о численности, средней месячной заработной платы основных производственных рабочих на компрессорной станции

Наименование должности	Численность, чел.	Часовая тарифная ставка, руб./час	Среднемесячная заработная плата с учетом районного коэффициента, руб./чел.	Годовой фонд оплаты труда, руб.
Начальник станции	1	602	171388	3 941 926.38
Заместитель начальника станции	1	457	130149	2 993 425.99
Начальник смены	4	457	130149	7 678 786.95
Механик	1	323	91819	2 111 838.58
Инженер по охране труда	1	323	91819	2 111 838.58
Машинист технологических компрессоров	12	323	91819	14 231 963.93
Оператор технологических установок	8	323	91819	9 824 645.62
Слесарь по ремонту технологических установок	12	323	91819	14 231 963.93
Электрогазосварщик	3	323	91819	4 315 497.73
Распределитель работ	1	323	91819	2 111 838.58
Техничка	1	247	70241	1 615 538.66
Итого	45			65 169 264.93

Расчет суммы амортизационных отчислений по компрессорной станции по видам проектных решений представлен в таблице 5.

В состав операционных затрат включается налог на имущество организаций. Расчет налога на имущество организаций осуществлялся в соответствии с утвержденными нормативными актами: Налоговым кодексом Российской Федерации и Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 29/11/2010 г. №190-оз «О налоге на имущество организаций». В отношении движимого имущества налог на имущество организаций определяется как произведение средней остаточной стоимости имущества и ставки нало-

га, равной 2%.

При определении расходов на капитальный ремонт оборудования был принят норматив расхода - 5% от величины капитальных затрат. Расходы признаются один раз в пять лет.

Разработка рабочей расчетной финансово-экономической модели по установке компрессоров включает два финансовых плана: план финансовых результатов (бюджет доходов и расходов - БДР); план движения денежных средств (бюджет движения денежных средств - БДДС). БДДС был составлен также на основе сопоставления доходной и затратной части проекта, в модели учтены денежные потоки с НДС. В качестве доходной

Таблица 5

Размер ежемесячной суммы амортизации по компрессорной станции по видам проектных решений

Наименование амортизируемого имущества	Количество компрессоров, шт.	Стоимость оборудования (без НДС), руб.	Амортизационная группа	Срок полезного использования, лет	Первоначальная стоимость объектов, руб.	Ежемесячная амортизация, руб.
Компрессорная станция с центробежным компрессором с электроприводом ($Q=150$ м ³ /мин)	4	1 475 396 930	7	20	368 849 232.5	6 147 487.21
Компрессорная станция с центробежным компрессором с электроприводом ($Q=120$ м ³ /мин)	5	1 538 723 760	7	20	307 744 752	6 411 349
Компрессорная станция с центробежным компрессором с газотурбинным двигателем ($Q=290$ м ³ /мин)	2	1 182 730 410	7	20	591 365 205	4 928 043.38
Компрессорная станция с центробежным компрессором с газотурбинным двигателем ($Q=180$ м ³ /мин)	3	1 591 099 970	7	20	530 366 656.67	6 629 583.21

части был определен доход от поступления ПНГ с учетом потребления ГТЭС и ППНГ.

Для обоснования экономической целесообразности принятия вариантов проектных решений была дана оценка рисковой составляющей, которая в дальнейшем учитывалась в ставке дисконтирования как премия за риск.

Характеристика рисков, связанных со вторым вариантом реализации проектного решения

Реализация второго варианта проектного решения связана со следующими видами рисков:

1. Инфляционный риск – риск потери ожидаемого дохода или обесценения активов в результате инфляционного роста цен на сырье и материалы (масло компрессорное, азот, метанол), энергоресурсы (теплоэнергия, электроэнергия);
2. Риск недофинансирования проекта – данный вид риска связан с увеличением первоначальной стоимости проекта и увеличением длительности инвестиционной фазы проекта в виду несоблюдения сроков строительства компрессорной станции;
3. Риск, связанный с изменением налогового законодательства, что может привести к увеличению налоговых издержек (изменения ставок налога на имущество организаций, изменения ставок страховых взносов);
4. Прочие риски, связанные с экономической ситуацией в регионе, эксплуатацией оборудования (возможна недооценка затрат на содержание, физический и моральный износ, текущий ремонт оборудования и прочие), правовой сферой (степень совершенства законодательной базы, степень защищенности внутреннего рынка, лицензионная политика).

Схема с центробежным компрессором с электрическим двигателем единичной производительностью 120 м³/мин (схема 4+1) является наиболее предпочтительной. Во-первых, данный вариант предполагает применение типового оборудования (сепараторы газовые, компрессоры, аппараты воздушного охлаждения), эксплуатируемого в компании.

Во-вторых, при выводе компрессорного агрегата из работы имеется возможность замены на аналогичные детали механизмы, имеющиеся на складе другого, аналогичного, объекта компании. Такая унификация приводит к снижению времени простоя компрессорной станции и ее остановке, вызванной неполадками в компрессорном агрегате. Также сокращается разнообразие ЗИП для компрессорных установок, создается унифицированная база ЗИП, которая может быть использована на нескольких аналогичных объектах, в результате чего не требуется срочный заказ на заводе - изготовителе компрессорного агрегата необходимых деталей и механизмов. Данный

вариант так же унифицирует ремонтно-восстановительные работы при возникновении неисправностей в компрессорном агрегате.

Поэтому во втором проектном решении не учитываются производственные риски, связанные с остановкой компрессорной станции и прерывания ее работы, поскольку технологической схемой предусмотрено большее количество работы компрессорных установок.

Вышеуказанные риски были учтены в расчете ставки дисконтирования.

Для определения ставки дисконтирования использовался метод кумулятивного построения. Метод кумулятивного построения основан на суммировании безрисковой ставки дохода и надбавок за риск инвестирования в проект. Ставка дисконтирования определяется по формуле:

$$DR = R_f + \sum_{i=1}^n R_i \quad (1)$$

где DR – ставка дисконтирования;

R_f – безрисковая ставка дохода;

R_i – премия за i -ый вид риска;

n – количество видов риска.

В качестве безрисковой ставки дохода была принята ставка рефинансирования Центрального Банка России – 7.25%.

Размер премии за риск для второго проектного решения «Установка компрессорной станции с электродвигателем с единичной производительностью $Q = 120$ м³/мин» представлен в таблице 6.

Таким образом, проведя расчет по формуле 1, ставка дисконтирования составила 15%.

Характеристика рисков, связанных с первым, третьим и четвертым вариантом реализации проекта

Реализация первого, третьего и четвертого проектного решения связана со следующими видами рисков, учтенными при расчете ставки дисконтирования:

1. Инфляционный риск – риск потери ожидаемого дохода или обесценения активов в результате инфляционного роста цен на сырье и материалы (масло компрессорное, азот, метанол), энергоресурсы (теплоэнергия, электроэнергия);
2. Риск недофинансирования проекта – данный вид риска связан с увеличением первоначальной стоимости проекта и увеличением длительности инвестиционной фазы проекта в виду несоблюдения сроков строительства компрессорной станции;
3. Риск, связанный с изменением налогового законодательства, что может привести к увеличению налоговых издержек (изменения ставок налога на имущество организаций, изменения ставок страховых взносов);
4. Производственный риск – данный вид риска, связан с вероятностью возникновения поломок компрессорного агрегата в

Таблица 6

Размер премии за риск для проектного решения «Установка компрессорной станции с электродвигателем с единичной производительностью $Q = 120 \text{ м}^3/\text{мин}$ »

Риск	Обоснование премии за риск	Величина премии за риск, %
Инфляционный риск	Возникновение риска связано с изменением цен на сырье, материалы и энергоресурсы	2.25
Риск недофинансирования проекта	Увеличение первоначальной стоимости объектов основных средств (косвенно связан с валютным риском), не соблюдение сроков строительства производственного объекта	1.5
Риск, связанный с изменением налогового законодательства	Увеличение налоговых издержек в связи с изменением налогового законодательства	2
Прочие риски	Прочие риски связаны с экономической ситуацией в регионе, эксплуатацией оборудования (возможна недооценка затрат на содержание, физический и моральный износ, текущий ремонт оборудования и прочие), правовой сферой (степень совершенства законодательной базы, степень защищенности внутреннего рынка, лицензионная политика)	2
Итого премия за риск		7.75

виду небольшого количества его использования и невозможностью быстрой замены на аналогичные детали механизмы, имеющиеся на складе другого, аналогичного, объекта компании. И как следствие этого возможны затраты на ремонтно-восстановительные работы компрессорной станции.

Прочие риски, связанные с экономической ситуацией в регионе, эксплуатацией оборудования (возможна недооценка затрат на содержание, физический и моральный износ, текущий ремонт оборудования и прочие), правовой сферой (степень совершенства законодательной базы, степень защищенности внутреннего рынка, лицензионная политика).

Ставка дисконтирования для первого, третьего и четвертого вариантов проектных решений определялась по формуле 1 на основании данных таблицы 6 и составила 17%.

Оценка экономической эффективности предлагаемых вариантов проектных решений по установке компрессорной станции производилась с помощью метода оценки эффективности инвестиционных проектов, базирующегося на рекомендациях, разработанных ЮНИДО [9].

Для всех вариантов проектных решений дисконтированный денежный доход (NPV) определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{BP_i - TЗ_i}{(1+r)^t} - KB \quad (2)$$

где BP_i – выручка от поступления газа в i -ый период времени;

$TЗ_i$ – текущие затраты по эксплуатации компрессорной установки в i -ый период времени;
 KB – объем капитальных вложений;
 r – ставка дисконтирования;
 t – номер года;
 n – количество лет.

Полученные результаты расчетов чистого дисконтированного дохода по вариантам проектных решений представлены в таблице 7.

Как видно из таблицы 7, наибольшее значение чистого дисконтированного дохода наблюдается по второму, третьему и четвертому проектному решению. Так, по второму проектному решению чистый дисконтированный доход составил 1971.797 млн. руб., по третьему 2020.562 млн. руб., а по четвертому – 2062.726 млн. руб.

Показатели экономической эффективности вариантов проектных решений представлены в таблице 8.

Как показывают данные таблицы 8, все четыре варианта проектных решений являются выгодными для реализации с точки зрения эффективности.

Таким образом, среди центробежных компрессоров с электроприводом наиболее эффективным следует считать второй вариант, а среди центробежных компрессоров с газотурбинным двигателем – третий. При этом необходимо учесть, что суммы чистых дисконтированных доходов по второму, третьему и четвертому вариантам проектных решений отличаются незначительно. Учитывая невысокий уровень рискованности второго варианта проектного решения, его следует принять к реализации.

Таблица 7

Полученные результаты расчетов чистого дисконтированного дохода по вариантам проектных решений, связанных с установкой компрессоров

Год	Значение чистого дисконтированного дохода по вариантам проектных решений, млн. руб.			
	Вариант 1 Центробежный компрессор с электроприводом с единичной производительностью Q=150 м ³ /мин	Вариант 2 Центробежный компрессор с электроприводом с единичной производительностью Q=120 м ³ /мин	Вариант 3 Центробежный компрессор с газотурбинным двигателем с единичной производительностью Q=290 м ³ /мин	Вариант 4 Центробежный компрессор с газотурбинным двигателем с единичной производительностью Q=180 м ³ /мин
2018	-1 475.39	-1538.72	-1182.73	-1591.10
2019	422.24	429.30	452.28	461.23
2020	351.67	363.80	376.11	384.58
2021	243.63	256.41	264.40	271.81
2022	165.40	177.11	183.00	189.54
2023	112.17	120.95	132.45	130.73
2024	161.03	178.53	173.69	178.72
2025	138.37	144.80	139.10	143.51
2026	105.84	121.48	114.95	118.80
2027	90.33	105.5	98.06	101.44
2028	62.18	74.12	71.89	71.45
2029	60.18	72.77	65.75	68.33
2030	47.26	58.15	51.98	54.24
2031	36.62	45.85	40.62	42.59
2032	27.27	34.75	30.66	32.38
2033	15.04	19.20	19.03	18.98
2034	15.14	19.99	17.59	18.89
2035	10.95	14.72	13.02	14.16
2036	7.10	9.72	8.86	9.85
2037	4.02	5.62	5.5	6.38
Итого	591.771	714.084	1076.19	726.535

Таблица 8

Показатели экономической эффективности вариантов проектных решений

Показатель	Вариант 1 Центробежный компрессор с электроприводом с единичной производительностью Q=150 м ³ /мин	Вариант 2 Центробежный компрессор с электроприводом с единичной производительностью Q=120 м ³ /мин	Вариант 3 Центробежный компрессор с газотурбинным двигателем с единичной производительностью Q=290 м ³ /мин	Вариант 4 Центробежный компрессор с газотурбинным двигателем с единичной производительностью Q=180 м ³ /мин
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	591.77	714.084	1076.19	726.535
Внутренняя норма доходности, %	26.36	24.96	34.62	27.37
Дисконтированный срок окупаемости, лет	8	8	5	7
Простой срок окупаемости, лет	5	5	4	5

Литература

1. Книжников, А. Ю., Ильин, А. М. (2017). Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. *Москва: Всемирный фонд дикой природы (WWF)*. https://wwf.ru/upload/iblock/84a/png_2017_web.pdf.
2. Федеральный закон №219-ФЗ от 21.07.2014 г. «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды».
3. Курбанкулов, С.Р., Фахрутдинов, Р.З., Ибрагимов, Р.К. и др. (2016). Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа на нефтяных промыслах. *Вестник технологического университета*, 19(12), 55-59.
4. Артемкина, Л.Р. (2017). Проблемы инвестиционного планирования в нефтедобывающих компаниях. *Управленческие науки*, 7(4), 64-71.
5. Ашихмин, А.А. (2010). Оценка экономической эффективности инвестиций в проектной документации на разработку месторождений ТПИ: теория и практика. *Рациональное освоение недр*, 2, 17–21.
6. Меликов, Я.А. (2012). Инвестиционная оценка отсрочки процесса реализации проекта добычи нефти. *SOCAR Proceedings*, 4, 55–60.
7. МСО 233. Объекты инвестиционного имущества на стадии развития. http://smao.ru/files/dok_novosti/2013/perevod_mco.pdf.
8. Центр международного промышленного сотрудничества ЮНИДО в Российской Федерации. www.unido.ru.
9. Ванчухина, Л.И., Лейберт, Т.Б., Халикова, Э.А. (2016). Бизнес-планирование: от теории к практике: учебное пособие. *Уфа: Изд-во УГНТУ*.
10. Лейберт, Т. Б., Халикова, Э. А. (2013). Формирование финансовой модели бизнес-проекта с использованием инструментов проектного финансирования. *Аудит и финансовый анализ*, 6, 123-129.
11. Лейберт, Т.Б., Ванчухина, Л.И., Халикова, Э.А. (2016). Особенности калькуляционного учета себестоимости продукции в комплексных производствах. *SOCAR Proceedings*, 3, 66–71.

References

1. Knizhnikov, A.Yu., Ilyin, A.M. (2017). Problems and the prospects of use of associated petroleum gas in Russia. *Moscow: World Wildlife Fund (WWF)*. https://wwf.ru/upload/iblock/84a/png_2017_web.pdf.
2. Federal'nyj zakon №219-FZ ot 21.07.2014 g. «O vnesenii izmenenij v Federal'nyj zakon «Ob ohrane okruzhayushchej sredy».
3. Kurbankulov, S.R., Fahrutdinov, R.Z., Ibragimov, R.K. i dr. (2016). Problemy i perspektivy ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza na neftyanyh promyslah. *Vestnik tekhnologicheskogo universiteta*, 19(12), 55-59.
4. Artemkina, L.R. (2017). Problems of investment planning in upstream companies. *Management sciences in Russia*, 7(4), 64-71.
5. Ashihmin, A.A. (2010). Ocenka ekonomicheskoy effektivnosti investicij v proektnoj dokumentacii na razrabotku mestorozhdenij TPI: teoriya i praktika. *Racional'noe osvoenie neдр*, 2, 17 – 21.
6. Melikov, Y.A. (2012). Investment valuation postponement of the implementation process of oil production. *SOCAR Proceedings*, 4, 55–60.
7. IVS 233. Investment Property Under Construction. http://smao.ru/files/dok_novosti/2013/perevod_mco.pdf.
8. The United Nations Industrial Development Organization (UNIDO). www.unido.ru
9. Vanchukhina, L.I., Leibert, T.B., Khalikova, E.A. (2016). Business planning: from theory to practice: a textbook. *Ufa: Publishing house of USPTU*.
10. Leybert, T.B., Halikova, E.A. (2013). Formirovanie finansovoj modeli biznes-proekta s ispol'zovaniem instrumentov proektnogo finansirovaniya. *Audit i finansovyj analiz*, 6, 123-129.
11. Leybert, T.B., Vanchukhina, L.I., Khalikova, E.A. (2016). Peculiarities of the costing-based production costs in the integrated production. *SOCAR Proceedings*, 3, 66–71.

Экономическая оценка эффективности проектных решений по установке компрессорной станции для подготовки и транспортировки попутного нефтяного газа

Т.Б.Лейберт, Э.А.Халикова
Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

В статье рассмотрены методические подходы к оценке экономической эффективности проектных решений при установке компрессорной станции с учетом рисков составляющей, учитываемой на стадии разработки проектных решений. В основе рассматриваемых методических положений лежит методика определения чистых денежных потоков и методика их дисконтирования. Также подробно раскрыты методические положения определения операционных затрат по эксплуатации компрессорных установок по вариантам проектных решений и определения чистого дисконтированного дохода. На примере одного из крупнейших нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Российской Федерации представлены расчеты экономической эффективности четырех вариантов установки различных типов компрессоров с разным количеством оборудования и единичной мощностью. Также с технологической точки зрения обоснована необходимость снижения риска остановки оборудования, которая учитывалась в ставке дисконтирования. Выбор наиболее эффективного варианта проектных решений осуществлялся на основе критериев эффективности инвестиционных проектов, основанных на методике UNIDO.

Ключевые слова: эффективность; инвестиции; попутный нефтяной газ; компрессорная станция; проектные риски; чистый дисконтированный доход; технико-экономическое обоснование.

Səmt neft qazının hazırlanması və nəql edilməsi üçün kompressor stansiyasının quraşdırılması üzrə layihə həllərinin səmərəliliyinin iqtisadi qiymətləndirilməsi

T.B.Leybert, E.A.Xalikova
Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə layihə həllərinin hazırlanması mərhələsində nəzərə alınan risk komponentini nəzərə almaqla kompressor stansiyası quraşdırılarkən layihə həllərinin iqtisadi səmərəliliyinin qiymətləndirilməsinə dair metodiki yanaşmalara baxılmışdır. Baxılan metodiki müddəaların əsasında xalis pul axınlarının müəyyənəşdirilməsi metodikası və onların diskontlaşdırılması metodikası durur. Həmçinin layihə həllərinin və xalis diskontlaşdırma gəlirinin təyini variantları əsasında kompressor qurğularının istismarı üzrə əməliyyat xərclərinin müəyyənəşdirilməsinin metodiki müddəaları ətraflı şəkildə açıqlanmışdır. Rusiya Federasiyasının Xanti-Mansiysk muxtar mahalının ən böyük neftqaz yataqlarından birinin – Yuqranın təmsalında avadanlıq sayı müxtəlif olan vahid gücə malik müxtəlif növ kompressorların dörd quraşdırma variantının iqtisadi səmərəliliyinin hesablamaları verilmişdir. Həmçinin texnoloji baxımdan avadanlığın dayanma riskinin azaldılması ehtiyacı əsaslandırılmışdır ki, bu diskontlaşdırma dərəcəsi nəzərə alınmışdır. Layihə həllərinin daha səmərəli variantının seçilməsi UNIDO metodikasına əsaslanan investisiya layihələrinin səmərəlilik meyarları əsasında həyata keçirilmişdir.

Açar sözlər: səmərəlilik; investisiyalar; səmt neft qazı; kompressor stansiyası; layihə riskləri; xalis diskontlaşdırılmış gəlir; texniki-iqtisadi əsaslandırma