УДК 661.91 *DOI:10.46960/62045_2021_1_25*

О.Б. Тихомирова, А.Н. Тихомиров

ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАТРАТ ПРИ СЖИЖЕНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижний Новгород, Россия

Исследована возможность использования холодной энергии сжиженного природного газа (СПГ) для выработки электроэнергии на приемных терминалах с использованием открытых или закрытых циклов Ренкина. Проведен общий анализ различных термодинамических схем, способных вернуть часть энергии регазификации, в частности, детальный анализ прямого и комбинированного циклов Ренкина с целью определения возможного уровня энергии, которая может быть рекуперирована. Выявлено оптимальное значение давления газа на входе в турбину открытого контура. Рост мощности и теплового КПД комбинированного цикла возможен за счет повышения давления на входе в турбину закрытого контура и температуры на выходе из испарителя. Использование комбинированных циклов Ренкина дает возможность удовлетворения потребности в мощности для всех насосов СПГ, используемых на терминале, с получением дополнительно 1,5 МВт электрической мощности.

Ключевые слова: природный газ, энергоресурсы, регазификация, хранение, технология, сжижение, транспортировка газа, технологические инновации, тепловая энергия, эксэргия, рекуперация.

Природный газ рассматривается как относительно чистый энергетический ресурс. По сравнению с углем или нефтью он имеет более высокую теплоту сгорания и производит гораздо меньшее загрязнение окружающей среды при сжигании. Когда источник природного газа находится далеко от конечного потребителя (более 1 300 км по морю или более 5 000 км по земле), транспортировка природного газа в сжиженном виде становится дешевле, чем его транспортировка по трубопроводам. Для энергозависимых стран, импортирующих природный газ, отказ от трубопроводных поставок дает возможность увеличить многовариантность, варьировать экспортерами, что обеспечивает безопасность и мобильность в подаче газа. Не менее важным фактором являются и более высокие качественные показатели СПГ: более узкий и стабильный диапазон химических компонентов, а также возможность получения требуемых постоянных энергетических показателей, характеризуемых числом Воббе.

СПГ получают путем охлаждения природного газа до температур около –162°С при атмосферном давлении. Сжижение природного газа − процесс с высоким энергопотреблением, и, по оценкам, при производстве СПГ, с учетом давления процесса 55 бар, работа сжатия составляет 800…860 кДж/кг (с учетом эффективности процесса сжатия 0,8…0,85). Если учесть реальные конфигурации заводов по сжижению газа, потребление энергии будет заметно выше. В работе [1] считают, что затраты энергии соответствуют примерно 3 МДж/кг. Герасимов и др. в [2] рассматривают установку, в которой количество потребляемой энергии составляет около 2,5…2,8 МДж/кг. В работе [3] рассмотрен цикл охлаждения с трехкомпонентной смесью хладагентов, и определен уровень 1,9 МДж/кг как возможный минимум необходимой энергии. В целом можно принять уровень 2 900 кДж/кг как реалистичное значение энергии, потребляемой в процессе, и это в основном электрическая энергия. Большая часть этой энергии, около 2 000 кДж/кг, рассеивается в виде тепла, а оставшаяся часть, оцениваемая величиной порядка 830 кДж/кг, называется «холодной» и хранится в СПГ.

На приемном терминале на берегу СПГ необходимо испарить, прежде чем подавать в газораспределительную систему. Обычно для регазификации СПГ используется тепло мор-

ской воды. Вода, выходящая из регазификаторов, обычно на 5…7 °С холоднее окружающего водоема, и ее необходимо смешать с большим объемом, чтобы сохранить изменения температуры акватории в пределах 3 °С. Не учитывая пока экологические аспекты такого обращения с экосистемой (чтобы предотвратить биообрастание добавляют обычно значительное количество хлора), тема рекуперации холодной энергии СПГ для производства электроэнергии, рассматривается в литературе с конца 1990-х гг. [4,5]. Несомненно, японский опыт в отношении данных объектов является одним из самых важных в мире. Учитывая типичную годовую пропускную способность различных терминалов по приему СПГ (обычно оцениваемую в несколько млн тонн в год), энергия холода, которая может быть доступна, не должна игнорироваться. Для использования холодной энергии СПГ предлагается несколько термодинамических схем, применяющих обычные и нетрадиционные циклы преобразования и различные источники тепла: обычно в качестве подводимой энергии используется тепло морской воды, но часто и высокотемпературный источник тепла (в диапазоне 60…1300 °С) [6]. В связи с этим, непросто провести четкое сравнение различных доступных вариантов выработки энергии.

Объектом данного анализа являются циклы прямого расширения, который напрямую использует СПГ в качестве рабочей жидкости, комбинированный цикл Ренкина (ORC) с промежуточной средой (обычно низкокипящий углеводород, например, пропан) или более сложные каскадные конфигурации цикла Ренкина для выработки энергии в турбине. Среди других вариантов можно назвать цикл Брайтона с циклом идеального газа и альтернативные термодинамические системы, подобные основанным на цикле Стирлинга [7].

Опираясь на разные источники, можно сказать, что для испарения СПГ морской водой потребляемая мощность для привода циркуляционных насосов составляет приблизительно 0,008 кВт·ч/кг СПГ, а для нагрева водяной бани (в качестве промежуточного носителя между океаном и теплообменником) примерно 0,2 кВт·ч/кг. За счет использования криогенной энергии СПГ можно покрыть часть затрат, связанных с регазификацией [8].

Схема прямого цикла расширения (открытый цикл Ренкина) для генерации электроэнергии на приемном терминале СПГ показана на рис. 1. Давление СПГ с помощью дополнительных насосов повышается до более высокого значения, чем требуется в линии потребителя. После того, как СПГ высокого давления испаряется, он проходит через турбину для выработки электроэнергии, и его давление снижается вновь до уровня линии потребителя. Однако температура расширившегося в турбине природного газа падает. Следовательно, природный газ направляется во второй теплообменник (испаритель 2) и лишь затем направляется в линию потребителя.

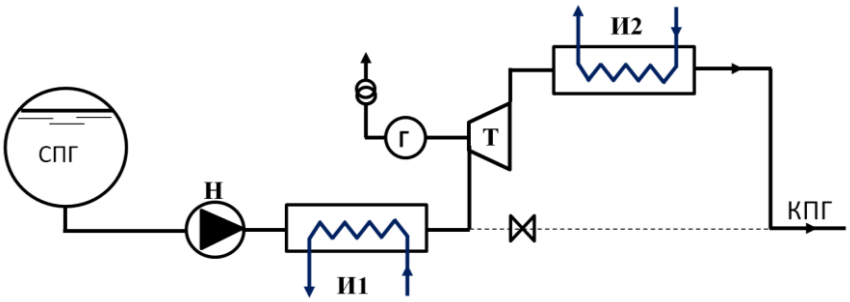

Рис. 1. Схема *прямого* цикла расширения:
Н *– насос;* ***Т*** *– турбина;* ***Г*** *– генератор;* ***И1, И2*** *– испарители*

СПГ при низкой температуре и морскую воду при более высокой температуре можно рассматривать как теплоприемник и источник тепла соответственно. Следовательно, замкнутый цикл Ренкина, работающий между двумя источниками энергии, может быть разработан для выработки электроэнергии. Такой комбинированный цикл показан на рис. 2.

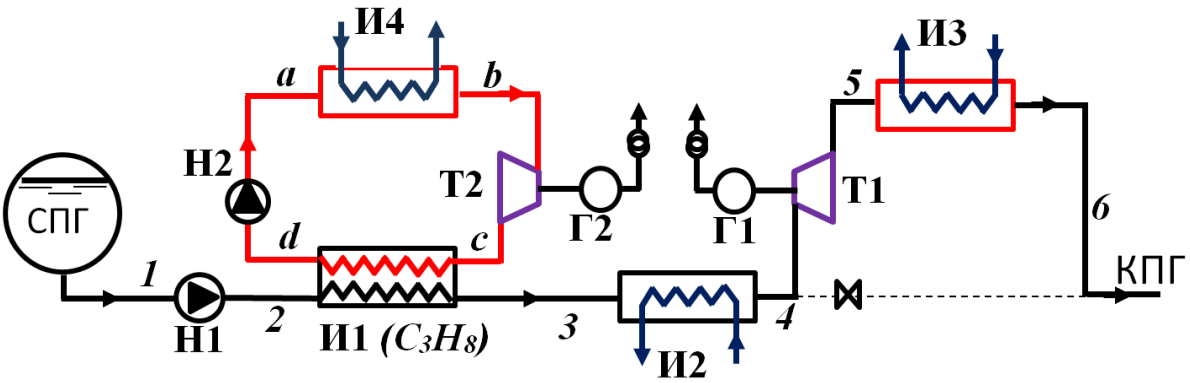

Рис. 2. Схема *комбинированного* энергетического цикла:
И1 *– испаритель с пропаном;* ***И2*** *– испаритель воздушный;* ***И3, И4*** *– испарители с морской водой*
Н1 *– насосы СПГ;* ***Н2*** *– насос пропана;* ***Т1****– турбина, приводимая в действие СПГ;*
Т2 *– турбина, приводимая в действие пропаном;*
Г1, Г2 *– генераторы от турбин Т1 и Т2 соответственно*

При осуществлении комбинированного цикла давление СПГ с помощью дополнительного жидкостного насоса также повышается до более высокого значения, чем это требуется в линии потребителя. Рабочим телом в открытом цикле является природный газ (метан). После того, как СПГ испаряется, электроэнергия вырабатывается газом, протекающим через турбину 1, давление падает до давления в линии потребителя природного газа, тем самым завершая открытый цикл Ренкина. Испаритель 1 в линии СПГ действует здесь, в замкнутом цикле, как конденсатор для пропана, выступающего рабочим телом в закрытом цикле. Он максимально подходит в качестве теплоносителя для выработки электроэнергии на турбине 2 при низких температурах. Иногда могут возникнуть проблемы, связанные с безопасностью, поскольку его пары тяжелее воздуха и возможен контакт с источником воспламенения. Тогда, как вариант, можно использовать фреон. На рис. 3 показана соответствующая диаграмма *p – h*. В верхнем левом углу показан открытый цикл Ренкина (точки 1-5), а в правом нижнем углу – замкнутый цикл Ренкина (точки a – d). Если не учитывать КПД электрических преобразований и мощность вспомогательных устройств, полезная работа должна быть получена по формулам:

$$W = (W_{T1} - W_{н1}) + (W_{T2} - W_{н2})$$
$$W = m_{пропан}\,[(h_b - h_c) - (h_a - h_d)] + m_{СПГ}\,[(h_4 - h_5) - (h_2 - h_1)]$$

Общее внешнее тепло, поступающее в систему *Qt*, и термический КПД η соответственно определяются выражениями:

$$Qt = Q_{и1} + Q_{и2} + Q_{и3}$$
$$Qt = m_{СПГ}\,[(h_4 - h_3) + (h_6 - h_5)] + m_{пропан}\,(h_b - h_a)$$
$$\eta = W/Qt\,,$$

где и – испарители; *h* − энтальпия, кДж/кг; *m* – расход газа, кг/с; *p* – давление, Мпа; *Q* – тепло, подведенное на испарение, кДж; *T* – температура, К; *P* – полезная мощность, кВт; η – коэффициент полезного действия; 1, 2,…6 – термодинамические состояния открытого цикла Ренкина; a, b, c, d – термодинамические состояния закрытого цикла Ренкина.

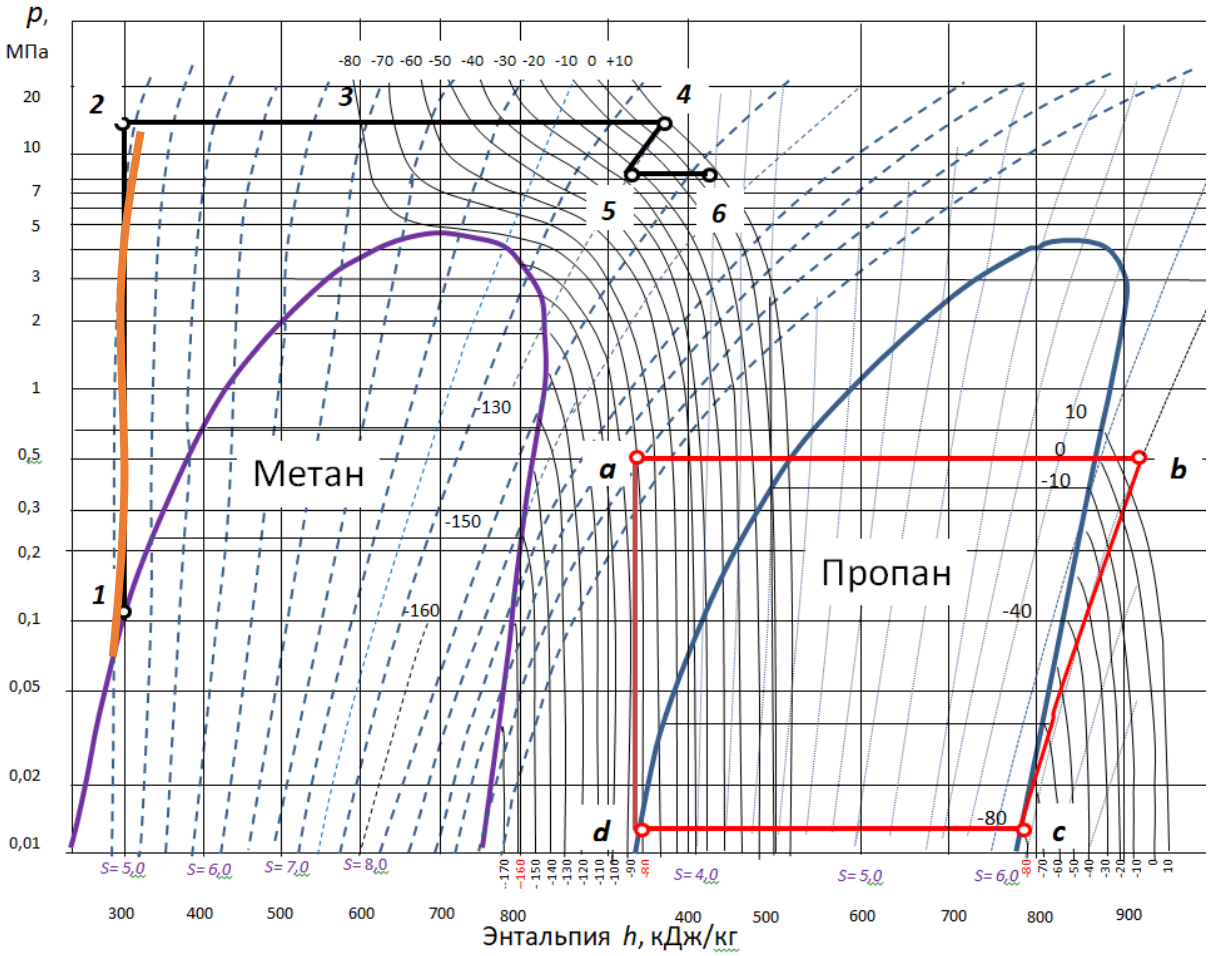

Рис. 3. *p-h* диаграмма комбинированного цикла Ренкина

Рассмотрим пример, в котором массовый расход СПГ составляет 80 кг/с, СПГ в резервуаре имеет давление 1,05 бар и температуру 112 К, а давление подачи и температура природного газа в трубопроводе к потребителю составляют 80 бар и 280 К соответственно. Температура морской воды принимается +7 ^{0}С. В общей сложности, от 90 до 98 % СПГ на заводе составляет метан, остальная часть состоит из этана, пропана, бутана и пентана. После очистки все тяжелые углеводороды удаляются, и газ представляет бинарную смесь, состоящую только из метана и этана. Чтобы упростить расчеты, были использованы термодинамические свойства чистого метана вместо свойств СПГ. Общая холодная тепловая эксергия увеличивается с увеличением концентрации метана. В предположении, что СПГ представляет собой чистый метан, эксергия холода увеличивается на 6 %. Эта величина может дать представление об ошибках, возникающих, при рассмотрении СПГ как чистого метана. Если принять температуру на выходе из испарителя 280 К, а подведенное тепло для выработки энергии брать от морской воды, то для открытого цикла, в зависимости от давления на входе в турбину, энергия будет изменяться согласно графику, представленному на рис. 4.

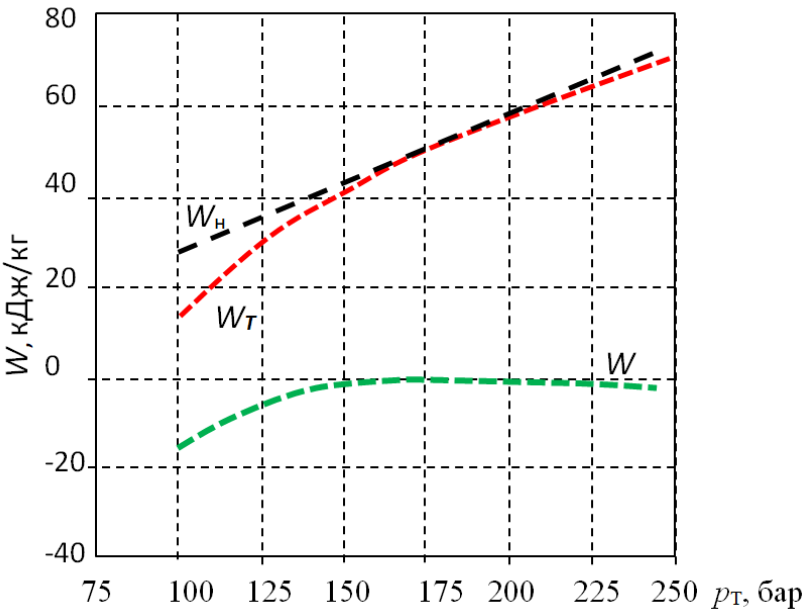

Рис. 4. Влияние давления на входе турбины в открытом цикле Ренкина на распределение энергетических показателей элементов системы:
W_T – работа турбины; $W_н$ – энергия, затрачиваемая на приводы насосов для прокачивания СПГ; W – полезная работа

Из графика видно, что полезная работа цикла сначала увеличивается, а затем стабилизируется в диапазоне от 150 до 200 бар и начинает уменьшаться. Следовательно, оптимальное давление на входе в турбину для открытого цикла можно принять в 200 бар. В комбинированном цикле Ренкина анализ проводился при различных температурах источника низкопотенциального тепла T_b и конденсации T_d, а также разных давлениях на входе турбин 1 и 2 (p_b и p_6). Влияние давления p_4 на входе турбины 1 на выработку электроэнергии и на термический КПД для комбинированного цикла показано на рис. 5. По мере того, как давление на входе турбины 1 увеличивается до 150 бар, вырабатываемая мощность и тепловой КПД также увеличиваются и достигают своих пиковых значений. В соответствии с этим, оптимальное давление p_6 на входе турбины 2 теперь составляет 150 бар (для открытого цикла было 200 бар). Это изменение можно объяснить следующим образом: при увеличении давления на входе турбины *1* со 150 до 200 бар, мощность, которую она генерирует, немного увеличивается, тогда как мощность, генерируемая в турбине *2*, уменьшается из-за уменьшения массового расхода пропана. Следовательно, общая генерируемая мощность уменьшается. Снижение массового расхода пропана по мере увеличения давления p_4 на входе турбины *1* со 150 до 200 бар связано с уменьшением примерно на 13 кДж/кг количества тепла, передаваемого от конденсатора в замкнутом цикле к испарителю *1*. Одним из основных принципов, лежащих в основе повышения термического КПД, является увеличение средней температуры, при которой тепло передается рабочему телу, или уменьшение средней температуры, при которой тепло отводится от рабочего тела в конденсаторе. Таким образом, термический КПД может быть улучшен за счет снижения температуры конденсатора и повышения температуры на выходе испарителя и давления на входе в турбину. Влияние увеличения давления на входе турбины *2* на характеристики энергетического цикла показано на рис. 6. Согласно графику, выработка электроэнергии и термический КПД увеличиваются с увеличением давления на входе турбины *2*.

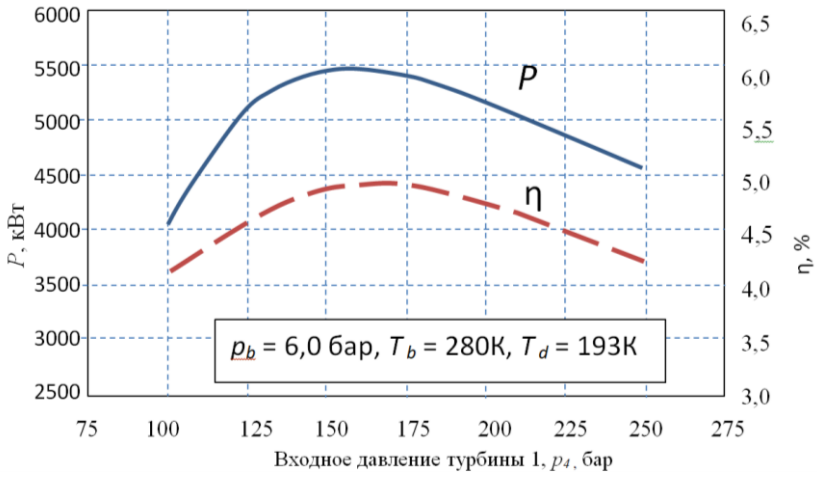

Рис. 5. Влияние давления p_4 на входе турбины *1* на выработку электроэнергии и на термический КПД для комбинированного цикла

На рис. 7 показано влияние различных температур конденсации на выработку электроэнергии и термический КПД. Видно, что выработка электроэнергии и термический КПД увеличиваются с понижением температуры конденсации. Давление на выходе турбины *2* снижается по мере снижения температуры конденсации, что напрямую приводит к увеличению выработки электроэнергии в цикле и термического КПД. Влияние температуры на выходе из испарителя на выработку электроэнергии и термический КПД комбинированного цикла показано на рис. 8. Как и ожидалось, увеличение температуры на выходе из испарителя в замкнутом цикле приводит к увеличению выработки электроэнергии и теплового КПД комбинированного энергетического цикла. Средняя температура, при которой тепло передается пару, может быть увеличена без увеличения давления на входе турбины *2* за счет перегрева пара до высоких температур. Перегрев пара до более высоких температур имеет еще один очень желательный эффект в том смысле, что он повышает качество пара на выходе из турбины. Если рядом с приемным терминалом СПГ имеется низко потенциальный источник тепла, его можно использовать в закрытом испарителе Ренкина.

На выработку электроэнергии и термический КПД изменения температуры конденсатора оказывают большее влияние, чем изменения температуры испарителя. Эту тенденцию можно увидеть на рис. 7 и 8. Когда параметры комбинированного цикла применяются в терминале, количество тепла, отбираемое из морской воды, и количество связанной с этим воды увеличивается на 48 % по сравнению с ситуацией, когда выработка электроэнергии не применяется. Таким образом, потребляемая мощность насосов забортной воды увеличится с 1,9 до 3,8 МВт. Если мощность дополнительных насосов забортной воды вычесть, то мощность, генерируемая открытым и комбинированным циклом, составит 1,8 и 3,5 МВт соответственно. Если предположить, что 2 МВт энергии в общей сложности потребляется насосами СПГ, 90 % этой энергии может быть получено при применении только открытого цикла Ренкина. Напротив, применение комбинированного цикла позволит обеспечить подачу необходимой энергии для насосов полностью, и при этом будет вырабатываться дополнительные 1,5 МВт электроэнергии.

Таким образом, исходя из предположения, что установка работает 310 дней в году, на рис. 9 показана предполагаемая годовая выработка энергии с учетом необходимой энергии для привода дополнительных насосов забортной воды. При использовании только открытого цикла Ренкина 12,5 ГВт·ч/год энергии можно сэкономить, тогда как применением комбинированного цикла будут не только покрыты все расходы, но можно дополнительно получать около 22 ГВт·ч электроэнергии в год.

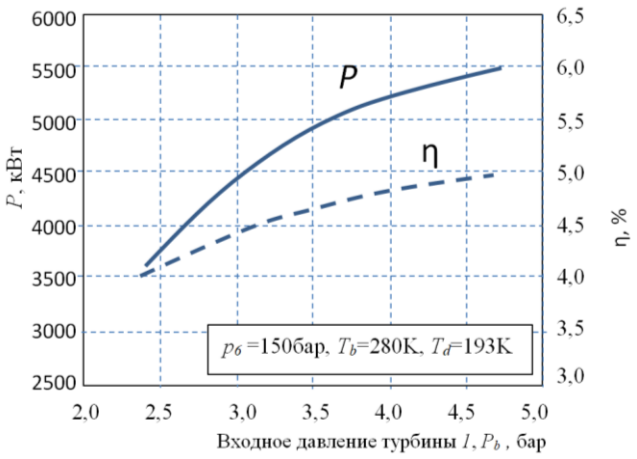

Рис. 6. Влияние увеличения давления на входе турбины на характеристики комбинированного цикла Ренкина

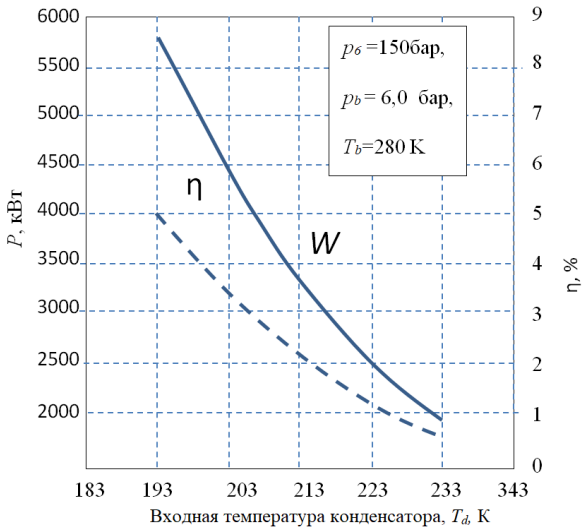

Рис. 7. Влияние выходной температуры конденсации на характеристики комбинированного цикла Ренкина

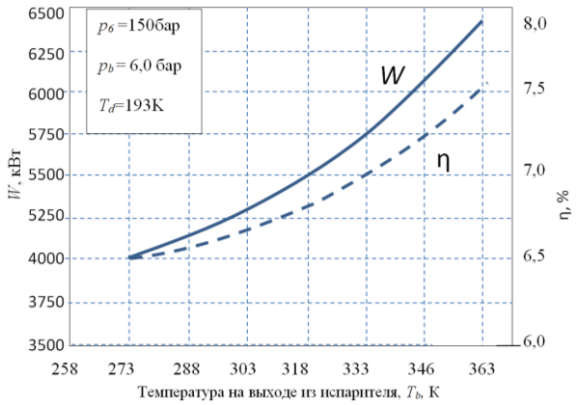

Рис. 8. Влияние температуры на выходе из испарителя на характеристики комбинированного цикла Ренкина

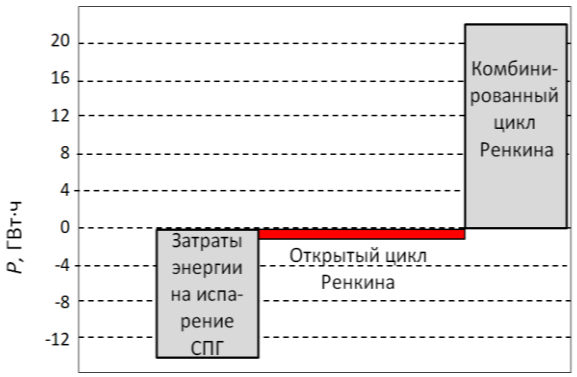

Рис. 9. Предполагаемая годовая выработка электроэнергии

Выводы

1. Существует оптимальное значение давления газа на входе в турбину открытого контура. Это значение составляет 200 бар для открытого цикла и 150 бар для комбинированного цикла. Повышение давления на входе в турбину закрытого контура и температуры на выходе из испарителя, вместе со снижением температуры на выходе из конденсатора, позволяют увеличить мощность и тепловой КПД комбинированного цикла. Производительность цикла более чувствительна к температуре конденсатора, чем к температуре испарителя.

2. 90% энергии, необходимой для насосов СПГ на терминале, можно обеспечить, используя только открытый цикл Ренкина. Следовательно, может быть достигнуто снижение потребной электрической мощности на 1,8 МВт.

3. Используя комбинированные циклы Ренкина, можно удовлетворить потребности в мощности для всех насосов СПГ, используемых на терминале, получая дополнительно 1,5 МВт электрической мощности.

Библиографический список

1. Qiang W. Yanzhong L. and Jiang W. 2004 Analysis of power cycle based on cold energy of liquefied natural gas and low-grade heat source, App. Thermal Engineering 24 539-548.
2. Gerasimov V.E. Kuz'menko I.F. Peredel'skii V.A. and Darbinyan R.V. 2004 Introduction of technologies and equipment for production, storage, transportation, and use of LNG, Chemical and petroleum engineering 40 31-35.
3. Medici MH. 1974 Natural Gas Industry, Newnes-Butterworth UK
4. Liu H. and You L. 1999. Characteristics and applications of the cold heat exergy of liquefied natural gas, Energy Conversion & Management 40 1515-25.
5. Kim T.S. and Ro S.T. 2000 Power augmentation of combined cycle power plants using cold energy of liquefied natural gas, Energy 25 841–56.
6. Choi I.H. Lee S. Seo Y. and Chang D. 2013 Analysis and optimization of cascade Rankine cycle for liquefied natural gas cold energy recovery, Energy 61 179-95.
7. Dong H. Zhao L. Zhang S. Wang A. and Cai J. 2013 Using cryogenic exergy of liquefied natural gas for electricity production with the Stirling cycle, Energy 63 10-18.
8. K. Kaneko, K. Ohtani, Y. Tsujikawa and S. Fujii: Appl. Energy, 2004,79, 355–369.
9. Агафонов А. Вербицкий С. Гуменюк А. Чеснокова И., Крыловский ГНЦ, Санкт-Петербург Оборудование регазификационных терминалов СПГ Offshore [Russia]| август 2016.
10. Fundamentals of Natural Gas Processing MECHANICAL ENGINEERING A Series of Textbooks and Reference Books Founding Editor L. L. Faulkner Columbus Division, Battelle Memorial Institute and Department of Mechanical Engineering. The Ohio State University Columbus, Ohio © 2006 by Taylor and Francis Group, LLC.
11. O.B. Tikhomirova, A.N. Tikhomirov, Crude Oil. Chemical and Physical Properties. Nizhny Novgorod, 2020.