

УДК 622.691.4.054

doi: 10.18698/0536-1044-2023-1-63-75

Технико-технологические решения проектов сжижения метана угольных пластов

А.И. Гайворонский, М.В. Горбунов

АО «Газпром промгаз»

Technical and Technological Solutions for the Coal Bed Methane Liquefaction Projects

A.I. Gaivoronsky, M.V. Gorbunov

Gazprom Promgaz JSC

Проведены технологические и стоимостные исследования, направленные на обоснование выбора технико-технологических решений проектов сжижения метана угольных пластов на примере Нарыкско-Осташкинского и Талдинского метаноугольных месторождений Кузбасса. Обоснована требуемая производительность завода по сжижению метана угольных пластов с учетом этапности ввода мощностей. Приведены результаты технологического расчета предпочтительных циклов сжижения метана угольных пластов, а также оценки стоимости основного технологического оборудования сравниваемых вариантов. Сделан вывод о необходимости адаптации исходного проекта разработки месторождения под график ввода мощностей по сжижению метана угольных пластов и о предпочтительности использования SMR-цикла.

Ключевые слова: метан угольных пластов, технологии сжижения, монетизация запасов газа, технологическое оборудование, капитальные затраты, удельные энергопоказатели

The paper presents technological and cost studies aimed at substantiating selection of technical and technological solutions in the coal bed methane liquefaction projects on the example of Naryksko-Ostashkinskoye and Taldinskoye methane-coal deposits in Kuzbass. Required capacity of the coal bed methane liquefaction plant is substantiated taking into account phasing of the capacity commissioning. Results of technological calculation of the preferred cycles of the coal bed methane liquefaction, as well as estimate of the cost of the main technological equipment of the compared options, are presented. It is concluded that it is necessary to adapt the initial deposit development project to the schedule for commissioning capacities of the coal bed methane liquefaction, and that using the SMR cycle is preferable.

Keywords: coal bed methane, liquefaction technologies, gas reserves monetization, technological equipment, capital expenses, specific energy indicators

Метан угольных пластов (МУП) является ценным источником энергии с теплотой сгорания до 38 МДж/м³. Оценки мировых запасов МУП варьируются от 99 до 212 трлн м³ [1], хотя они не все технически извлекаемы. По разным оценкам, подземные угольные шахты по всему миру ежегодно высвобождают 29...41 млрд м³

метана, из которых менее 2,3 млрд м³ используются в качестве топлива.

Оставшийся метан выбрасывается в атмосферу, что представляет собой потерю ценного энергетического ресурса. Кроме того, выбросы метана, связанные с углем, наносят большой вред внешней среде, так как он является мощ-

ным парниковым газом с потенциалом глобального потепления, равным 72 за 20-летний период (для диоксида углерода он равен единице). В связи с этим применение и утилизация этих газов имеют важное значение не только для получения энергии, но и для безопасности защиты внешней среды [2–4].

Впервые МУП стали добывать в США в конце 1980-х годов, что доказало экономическую целесообразность таких проектов. Сейчас на добычу МУП приходится около 10 % добычи газа в США. МУП также добывают в Австралии, Канаде и Китае.

Прогнозные ресурсы угольных бассейнов России составляют около 84 трлн м³ [5], среди них Кузбасс занимает особое место. Общие запасы Кузбасса по угольному метану ориентировочно равны 13 трлн м³ газа, а его промышленная добыча может достигать 3,5...4,0 млрд м³ газа ежегодно [6]. В первую очередь это добыча метана из угольных пластов Южно-Кузбасской группы угольных месторождений, лицензия на которые принадлежит ООО «Газпром добыча Кузнецк». В настоящее время эта компания ведет геологоразведочные работы на одном из Нарыкско-Осташкинских метаноугольных месторождений.

В 2005 г. на Талдинском угольном разрезе, эксплуатируемом с 1986 г., был создан научный полигон по отработке технологии добычи МУП. В 2010 г. ПАО «Газпром» впервые в России запустило промысел по его добыче на Талдинском месторождении в Кемеровской области.

Монетизация МУП Кемеровской области предполагает его сжижение с последующим использованием сжиженного газа для заправки

карьерной техники и нужд жилищно-коммунального хозяйства.

Цель работы — представить научно-методический подход к обоснованию выбора наиболее рациональной технологии сжижения МУП, основанный на комплексном термодинамическом и экономическом исследованиях.

Потенциальные объемы получения сжиженного МУП существенно превышают потребности регионального транспорта в газомоторном топливе, и их можно задействовать для газификации региона. Развитой системы газопроводов на Кузбассе нет, и стоимость ее создания будет неоправданно высокой. Поэтому в нынешних условиях газификация региона наиболее рациональна только через сжижение МУП, что позволит также улучшить экологическую обстановку. Кроме того, поставки части сжиженного МУП на экспорт могут существенно улучшить экономику инвестиций, что подтвердили проекты автономной газификации на основе сжиженного природного газа (СПГ) [7].

В конце июня 2017 г. региональная компания ООО «Сибирь-Энерго» ввела в эксплуатацию первую линию завода по сжижению МУП в д. Митино Новокузнецкого района Кемеровской области. Мощность первой линии завода по сжижению МУП составила 1,5 т/ч (17,8 млн м³/год), чего достаточно для обеспечения газомоторным топливом примерно 160 тяжелых грузовиков или 41 карьерных самосвалов БелАЗ грузоподъемностью 90 т. Получаемое газомоторное топливо использует автопарк Сибирской угольной энергетической компании, что позволяет сэкономить на дизельном топливе не менее 80 млн руб/год.

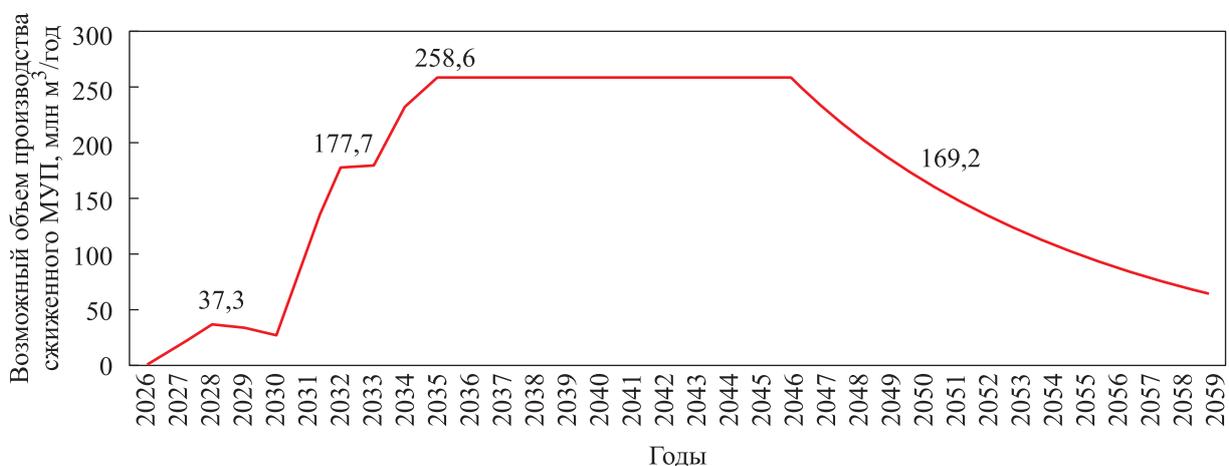


Рис. 1. Динамика планируемого объема добычи и сжижения МУП Нарыкско-Осташкинского и Талдинского метаноугольных месторождений Кузбасса

Таким образом, можно констатировать, что процесс монетизации запасов газа в Российской Федерации находится в самом его начале, и единичные проекты (существующие и планируемые к реализации) не меняют общей картины. Исследуем основные вопросы, влияющие на становление нового для нашей страны вида бизнеса, связанного с монетизацией запасов МУП.

В качестве примера рассмотрим Нарыкско-Осташкинское и Талдинское метаноугольные месторождения Кузбасса. Возможный общий дебит этих месторождений приведен на рис. 1 и учитывает данные работ [8, 9]. Там же обозначены значения в пересчете на сжиженный МУП.

Как видно из рис. 1, планируемый профиль добычи МУП состоит из трех участков: нарастающей (2026–2035 гг.), постоянной (2035–2046 гг.) и падающей добычи (2046–2059 гг.). Очевидно, что в самом начале проекта необходимо предусмотреть этапность ввода мощностей как по добыче МУП, так и по объемам его сжижения.

Исследуем вопросы организации сжижения МУП без рассмотрения технологических аспектов его добычи.

При планировании этапности ввода мощностей сжижения МУП необходимо исходить из того, что каждая линия сжижения газа (далее ЛС) имеет минимальную пороговую производительность, ниже которой он не будет сжигаться. Как правило, этот порог составляет около 40 %, но известны случаи и меньших значений.

В каждом случае минимальная производительность ЛС должна быть подтверждена вы-

бранным лицензиаром технологического процесса и определена технологией и типом применяемого оборудования. Это в значительной степени зависит от типа основного криогенного теплообменника — пластинчато-ребристого или витого. У второго теплообменника порог минимальной производительности, как правило, ниже, чем у первого.

В рассматриваемом случае наиболее вероятным представляется использование одной из двух технологий сжижения газа — однокомпонентного детандерного холодильного цикла (N_2 , CH_4) или цикла на смесевом хладагенте — SMR (Single Mixed Refrigerants cycle). В этих технологиях для мощности сжижения газа не более 40 т/ч применяют, как правило, пластинчато-ребристые теплообменники. Поэтому порог сжижения МУП можно принять равным 40 %.

В связи с этим выглядит логичным использование трехэтапной схемы ввода мощностей с производительностью каждого этапа (каждой ЛС) 7,2 т/ч (рис. 2 и 3). Такая производительность означает полную идентичность всех трех ЛС, что объясняется унификацией применяемого оборудования, типовыми условиями эксплуатации и технического обслуживания.

В начале строительства ЛС в 2024–2025 гг. первая ЛС может быть запущена в эксплуатацию в 2028 г. (продолжительность ЕРС-контракта 3,0...3,5 г.), вторая — в 2032 г., третья — в 2034 г. Одновременное строительство двух ЛС и более не рассматривается как мало реалистичное. Соответственно, первую ЛС следует выводить из эксплуатации в 2049 г., вторую — в 2053 г., а третью — в 2059 г. (при окончании проекта).

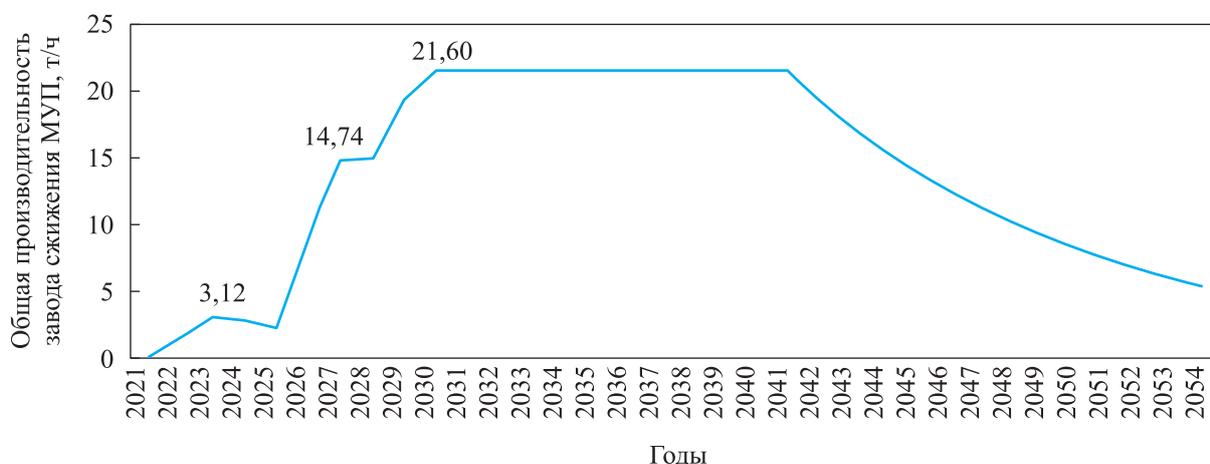


Рис. 2. Динамика планируемой общей производительности завода сжижения МУП Нарыкско-Осташкинского и Талдинского метаноугольных месторождений Кузбасса

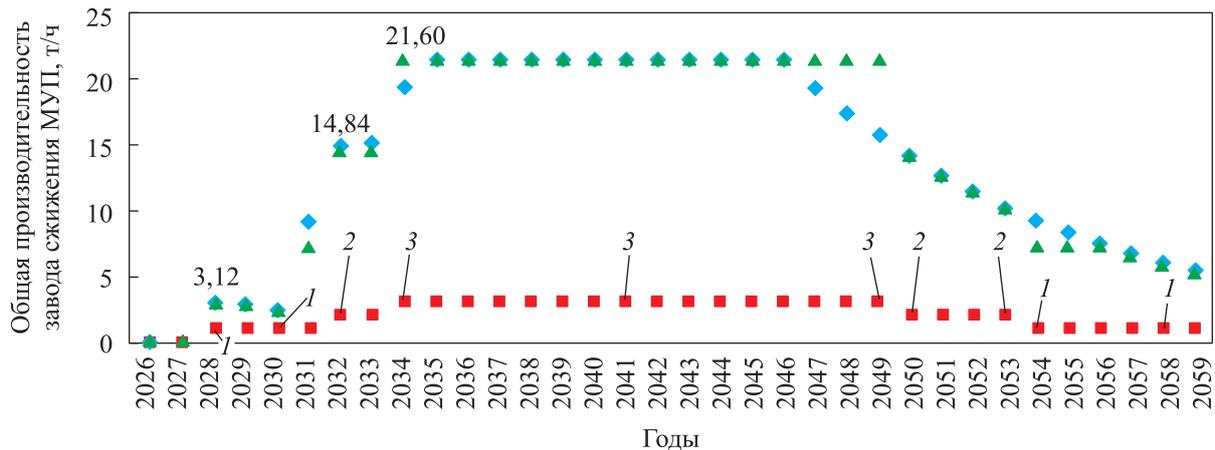


Рис. 3. Синхронизация ввода мощностей сжижения МУП с профилем его добычи:

- ◆ — планируемый профиль добычи МУП в пересчете на СПГ, т/ч;
- — количество ЛС, находящихся в эксплуатации;
- ▲ — планируемый профиль производства СПГ, т/ч;
- 1–3 — количество одновременно работающих линий производства СПГ

Наиболее экономичной может оказаться двухэтапная схема ввода в эксплуатацию двух идентичных ЛС производительностью 10,8 т/ч каждая. При этом первая ЛС также должна быть введена в эксплуатацию в 2028 г., а вторая — в 2032 г. Вывод из эксплуатации первой ЛС должен произойти в 2053 г., а второй — в 2059 г.

При таком подходе время, в течение которого будут задействованы все введенные в эксплуатацию мощности сжижения МУП, окажется на 4...5 лет длиннее, чем при трехэтапной схеме, что должно благоприятно сказаться на интегральных экономических показателях всего проекта.

Планируемый профиль добычи МУП (см. рис. 1) является дискретной функцией, определяемой последовательностью и количеством вводимых в эксплуатацию угольных скважин, число которых может исчисляться сотнями. График возможной производительности завода по сжижению МУП является главным образом ступенчатой функцией.

В связи с этим наблюдается несоответствие, оказывающее отрицательное влияние на экономические показатели проекта. В этом случае будут иметь место значительные временные периоды, в течение которых ЛС будет работать в режимах, далеких от номинальных. Политропные коэффициенты полезного действия компрессорной, турбинной и детандерной техники будут существенно отличаться от оптимальных, что приведет к увеличению удельных энергозатрат на сжижение МУП

(мощностей на привод компрессоров хладагентов).

Поэтому общей рекомендацией для двух- и трехэтапной схем ввода мощностей является адаптация дискретного профиля добычи МУП (подбором соответствующего числа скважин) к ступенчатому профилю возможной производительности ЛС для минимизации продолжительности периодов ненормальных режимов работы вращающегося технологического оборудования.

Другим важным вопросом, в значительной степени влияющим на эффективность реализации проекта, является обоснование и выбор технологии сжижения МУП.

Выбор технологии сжижения МУП обусловлен годовой производительностью ЛС (в рассматриваемом случае менее 0,15 млн т/год, составом исходного сырьевого газа, а также экономической целесообразностью организации логистической схемы поставки холодильных хладагентов на завод сжижения МУП, которые могут отсутствовать в исходном газе).

В связи этим широкое распространение получили однокомпонентные детандерные холодильные циклы, где хладагентом служит азот (цикл N_2), который является доступным, безопасным и извлекается непосредственно из исходного газа на заводе сжижения МУП [10]. В качестве хладагента может выступать и метан (цикл CH_4). Перечень реализованных проектов сжижения МУП с использованием однокомпонентных хладагентов при производительности менее 0,15 млн т/год [11–14] приведен в табл. 1.

Таблица 1

Перечень реализованных проектов сжижения МУП с использованием однокомпонентных хладагентов при производительности менее 0,15 млн т/год

Страна	Проект			Мощность сжижения МУП, млн т/год	Технология сжижения МУП
	Название	Год начала реализации	Владелец		
США, Уилмингтон	–	1972	Delmarva Power & Light Co.	0,014	N ₂
США, Нью-Йорк	–	1972	Long Island Lighting Comp	0,023	N ₂
США, Бойсе	–	1974	Intermountain Gas Co.	0,031	N ₂ /CH ₄
США, Омаха	–	1975	Metropolitan Utility District	0,046	N ₂ /CH ₄
Нидерланды, Маасвлакте	–	1976	NV Nederlandse Gasunie	0,090	N ₂
Бельгия, Зебрюгге	–	1981	Distrigaz SA	0,085	N ₂
Англия	–	1981	British Gas Council	0,076	AP-N
Германия, Штутгарт	–	1987	Technische Werke Stuttgart	0,041	N ₂ /CH ₄
Австралия, Алис-Спрингс	–	1989	Energy Equity Corporation Ltd.	0,009	N ₂
Норвегия, Кармёй	Snurrvarden	2003	Gasnor	0,022	Reversed Brayton liquefaction process (N ₂)
Япония	–	2004	Japex	0,048	AP-N
Япония	–	2007	Japex	0,068	AP-N
Норвегия, Берген	Kollsness II	2007	Gasnor	0,084	Double Reversed Brayton liquefaction process (N ₂)
США	–	2001	Keyspan LNG	0,041	AP-N
США	–	2002	Philadelphia Gas Works	0,110	AP-C1
Канада, Монреаль	–	2017	Gas Metro	0,120	Linde, N ₂
Великобритания, Уэльс	Dragon LNG	2017	Dragon LNG	0,120	Reversed Brayton liquefaction process (N ₂)
Малайзия	Petronas FLNG Dua	2021	Petronas	1,500	AP-N
США	Petronas FLNG Satu	2017	Petronas	1,200	AP-N
США	–	2019	National Grid	0,137	AP-N

В основе детандерного холодильного цикла лежит замкнутый обратный цикл Брайтона, широко применяемый для мало- и среднетоннажного производства СПГ (менее 0,5 млн т/год).

Основными преимуществами этого цикла перед другими являются простота эксплуатации, безопасность и невысокие капитальные затраты. При этом исключается необходимость хранения

и экспорта углеводородных хладагентов, так как в качестве основного хладагента выступает преимущественно азот, который применяется для технологических продувок и является легко доступным.

В проектах сжижения МУП размеры технологической ЛС и оборудования, как правило, не являются сдерживающим фактором. Поэтому невысокие удельно-габаритные показатели ЛС, использующей обратимый цикл Брайтона, не ограничивают применение этого процесса.

Сравнение удельной потребляемой мощности для обратного цикла Брайтона с использованием азота и метана [13] показывает, что последний более эффективен (приводит к меньшим удельным затратам) в диапазонах температур предварительного охлаждения и сжижения. Это связано с тем, что у метана отношение удельной теплоемкости при постоянном давлении C_p к таковой при постоянном объеме C_v (C_p/C_v) меньше, чем у азота.

При заданной степени сжатия азот по сравнению с метаном будет иметь более высокую температуру конца сжатия, а следовательно, и работу сжатия. Более высокий нагрев азота можно смягчить введением промежуточных охладителей, но это приведет к дополнительным потерям давления, что делает сжатие метана более эффективным.

Для процесса переохладения уже сжиженного исходного газа наблюдается иная картина. Использование азота приводит к прямо противоположным результатам, так как при фиксированной минимальной температуре давление паров метана, составляющее 1,9 бар, существенно ниже, чем для азота (25 бар), что приводит к более низкой эффективности теплопередачи на этой части отвода теплоты. Кроме того, более низкое давление паров метана вызывает увеличение объемных расходов и проходных сечений.

В целом достоинства метана как рабочего тела на этапах предварительного охлаждения и сжижения преобладают над недостатками на этапе переохладения. По этой причине в реализованных технологических установках по большей части применяют азот. Более подробная информация о рассмотренных циклах сжижения газа приведена в работах [13–16].

Общим недостатком однокомпонентных детандерных циклов является невысокая энергетическая эффективность, которую можно уве-

личить переходом на многокомпонентные хладагенты. Для мало- и среднетоннажного производства сжиженного газа базовым является SMR-цикл [17–20].

Базовый состав хладагентов SMR-цикла содержит, как правило, четыре компонента — метан, этан, азот и бутан (или пропан). Наличие бутана повышает эффективность сжижения природного газа, однако замена бутана пропаном не приводит к кардинальному снижению эффективности. Окончательный выбор состава смеси определяется планируемой эффективностью цикла сжижения (и соответствующими энергозатратами), безопасностью и логистической доступностью тех или иных компонентов, а также возможностью производства (извлечения) требуемых хладагентов из исходного сырья его фракционированием в соответствующей колонне.

Как уже упоминалось, базовыми исходными данными для выбора оптимальной технологии сжижения являются параметры исходного сырья газа — в рассматриваемом случае МУП, приведенные к табл. 2.

В исходных параметрах МУП обращает на себя внимание высокое (для него) содержание метана и достаточно низкое содержание азота, которое, например, для китайских проектов может превышать 20 %. Это позволяет органи-

Таблица 2

Исходные параметры МУП

Параметр	Значение
Расчетное давление перед входом в установку, бар	1,05
Производительность установки по СПГ, т/ч	7,2
Содержание химических элементов в газе, об. %:	
метан	92,690
этан	0,571
пропан	0,109
н-бутан	0,006
изобутан	0,001
н-пентан	0,001
изопентан	0,014
н-гексан	0,001
азот	0,392
гелий	0,004
диоксид углерода	6,213
водород	0,001

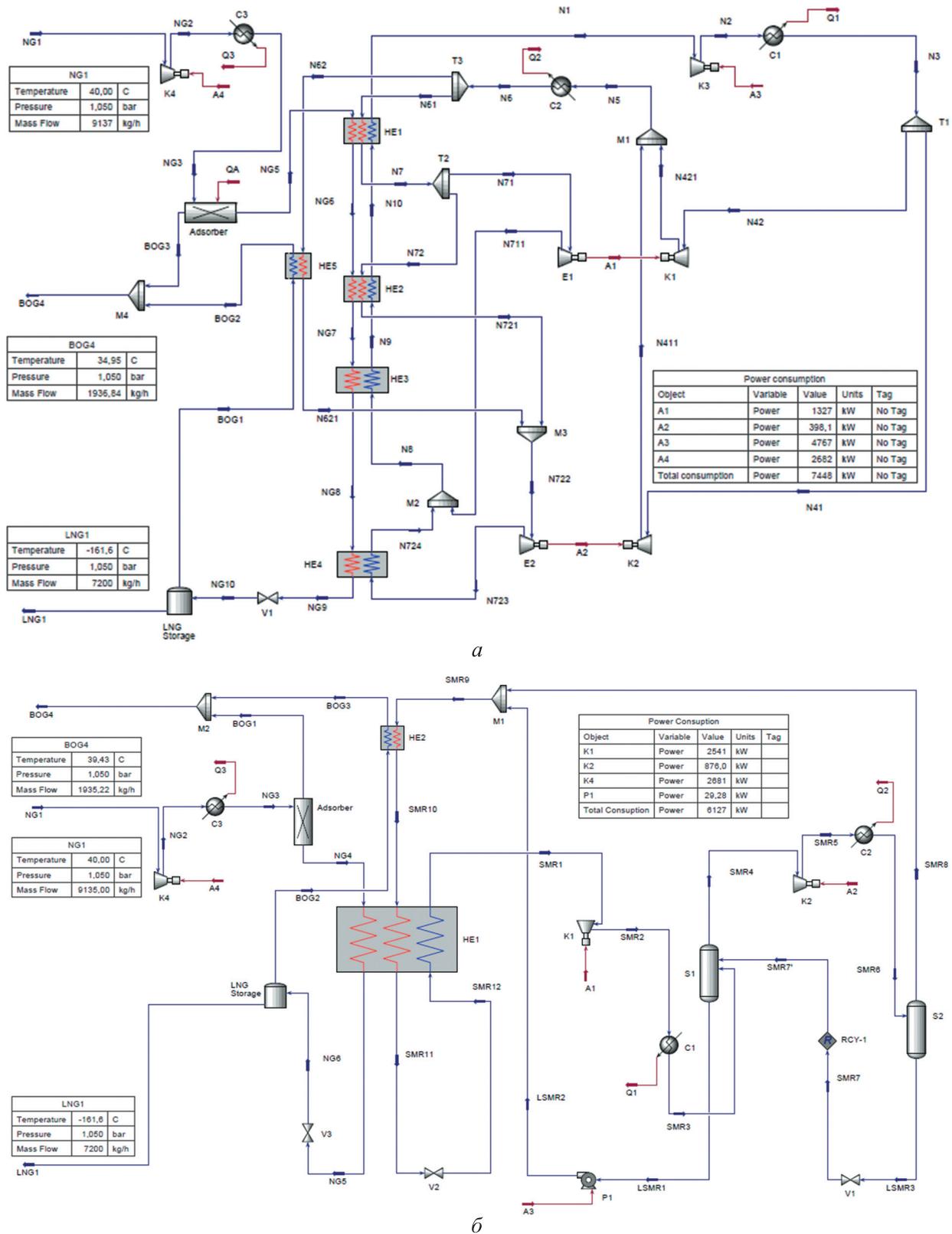


Рис. 4. Упрощенные расчетные технологические схемы азотно-детандерного цикла (а) и SMR-цикла (б)

звать высокоэффективную схему сжижения МУП. Вместе с тем низкое исходное давление приводит к неизбежности наличия входного

многоступенчатого компрессора, затраты на привод которого существенно снизят общую энергетическую эффективность установки.

С учетом изложенного для исследования выбраны два цикла — азотно-детандерный и SMR. Упрощенные расчетные технологические схемы этих циклов приведены на рис. 4, а и б. Для расчета принята смесь со следующей мольной долей компонентов, %: метан — 0,310; этан — 0,316; бутан — 0,331; азот — 0,043.

Расчет выполнен в программном комплексе HYSYS V12.1, входящем в состав программного обеспечения AspenONE V12.1.

Сравнительный анализ исходного состава МУП и возможных скоростей утечек хладагентов из установки (главным образом в уплотнениях холодильных компрессоров) показал, что один компонент смесового хладагента (нормальный бутан) невозможно компенсировать фракционированием сырьевого газа, поэтому его надо периодически завозить.

Значения расчетной мощности приводного оборудования, обозначения которого соответствуют рис. 4, для рассматриваемых циклов приведены в табл. 3. Как и ожидалось, энергетическая эффективность SMR-цикла выше, а общее энергопотребление более чем на 1 мВт меньше, чем у азотно-детандерного цикла.

В первом случае удельные энергозатраты равны 1,03 кВт·ч/кг сжиженного МУП, во втором — 0,85 кВт·ч/кг. Относительная разница в энергозатратах составила чуть более 21 % в пользу SMR-цикла. Следует отметить, что ранее проведенные исследования для производитель-

ности 5 т/ч [19] показали еще большую разницу в энергозатратах.

Сравнительный анализ энергоэффективности возможных циклов сжижения МУП важен, но недостаточен для окончательного выбора технологического решения. Среди прочего необходима стоимостная оценка основного технологического оборудования. Используя расчетные зависимости, номограммы и табличные данные, приведенные в работах [21–24], а также результаты выполненных технологических расчетов, получены соответствующие стоимостные оценки, результаты которых приведены в табл. 4. Здесь введены следующие обозначения: CEPIC (Chemical Engineering Plant Cost Index) — индекс стоимости предприятия химической промышленности; PEC_{eq} (Purchased Equipment Cost) — стоимость основного технологического оборудования; PEC_{tot} — полная стоимость основного технологического оборудования, включая вспомогательные системы.

Видно, что полная стоимость основного технологического оборудования для SMR-цикла на 3 млн долл. США меньше, чем для азотно-детандерного цикла. В условиях санкционных ограничений абсолютные стоимостные значения становятся не так важны, однако необходимо признать, что SMR-цикл оказался менее дорогим по сравнению с азотно-детандерным циклом. Главная причина этого — меньшая стоимость вращающегося оборудования.

Таблица 3

Значения расчетной мощности приводного оборудования для рассматриваемых циклов

Приводное оборудование	Обозначение	Точка	Мощность, кВт
<i>Для азотно-детандерного цикла</i>			
Компрессор «теплого» компрессорно-детандерного аппарата*	K1	A1	1327,0
Компрессор «холодного» компрессорно-детандерного аппарата*	K2	A2	398,1
Основной азотный компрессор	K3	A3	4767,0
Основной компрессор сырьевого газа	K4	A4	2682,0
Всего			7448,0
<i>Для SMR-цикла</i>			
Первая ступень SMR-компрессора	K1	A1	2541,0
Вторая ступень SMR-компрессора	K2	A2	876,0
Насос	P1	A3	29,3
Компрессор сырьевого газа	K4	A4	2681,0
Всего			6127,0
* Справочное значение скомпенсировано генерируемой детандером работой.			

Таблица 4

**Расчетная оценочная стоимость основного технологического оборудования
рассматриваемых циклов сжижения МУП для ЛС
производительностью 7,2 т/ч в ценах 2019 г.**

Оборудование	Характерный параметр для оценки стоимости закупки		Цена закупки, долл. США (СЕРСИ = 607,5)	
	Название	Значение	РЕС _{eq}	РЕС _{tot}
<i>Для азотно-детандерного цикла</i>				
Компрессорное:	Мощность привода, кВт			
К1		1327,0	525 588,0	1 440 111,0
К2		398,1	212 317,0	581 749,0
К3		4767,0	1 254 901,0	3 438 429,0
К4		2682,0	852 631,0	2 336 209,0
Всего		9174,1	2 845 498,0	7 796 498,0
Детандерное:	Мощность на валу, кВт			
Е1		1327,0	375 797,0	1 315 290,0
Е2		398,1	225 683,0	789 890,0
Всего		1725,1	601 480,0	2 105 180,0
Криогенное (основной теплообменник):	Общая площадь теплообменной поверхности, м ²			
НЕ1		422,0*	788 849	1 263 607
НЕ2				
НЕ3				
НЕ4				
Аппараты воздушного охлаждения:	Тепловой поток, кВт			
С1		4548,6	171 615,6	409 646,4
С2		1730,5	63 647,6	151 926,8
С3		3674,0	138 625,0	300 816,0
Всего		9953,1	310 240,6	862 289,2
Итого				12 027 574,2
<i>Для SMR-цикла</i>				
Компрессорное:	Мощность привода, кВт			
К1		2541,0	822 836,0	2 254 576,0
К2		876,0	386 926,0	1 060 177,0
К4		2681,0	852 423,0	2 335 639,0
Всего		6098,0	2 062 185,0	5 650 392,0
Криогенное (основной теплообменник):	Общая площадь теплообменной поверхности, м ²			
НЕ1		657,0*	1 068 906,0	1 712 212,0
Аппараты воздушного охлаждения:	Тепловой поток, кВт			
С1		3166,0	115 043,0	249 643,0
С2		1140,0	43 007,0	933 25,0
С3		3674,0	138 625,0	300 816,0
Всего		7980,0	296 675,0	643 784,0

Окончание таблицы 4

Оборудование	Характерный параметр для оценки стоимости закупки		Цена закупки, долл. США (СЕРСИ = 607,5)	
	Название	Значение	PEC _{equipment}	PEC _{total}
Насосное: P1	Мощность привода, кВт	29,28	9578,0	31 033,0
Емкостное (сепараторы хладагента): S1 S2	Внутренний объем, м ³	10,75 7,16	18 592,7 14 270,1	75 672,3 58 079,4
Всего			32 862,8	133 752,0
Итого				8 171 173,0

* При коэффициенте теплопередачи $k = 1000 \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$.

Формат данной статьи не позволяет детально остановиться на других аспектах, которые необходимо принять во внимание при обосновании выбора технологии сжижения МУП, однако основные вопросы (энергетическая эффективность и стоимостной фактор) рассмотрены и учтены.

Выводы

1. Предварительно подготовленный проект разработки месторождений МУП необходимо

корректировать (подстраивать) под график ввода мощностей по его сжижению.

2. При планировании проектов монетизации запасов МУП путем сжижения должна быть предусмотрена этапность ввода мощностей по его сжижению и вывода их из эксплуатации.

3. Для планируемой производительности технологической ЛС, составляющей 7,2 т/ч, предпочтительнее использовать SMR-цикл как с термодинамической, так и со стоимостной точки зрения.

Литература

- [1] Lin L., Gao T., Gu T. et al. CBM liquefaction process integrated with adsorption separation of nitrogen. *Energy Sustainability*, 2008, vol. 1, pp. 275–282, doi: <https://doi.org/10.1115/ES2008-54040>
- [2] Thakur P.C., Little H.G., Karis W.G. Global coalbed methane recovery and use. *Energy Convers. Manag.*, 1996, vol. 37, no. 6-8, pp. 789–794, doi: [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(95\)00257-X](https://doi.org/10.1016/0196-8904(95)00257-X)
- [3] Flores R.M. Coalbed methane: from hazard to resource. *Int. J. Coal Geol.*, 1998, vol. 35, no. 1–4, pp. 3–26, doi: [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(97\)00043-8](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00043-8)
- [4] Bibler C.J., Marshall J.S., Pilcher R.C. Status of worldwide coal mine methane emissions and use. *Int. J. Coal Geol.*, 1998, vol. 35, no. 1–4, pp. 283–310, doi: [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(97\)00038-4](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00038-4)
- [5] О перспективах добычи в России угольного газа. *gazprom.ru: веб-сайт*. URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan/> (дата обращения: 15.06.2022).
- [6] Федорова Е.Б., Хайдина М.П. Производство СПГ из метана угольных отложений. *Транспорт на альтернативном топливе*, 2011, № 6, с. 71–75.
- [7] Белинский А.В., Гайворонский А.И. Пути повышения инвестиционной привлекательности реализации проектов автономной газификации регионов Российской Федерации. *Нефть, газ и бизнес*, 2016, № 12, с. 51–55.
- [8] Генеральская К.В. Секреты добычи и переработки угольного метана в России. *Добывающая промышленность*, 2017, № 4, с. 50–57.

- [9] Пармузин П.Н. *Зарубежный и отечественный опыт освоения ресурсов метана угольных пластов*. Ухта, УГТУ, 2017. 109 с.
- [10] *Feasibility study of coal bed methane production in china energy and environment programme*. Europe-Aid/120723/D/SV/CN. Beijing, China University of Petroleum. 2008. 238 p.
- [11] *World LNG report*. IGU, 2021. 109 p.
- [12] *Small scale LNG*. 2012–2015 triennium work report. IGU. 2015. 84 p.
- [13] Roberts M., Chen F., Saygi-Arslan O. *Brayton refrigeration cycles for small-scale LNG*. *Gas processing*. 2015, pp. 27–32.
- [14] Roberts M.J. Reducing LNG capital cost in today's competitive environment. *14th Int. Conf. and Exhibition on LNG*, 2004, pp. 2–6.
- [15] Bukowski J., Liu Y., Pillarella M.R. et al. Natural gas liquefaction technology for FLNG facilities. *16th Int. Conf. and Exhibition on LNG*, 2010. URL: https://www.gti.energy/wp-content/uploads/2018/12/12-4-Justin_Bukowski-LNG17-Paper.pdf (дата обращения: 15.06.2022).
- [16] Balascak L., Healey D., Miller W., Trautmann S. Air Products' technologies for small scale LNG. In: *Small Scale LNG*. Осло, 2011.
- [17] Bronfenbrenner J.C., Miller W. *On a smaller scale*. LNG, 2008, pp. 64–70.
- [18] Bauer H.C. *StarLNG (TM): a family of small-to-mid-scale LNG processes*. URL: https://www.researchgate.net/publication/277190844_StarLNG_TM_a_Family_of_Small-to-Mid-Scale_LNG_Processes (дата обращения: 15.06.2022).
- [19] Акопян А.С., Гайворонский А.И., Горбунов М.В. Решение проблем газификации удаленных регионов Российской Федерации на примере Сахалинской области. *Наука и техника в газовой промышленности*, 2022, № 2, с. 80–93.
- [20] Turton R., Shaeiwitz J.A., Bhattacharyya D. et al. Whiting analysis, synthesis, and design of chemical process. Prentice Hall, 2018. 1520 p.
- [21] He T., Liu Z., Ju Y. et al. A comprehensive optimization and comparison of modified single mixed refrigerant and parallel nitrogen expansion liquefaction process for small-scale mobile LNG plant. *Energy*, 2019, vol. 167, pp. 1–12, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.169>
- [22] Mishra M., Sarangy S.K. Optimum design of crossflow plate-fin heat exchangers through genetic algorithm. *International Journal of Heat Exchangers*, 2004, vol. 5, no. 2, pp. 379–401.
- [23] Bejan A., Tsatsaronis G., Moran M. *Thermal design & optimization*. Wiley, 1995. 560 p.
- [24] Towler G., Sinnott R. *Chemical engineering design*. Butterworth-Heinemann, 2012. 1320 p.

References

- [1] Lin L., Gao T., Gu T. et al. CBM liquefaction process integrated with adsorption separation of nitrogen. *Energy Sustainability*, 2008, vol. 1, pp. 275–282, doi: <https://doi.org/10.1115/ES2008-54040>
- [2] Thakur P.C., Little H.G., Karis W.G. Global coalbed methane recovery and use. *Energy Convers. Manag.*, 1996, vol. 37, no. 6–8, pp. 789–794, doi: [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(95\)00257-X](https://doi.org/10.1016/0196-8904(95)00257-X)
- [3] Flores R.M. Coalbed methane: from hazard to resource. *Int. J. Coal Geol.*, 1998, vol. 35, no. 1–4, pp. 3–26, doi: [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(97\)00043-8](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00043-8)
- [4] Bibler C.J., Marshall J.S., Pilcher R.C. Status of worldwide coal mine methane emissions and use. *Int. J. Coal Geol.*, 1998, vol. 35, no. 1–4, pp. 283–310, doi: [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(97\)00038-4](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00038-4)
- [5] О перспективах добычи в России угольного газа [On prospects of coal gas production in Russia]. *gazprom.ru: website*. URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan/> (accessed: 15.06.2022). (In Russ.).
- [6] Fedorova E.B., Khaydina M.P. LNG production from CBM. *Transport na alternativnom top-live* [Alternative fuel transport], 2011, no. 6, pp. 71–75. (In Russ.).

- [7] Belinskiy A.V., Gayvoronskiy A.I. *Puti povysheniya investicionnoj privilekatel'nosti realizacii proektov avtonomnoj gazifikacii regionov Rossijskoj Federacii* [Ways to improve the investment attractiveness of the implementation of the autonomous Russian federation regions gasification projects]. *Neft, gaz i biznes*, 2016, no. 12, pp. 51–55. (In Russ.).
- [8] Generalskaya K.V. Secrets of coal methane production and processing in Russia. *Dobyvayushchaya promyshlennost*, 2017, no. 4, pp. 50–57. (In Russ.).
- [9] Parmuzin P.N. *Zarubezhnyy i otechestvennyy opyt osvoeniya resursov metana ugolnykh plastov* [Foreign and native experience of methane resources development from coal beds]. Ukhta, UGTU Publ., 2017. 109 p. (In Russ.).
- [10] *Feasibility study of coal bed methane production in china energy and environment programme*. Europe-Aid/120723/D/SV/CN. Beijing, China University of Petroleum, 2008. 238 p.
- [11] *World LNG report*. IGU, 2021. 109 p.
- [12] *Small scale LNG. 2012–2015 triennium work report*. IGU, 2015. 84 p.
- [13] Roberts M., Chen F., Saygi-Arslan O. *Brayton refrigeration cycles for small-scale LNG. Gas processing*. 2015, pp. 27–32.
- [14] Roberts M.J. Reducing LNG capital cost in today's competitive environment. *14th Int. Conf. and Exhibition on LNG*, 2004, pp. 2–6.
- [15] Bukowski J., Liu Y., Pillarella M.R. et al. Natural gas liquefaction technology for FLNG facilities. *16th Int. Conf. and Exhibition on LNG*, 2010. URL: https://www.gti.energy/wp-content/uploads/2018/12/12-4-Justin_Bukowski-LNG17-Paper.pdf (accessed: 15.06.2022).
- [16] Balascak L., Healey D., Miller W., Trautmann S. Air Products' technologies for small scale LNG. In: *Small Scale LNG*. Oslo, 2011.
- [17] Bronfenbrenner J.C., Miller W. *On a smaller scale*. LNG, 2008, pp. 64–70.
- [18] Bauer H.C. *StarLNG (TM): a family of small-to-mid-scale LNG processes*. URL: https://www.researchgate.net/publication/277190844_StarLNG_TM_a_Family_of_Small-to-Mid-Scale_LNG_Processes (accessed: 15.06.2022).
- [19] Akopyan A.S., Gayvoronskiy A.I., Gorbunov M.V. Solving gasification problems of far regions in Russian Federation at the example of Sakhalin region. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti* [Science and Technology in the Gas Industry], 2022, no. 2, pp. 80–93. (In Russ.).
- [20] Turton R., Shaeiwitz J.A., Bhattacharyya D. et al. *Whiting analysis, synthesis, and design of chemical process*. Prentice Hall, 2018. 1520 p.
- [21] He T., Liu Z., Ju Y. et al. A comprehensive optimization and comparison of modified single mixed refrigerant and parallel nitrogen expansion liquefaction process for small-scale mobile LNG plant. *Energy*, 2019, vol. 167, pp. 1–12, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.169>
- [22] Mishra M., Sarangy S.K. Optimum design of crossflow plate-fin heat exchangers through genetic algorithm. *International Journal of Heat Exchangers*, 2004, vol. 5, no. 2, pp. 379–401.
- [23] Bejan A., Tsatsaronis G., Moran M. *Thermal design & optimization*. Wiley, 1995. 560 p.
- [24] Towler G., Sinnott R. *Chemical Engineering Design*. Butterworth-Heinemann, 2012. 1320 p.

Статья поступила в редакцию 06.07.2022

Информация об авторах

ГАЙВОРОНСКИЙ Александр Иванович — кандидат технических наук, доцент, руководитель проектов НТЦ «Магистральный транспорт газа». АО «Газпром промгаз» (142702, Видное, Московская область, Российская Федерация, ул. Вокзальная, д. 23, e-mail: a.gaivoronsky@mail.ru).

ГОРБУНОВ Максим Валерьевич — ведущий специалист НТЦ «Магистральный транспорт газа». АО «Газпром промгаз» (142702, Видное, Московская область, Российская Федерация, ул. Вокзальная, д. 23, e-mail: vaxing@ya.ru).

Information about the authors

GAIVORONSKY Aleksandr Ivanovich — Candidate of Science (Eng) Associate Professor, Head of the Trunk Gas Transport STC projects. Gazprom Promgaz JSC (142702, Vidnoye, Moscow region, Russian Federation, Vokzalnaya St., Bldg. 23, e-mail: a.gaivoronsky@mail.ru).

GORBUNOV Maksim Valerievich — Leading Specialist, Trunk Gas Transport STC. Gazprom Promgaz JSC (142702, Vidnoye, Moscow region, Russian Federation, Vokzalnaya St., Bldg. 23, e-mail: vaxing@ya.ru).

Просьба ссылаться на эту статью следующим образом:

Гайворонский А.И., Горбунов М.В. Технико-технологические решения проектов сжижения метана угольных пластов. *Известия высших учебных заведений. Машиностроение*, 2023, № 1, с. 63–75, doi: 10.18698/0536-1044-2023-1-63-75

Please cite this article in English as:

Gaivoronsky A.I., Gorbunov M.V. Technical and Technological Solutions for the Coal Bed Methane Liquefaction Projects. *BMSTU Journal of Mechanical Engineering*, 2023, no. 1, pp. 63–75, doi: 10.18698/0536-1044-2023-1-63-75



Издательство МГТУ им. Н.Э. Баумана
предлагает читателям учебник

«Инженерная графика»

Авторы: Л.С. Сенченкова, Н.В. Палий, А.Ю. Горячкина

Учебник разработан в соответствии с ФГОС ВО по направлению подготовки 15.03.01 Машиностроение (уровень бакалавриата) и специалитета 15.05.01 Проектирование технологических машин и комплексов (уровень специалитета) и полностью соответствует рабочей программе дисциплины «Инженерная графика», читаемой в МГТУ им. Н. Э. Баумана.

Согласно стандартам Единой системы конструкторской документации (ЕСКД), представлены определения и правила, даны рекомендации по выбору изображений деталей, изложены правила нанесения размеров. Показана последовательность выполнения изображений сборочной единицы с натуры, приведены правила составления спецификации и выполнения чертежей деталей по чертежу сборочной единицы, а также основные правила классификации и обозначения изделий в конструкторских документах. Рассмотрены особенности составления чертежей отдельных видов изделий.

Для студентов, изучающих дисциплину «Инженерная графика» в высших учебных заведениях.

По вопросам приобретения обращайтесь:

105005, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, к. 1.
Тел.: +7 499 263-60-45, факс: +7 499 261-45-97;
press@bmstu.ru; <https://bmstu.press>