

УДК 536.2:661.9

Оценка сравнительной эффективности вариантов регазификации СПГ с использованием тепла морской воды

Авторы: Гоцуляк М.А., Бондаренко Н.С., Национальный университет кораблестроения имени адмирала Макарова

Процесс регазификации сжиженного природного газа (СПГ) является наиболее энергозатратным в связи с нагревом газа, его испарением и перегревом до заданной температуры. Для регазификации и нагрева 1 кг СПГ при 1,5 МПа от температуры минус 163°C до 0°C требуется 880 кДж тепловой энергии. Необходимое количество тепла можно получить, например, при сгорании 15 г природного газа ($Q_n^p = 46$ МДж), что составляет 1,5...2 % общего количества регазифицированного газа, как следствие – изменение стоимости магистрального природного газа. Среди существующих LNG–терминалов в качестве источника тепла используются природные или вторичные энергетические ресурсы [1-5], которые отличаются своей дешевизной, доступностью, простотой оборудования. Каждый из этих проектов проработан индивидуально с учетом нагрузки, условий эксплуатации, климатических особенностей района размещения комплекса регазификации (КР). В публикациях отсутствуют рекомендации относительно рациональной комплектации систем регазификации для определенных климатических условий. Авторами [6] был проведен анализ эффективности процесса регазификации с использованием тепла морской воды в климатических условиях северного Причерноморья.

Комплекс регазификации потребляет не только тепловую энергию, но и электроэнергию для привода насосов, освещения и др. Для покрытия собственных нужд требуется достаточно высокое количество электроэнергии, которое необходимо закупать или производить самостоятельно. Целесообразность производства собственной электроэнергии повышается, что обусловлено существенным ростом стоимости электроэнергии, предлагаемой на рынке.

Актуальным является вопрос рентабельности производства собственной электроэнергии в процессе регазификации с использованием тепла морской воды в климатических условиях северного Причерноморья.

В качестве КР рассмотрено LNG–терминал годовой производительностью 5 млрд. м³ с отпуском природного газа в магистральный трубопровод при температуре не ниже 273 К и давлении 1,43 МПа. На рисунке представлены три варианта принципиальных схем регазификации СПГ с использованием тепла морской воды: а) без генерации электроэнергии;

б) с генерацией электроэнергии для покрытия собственных нужд; в) с генерацией электроэнергии в результате работы всего объема регазифицируемого газа.

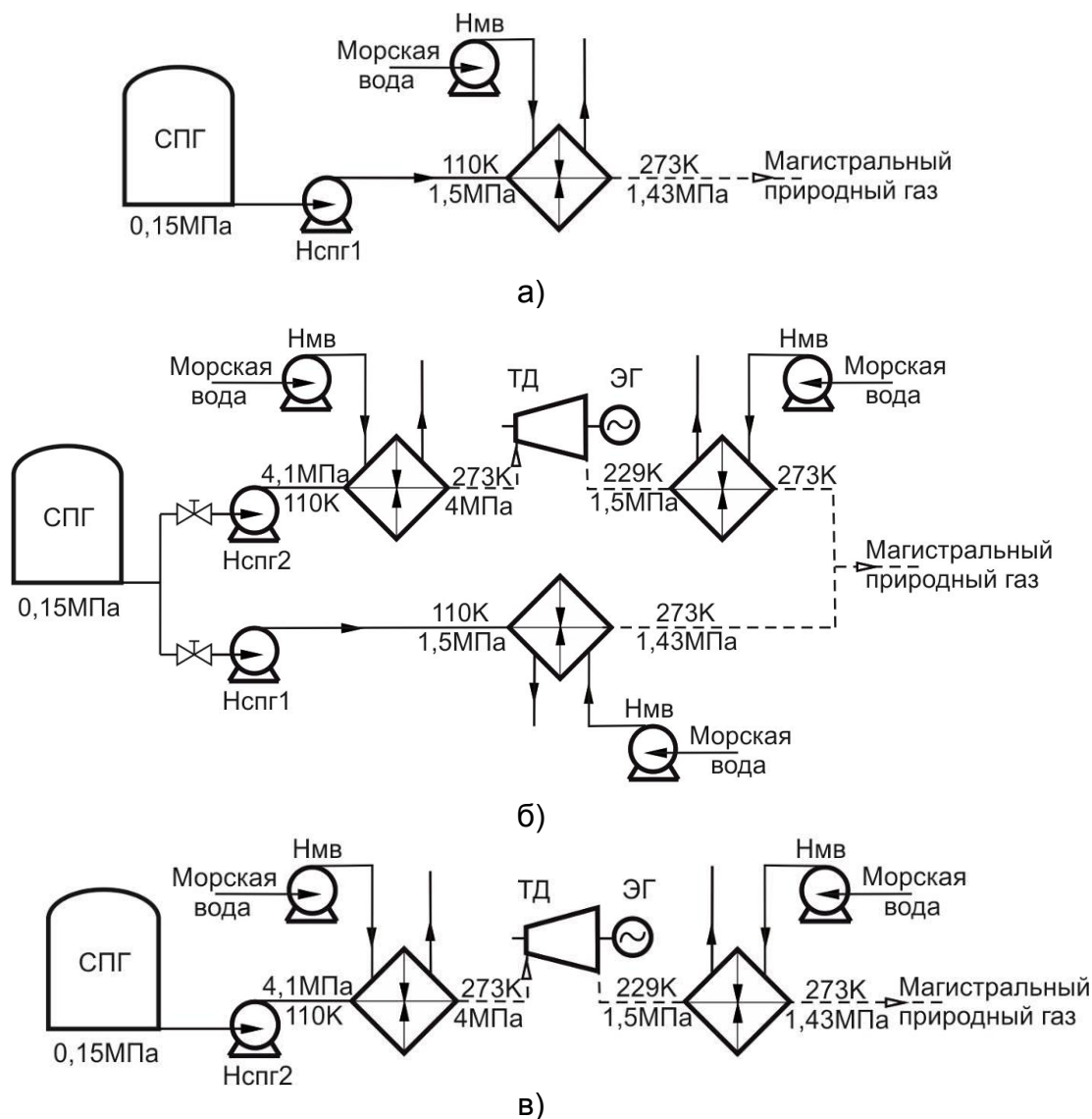


Рисунок. Принципиальные схемы вариантов регазификации СПГ с выработкой и без выработки электроэнергии

Оценка сравнительной эффективности предложенных вариантов, выполнена с учетом влияния энергозатрат на стоимость равномерно отпускаемого природного газа за год. Алгоритм расчета вариантов регазификации СПГ состоит из следующих блоков математической модели:

– определение конструктивных и массогабаритных показателей теплообменного оборудования (испарителей, перегревателей) с учетом ежемесячных изменений температуры морской воды на протяжении года (Одесской области) при заданных параметрах (давлении, температуры) магистрального природного газа [7-9];

- определение количества электроэнергии генерируемого турбодетандерной установкой (ТДУ) при двухступенчатом расширении природного газа от 4 МПа до 1,5 МПа;
- выбор насосного оборудования для подачи СПГ и морской воды, расчет затрат электроэнергии на приводы насосов;
- определение капитальных затрат на оборудование в денежном эквиваленте и затрат на электроэнергию с учетом ее потребления и производства собственной.

В таблице представлены результаты оценки сравнительной эффективности вариантов регазификации СПГ с использованием тепла морской воды.

Таблица. Оценка сравнительной эффективности вариантов регазификации СПГ

	Варианты КР		
	А	Б	В
Капитальные затраты на энергетическое оборудование КР, \$	720 300	2 320 000	4 542 000
Количество потребляемой электроэнергии, кВтч	3 560	5 280	5 340
Количество генерируемой электроэнергии, кВтч	–	5 360	10 500
Тариф на покупку электроэнергии*, \$/кВтч	0,09		
Тариф на продажу произведенной электроэнергии**, \$/кВтч	0,03		
Стоимости природного газа при отпуске, %	100,0	49,8	40,3

*по данным ПАО «Николаевоблэнерго» на ноябрь 2014

**по данным НКРЭ «Николаевской ТЭЦ» на 2013

Выводы. При сравнении предложенных вариантов регазификации СПГ с использованием тепла морской воды в качестве базового варианта выбрана принципиальная схема без генерации электроэнергии, отличающаяся своей простотой и малыми капитальными затратами. В результате оценки сравнительной эффективности вариант с генерацией электроэнергии при работе всего объема природного газа позволяет получать ежегодную стоимость отпускаемого газа в 2,5 раза дешевле от базового варианта при увеличении затрат на энергетическое оборудование в 6 раз. В представленных принципиальных схемах не учтен выпар СПГ, который также несет энергетическую ценность, что следует учесть при дальнейшей более глубокой сравнительной оценки.

Литература: 1. Evolution of an LNG Terminal: Senboku Terminal of Osaka Gas [Электронный ресурс]/ http://members.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add1_1362.pdf. 2. Integration of a new CCGT plant and an existing LNG terminal at Barcelona port [Электронный ресурс]/ http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/inhold/LNG%20Conferences/2005/SDS_TIF/050165.pdf. 3. АЭС Gravelines станет источником тепла для терминала регазификации СПГ [Электронный ресурс]/ <http://www.atominfo.ru/newsc/l0672.htm>. 4. LNG IMPORT TERMINAL PROFILE: Bahia de Bizkaia Gas, Bilbao, Spain [Электронный ресурс]/ <http://www.member.zeusintel.com/ZLNGRweb-site:conference.nuos.edu.ua> | email: conference@nuos.edu.ua; tel (+380512) 709444; 709105]

show_image.aspx?id=1070. 5. Maintenance and Operation of Dahej LNG Terminal [Електронний ресурс] http://petrofed.winwinhosting.net/upload/19-21_Oct_11/Session%20III_RSingh.pdf 6. Чеплюха М.О. Визначення параметрів теплообмінних апаратів системи регазифікації LNG–терміналу продуктивністю 5 млрд. м³ на рік [Текст] / Чеплюха М.О., Бондаренко М.С., Мінчев Д.С., Нагірний А.В. – Одеса: Холодильна техніка та технологія, 2014. 7. Справочник по теплообменникам: В 2-х т. Т 2 [Текст]/ Пер. с англ. под ред. О.Г. Мартыненко и др. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 352 с. 8. Мошенцев Ю.Л. Теплообменные аппараты ДВС: Учебное пособие [Текст]/ Ю.Л. Мошенцев. – Николаев: НУК, 2006. – 330с. 9. Кейс В.М. Компактные теплообменники [Текст]/ В.М. Кейс, А.Л. Лондон, пер. с англ. под ред. Ю.В. Петровского. – М., Энергия, 1967. – 224 с. 9. Загорученко В.А. Теплофизические свойства газообразного и жидкого метана [Текст]/ В.А. Загорученко, А.М. Журавлев. – М.: Издательство комитета стандартов, мер и измерительных приборов, 1969. – 236 с.