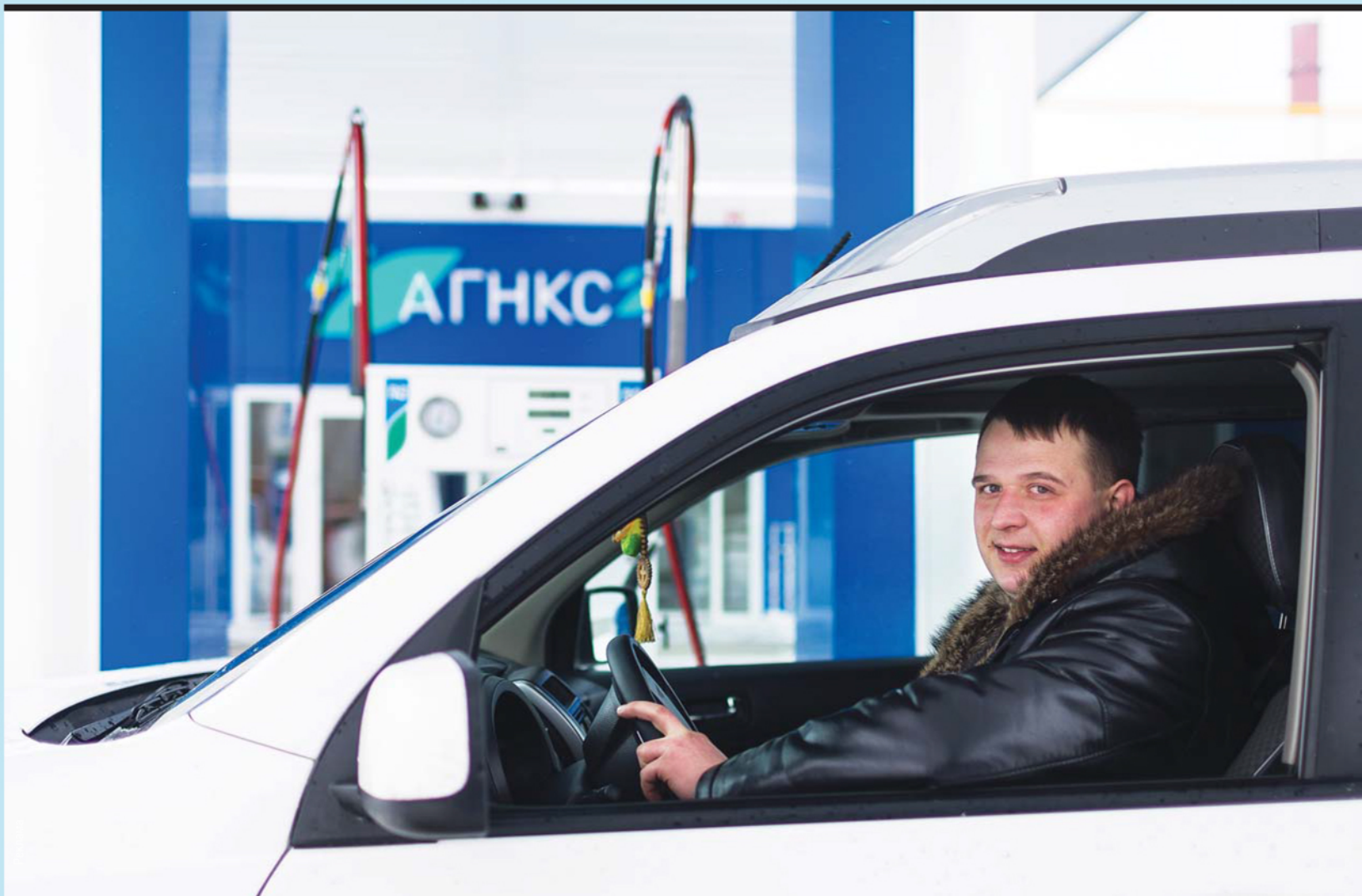




ТРАНСПОРТ НА АЛЬТЕРНАТИВНОМ ТОПЛИВЕ



№ 2 (56) 2017



**Клиентам АГНКС «Газпром» – топливные карты EcoGas
КПГ и СУГ: конкуренция или взаимное дополнение
Берлинский разворот в сторону СПГ**

Зарегистрирован в Федеральной службе по надзору
в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны
культурного наследия.

Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-30114

Включен в Перечень ВАК

Учредитель и издатель

НП «Национальная газомоторная ассоциация» (НГА),
аффилирована с Международным газовым союзом

Периодичность

6 номеров в год

Главный редактор

П.Г. Цыбульский

зам. генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.т.н.

Члены редакционной коллегии

Б.В. Будзуляк

председатель Комиссии по использованию
природного и сжиженного нефтяного газа
в качестве моторного топлива, д.т.н.

С.П. Горбачев

профессор, главный научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н.

В.И. Ерохов

профессор «МАМИ», д.т.н.

Р.З. Кавтарадзе

профессор МГТУ им. Н.Э. Баумана, д.т.н.

Т.В. Климова

начальник отдела информационного обеспечения
ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Москва»,
заместитель главного редактора

С.И. Козлов

д.т.н.

С.В. Люгай

директор Центра использования газа
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.т.н., исполнительный директор НГА

В.А. Марков

профессор МГТУ им. Н.Э. Баумана, д.т.н.

А.В. Николаенко

ректор «МАМИ», профессор, д.э.н.

Ю.В. Панов

профессор МАДИ, к.т.н.

Н.Н. Патрахальцев

профессор Российского университета дружбы народов, д.т.н.

Е.Н. Пронин

член совета НГА

В.Л. Стативко

ветеран газовой отрасли, к.т.н.

В.Н. Фатеев

зам. директора НИЦ «Курчатовский институт», д.х.н.

Редактор

О.А. Ершова

E-mail: transport.1@ngvrus.ru

Тел.: +7 (498) 657 29 76

Отдел подписки и рекламы

E-mail: transport.2@ngvrus.ru

Тел.: +7 (498) 657 29 77

Перевод

А.И. Хлыстова

Компьютерная верстка

И.В. Шерстюк

Адрес редакции:

142717, Московская обл., Ленинский р-н, п. Развилка, а/я 253

www.ngvrus.ru

Отпечатано с представленного электронного оригинал-макета
в типографии «ТалерПринт»

109202, г. Москва, ул. 1-ая Фрезерная, д. 2/1

Номер заказа

Сдано на верстку 15.02.2017 г.

Подписано в печать 15.03.2017 г.

Формат 60x90 1/8. Тираж 3000 экз. Бумага мелованная.

Печать офсетная, печ. л. 10,5

При перепечатке материалов ссылка на журнал

«Транспорт на альтернативном топливе» обязательна.

Редакция не несет ответственности за достоверность информации,
опубликованной в рекламных материалах

На обложке: клиент АГНКС «Газпром» в г. Казань, Республика Татарстан

В НОМЕРЕ

Поздравляем с юбилеем!	3
Газозаправочным станциям понижили класс опасности.	4
Новым клиентам АГНКС «Газпром» – топливные карты EcoGas	5
Коротков М.В. Сравнительный анализ использования КПП и СУТ в качестве моторного топлива. Продуктовая конкуренция или взаимное дополнение?	7
Ерохов В.И. Экологическая эффективность газобаллонного автомобиля на компримированном природном газе.	21
Евстифеев А.А., Ермолаев А.Е. Кондрашов А.М., Сергеев М.С. Результаты технико-экономического анализа обеспечения ОАО «РЖД» газовым моторным топливом.	33
Сальников С.В., Сарма Р.Е., Кислый Е.А. Построение интегрированной системы управления АГНКС	49
Терехов А.Л., Семенцев А.М. Повышение безопасности морской нефтегазодобычи на арктическом шельфе путем применения средств индивидуальной защиты	56
Экологические автобусы «Волгабас»	65
Газовые НЕФАЗы будут обслуживать чемпионат мира по футболу	65
Десять миллионов рублей на перевод сельхозтехники на газ	66
Экспорт и инновации – будущее российского автопрома	67
Новый генеральный секретарь NGVA EUROPE	70
Голубой коридор – 2017	70
Тимофеев В.В., Дрыгина Ю.Н. Современное состояние и перспективы развития газовых рынков Китая и Монголии	71
Пронин Е.Н. Берлинский разворот в сторону СПГ	74
Abstracts of articles	78
Авторы статей в журнале № 2 (56) 2017 г.	80

Founder and Publisher

Non-Commercial Partnership National Gas-Vehicle
Association (NGVRUS), is affiliated with IGU

Published

6 issues a year

Editor-in-Chief

Tsybulsky, P.G.

Deputy General Director of Gazprom VNIIGAZ, PhD

Editorial board members

Budzulyak, B.V.

*Chairman of the Commission for Use of Natural
and Liquefied Petroleum Gas as Gas-Motor Fuel,
Doctor of Engineering*

Erokhov, V.I.

MAMI Professor, Doctor of Engineering

Gorbachev, S.P.

Professor, Gazprom VNIIGAZ, Doctor of Engineering

Kavtaradze, R.Z.

Professor of N.E. Bauman's MGTU, Doctor of Engineering

Klimova, T.V.

*Head of Information support department, Engineering
and Technical center, Gazprom Transgaz Moskva LLC,
deputy chief editor*

Kozlov, S.I.

Doctor of Engineering

Lyugai, S.V.

PhD, Director of the Centre «Gas Use»,

JSC «Gazprom VNIIGAZ»,

executive director, NGVRUS

Markov, V.A.

Professor of N.E. Bauman's MGTU,

Doctor of Engineering

Nikolaenko, A.V.

Rector of the Moscow State Technical University (MAMI), Professor,

Doctor of Science

Panov, Yu.V.

Professor of MADI (GTU), PhD

Patrakhaltsev, N.N.

Professor of People's Friendship University of Russia,

Doctor of Engineering

Pronin, E.N.

member of the Council, NGVRUS

Stativko, V.L.

The vet of gas industry, Candidate of Science

Fateev, V.N.

Deputy Director of RNC Kurchatovsky Institute,

Doctor of Chemistry

Editor

Ershova, O.A.

E-mail: transport.1@ngvrus.ru

Phone.: +7 (498) 657 29 76

Subscription and Distribution Department

E-mail: transport.2@ngvrus.ru

Phone.: +7 (498) 657 29 77

Translation by

Khlystova A.I.

Computer imposition

Sherstyuk, I.V.

Editorial office address:

PO Box 253, p. Razvilka, Leninsky r-n,

Moskovskaya obl, 142717

www.ngvrus.ru

Order number

Passed for press on 15.02.2017

Endorsed to be printed on 15.03.2017

Format 60x90 1/8 Circulation 3,000 copies Enamel paper

Offset printing, 10,5 conditional printed sheets

When copying materials, a reference «Alternative Fuel Transport» International
Scientific and Technical Magazine is obligatory.

The editors are not responsible for accuracy of the information contained
in advertising matter.

CONTENTS

Class of hazard of gas- filling stations was degraded.	4
EcoGas fuel cards for the new clients of «Gazprom» gas-filling stations	5
Maxim Korotkov Comparative analysis of CNG and LPG usage as a motor fuel. Product competition or mutual complementation?	7
Victor Erokhov Ecological efficiency of gas-cylinder vehicle on compressed natural gas	21
Andrey Evstifeev, Alexey Ermolaev, Alexey Kondrashov, Maxim Sergeev Results of techno-economic study on providing JSC Russian Railways with gas motor fuel.	33
Sergey Salnikov, Roman Sarma, Yevgeny Kislyy Construction of an integrated control system for gas-filling stations	49
Alexey Terekhov, Alexander Sementsev Improving the safety of offshore oil and gas production on the Arctic shelf by using personal protective equipment	56
Eco buses Volgabus	65
Gas-fuel buses NEFAZ are to operate during the 2018 FIFA World Cup in Ekaterinburg	65
10 million rubles for transition agricultural vehicles on gas-fuel.	66
Export and innovations as future of Russian car industry	67
New Secretary General of NGVA Europe	70
Blue corridor 2017	70
Vladimir Timofeev, Yulia Drygina Current status and development prospects for Chinese and Mongolian gas-fuel markets.	71
Eugene Pronin Berlin turn towards LNG	74
Abstracts of articles	78
Contributors to journal issue № 2 (56) 2017 г.	80

Поздравляем с юбилеем!

*2 марта исполнилось 80 лет
Станиславу Прокофьевичу Горбачеву*

От имени Национальной газомоторной ассоциации и редакции журнала «Транспорт на альтернативном топливе» поздравляем Станислава Прокофьевича со славной датой – 80-летием со дня рождения!

С.П. Горбачев стоял у истоков зарождения важного направления промышленности – малотоннажного производства сжиженного природного газа (СПГ) в нашей стране. Под его руководством проводились значимые работы, направленные на расширение области применения СПГ в качестве моторного топлива и для автономной газификации. Многие высококвалифицированные специалисты, работающие в этом направлении сегодня, с гордостью называют себя его учениками. Он пользуется заслуженным уважением и авторитетом у коллег, занимающихся проблемами использования природного газа и развития малотоннажного производства СПГ. Обладая опытом как научного сотрудника, так и руководителя-производственника, полученным на крупнейших производственных предприятиях криогенного машиностроения, Станислав Прокофьевич успешно оживляет любую научную работу, расширяя практическую значимость ее результатов.

Являясь профессором, доктором технических наук, С.П. Горбачев ведет активную научно-педагогическую работу. Оставаясь действительным членом Международной академии холода, а также членом Диссертационного Совета НИУ МЭИ, он вносит неоценимый вклад в развитие научного направления, о чем говорят более 70 публикаций и патентов, принадлежащих ему.

Неоценимую помощь оказывает Станислав Прокофьевич в подготовке выпусков журнала «Транспорт на альтернативном топливе». С первого дня издания журнала он входит в состав редколлегии, являясь экспертом по своему направлению.

Уважаемый Станислав Прокофьевич! Желаем вам крепкого здоровья, удачи в делах, оптимизма и бодрости, творческой энергии и активной деятельности на благо российской науки. Пусть ваша жизнь будет наполнена плодотворным трудом, пониманием и поддержкой единомышленников. Мира, счастья и благополучия вам и вашим близким!

*Национальная газомоторная ассоциация
Редакция журнала*



Газозаправочным станциям понизили класс опасности

4

22 февраля 2017 года Президент России Владимир Путин подписал закон, предусматривающий снижение класса опасности для автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) и их перевод в IV класс опасных производственных объектов. Документ вступает в силу через тридцать дней после его официального опубликования.



АГНКС «Газпром»

Принятый документ направлен, в первую очередь, на снижение эксплуатационных затрат владельцев АГНКС, сокращение сроков ввода в действие новых объектов. При этом полностью обеспечивается соблюдение требований промышленной безопасности, сохраняется федеральный государственный надзор за АГНКС, осуществляемый Ростехнадзором.

Федеральный закон «О внесении изменения в Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» принят Государственной Думой 8 февраля и одобрен Советом Федерации 15 февраля 2017 года.

«Снижение класса опасности АГНКС является значительным стимулом для развития газозаправочной инфраструктуры и рынка газомоторного

топлива в целом. Это позволит уменьшить административные барьеры при строительстве и эксплуатации объектов газозаправочной инфраструктуры, снизит финансовую нагрузку для компаний-производителей газомоторного топлива. В результате природный газ станет более доступным для потребителей», – отметил генеральный директор ООО «Газпром газомоторное топливо» Михаил Лихачёв.

Справка

Производство и реализация природного газа в качестве моторного топлива – стратегическое направление деятельности «Газпром». Для системной работы по развитию рынка газомоторного топлива создана специализированная компания – ООО «Газпром газомоторное топливо».

Объем реализации компримированного природного газа (КПГ) на АГНКС Группы «Газпром» последовательно растет: в 2015 году он составил 436 млн м³ – на 7,3 % больше, чем в 2014 году. В 2016 году объем реализации составил 481 млн м³.

В 2016 году в 21 регионе России построены 35 новых и реконструированы 4 действующие АГНКС. Это позволило увеличить газозаправочную сеть «Газпрома» до 254 объектов (включая АГНКС «Газпром нефти»), суммарная проектная производительность станций выросла на 21,3 % – почти до 2 млрд м³ природного газа в год.

Отдел внешних коммуникаций
ООО «Газпром газомоторное топливо»

Новым клиентам АГНКС «Газпром» – топливные карты EcoGas

5

В Казани, Орске и Уфе на новых АГНКС сети «Газпром» участники программы «EcoGas – экономия для вас!» получили топливные карты с бесплатным объемом природного газа.



Для участия в маркетинговой программе «Газпром газомоторное топливо» необходимо установить газовое оборудование в партнерских пунктах компании и получить топливную карту с бесплатным объемом природного газа от 1500 до 3000 м³. Это позволяет компенсировать часть затрат автовладельцев на переоборудование транспортных средств.

Программа «EcoGas – экономия для вас!» реализуется в 14 регионах России, на территории которых действуют 75 АГНКС Группы «Газпром», 20 из которых построены в 2016 году. Программа охватывает республики Татарстан, Башкортостан, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесия, Северная Осетия – Алания, Алтайский и Ставропольский края, Воронежскую, Калининградскую, Новгородскую, Новосибирскую,

Оренбургскую, Сахалинскую и Томскую области.

«Строительство новых газозаправочных объектов позволяет сделать природный газ доступным топливом для потребителей, а наши маркетинговые программы выступают в качестве эффективного инструмента по переходу на EcoGas», – подчеркнул генеральный директор ООО «Газпром газомоторное топливо» Михаил Лихачёв.

Подробнее о программе «EcoGas – экономия для вас!» можно узнать на сайте сети АГНКС «Газпром».

Природный газ EcoGas является наиболее экономичным, экологичным и безопасным автомобильным топливом. Стоимость 1 м³ газомоторного топлива в среднем по России составляет 13 руб

Отдел внешних коммуникаций
ООО «Газпром газомоторное топливо»

Преимущества:

- Расширенный температурный диапазон
- Минимальные потери газа
- Безопасность

Характеристика	Значение
Количество постов заправки, шт.	1 или 2
Количество линий давления, шт.	1, 2 или 3
Производительность заправки, кг/мин	1...50 (для автотранспорта) 1...70 (для ПАГЗ)
Рабочее давление, МПа	25
Давление заправки, МПа	19,6 (для автотранспорта) 24,5 (для ПАГЗ)
Рабочая температура воздуха, °С	от - 40 до + 40
Межповерочный интервал, лет	2
Погрешность измерения заправленного количества газа, не более, %	1
Габаритные размеры, мм	1065 x 595 x 2190
Интерфейс связи с системой учета	RS-485



КОМПРЕССОРНЫЕ МОДУЛИ СЕРИИ CLEVER – БЛОКИ АГНКС В ЗАВОДСКОЙ ГОТОВНОСТИ НА БАЗЕ ПОРШНЕВЫХ W-ОБРАЗНЫХ КОМПРЕССОРОВ



Преимущества:

- Сокращение протяженности энергетических коммуникаций
- Уменьшение затрат на строительство и эксплуатацию
- Удобство технического обслуживания и ремонта

Модель	Краткое описание	Входное давление / Производительность	Применение
Clever-M	Компрессор и блок осушки в одном контейнере	1-6 бар: до 2000 Н.м ³ 6-12 бар: до 2500 Н.м ³	Ключевой блок АГНКС любой производительности
Clever-L	АГНКС в одном блоке	1-6 бар: до 1000 Н.м ³ 6-12 бар: до 1300 Н.м ³	АТП и МАЗС средней загрузки, коммерческие АГНКС
Clever-S	Мини-АГНКС в одном блоке	1-5 бар: до 150 Н.м ³	Малые АТП, МАЗС низкой загрузки
Clever-D	Дочерняя АГНКС	5-220 бар: до 3500 Н.м ³	Разгрузка пассивных ПАГЗ

Сравнительный анализ использования КППГ и СУГ в качестве моторного топлива. Продуктовая конкуренция или взаимное дополнение?

М.В. Коротков, начальник отдела розничной реализации КППГ и СПГ АО «Газпром газэнергосеть», к.т.н.

В настоящее время в Российской Федерации органами власти всех уровней, средствами массовой информации и хозяйствующими субъектами уделяется огромное внимание развитию использования сжатого природного газа (КППГ) в качестве моторного топлива, который является экологически более чистым и недорогим по сравнению с бензинами и дизельным топливом. Масштабы такого внимания с уверенностью позволяют говорить о выраженном приоритете данного направления в государственной политике. Вместе с тем все более неблагоприятная ситуация складывается в сфере использования другого, пока наиболее распространенного альтернативного вида моторного топлива – сжиженного углеводородного газа (СУГ). В чем отличия этих видов моторного топлива? Должно ли развитие использования КППГ осуществляться в ущерб использованию СУГ? А главное: соответствует ли такое положение дел интересам конечных потребителей моторного топлива – гражданам нашей страны? В настоящей статье предложены ответы на эти и другие вопросы, которые, вероятно, должны быть приняты во внимание при определении вектора развития использования альтернативных видов топлива.

Ключевые слова:

сжатый природный газ, сжиженный углеводородный газ, структура рынка моторного топлива, автомобильная газонаполнительная компрессорная станция, газобаллонный автомобиль, цены на топливо, экономическая эффективность.

КППГ и СУГ в качестве моторного топлива

КППГ – это сжатый природный газ, который является полезным ископаемым и представляет собой смесь газов. Основную часть (до 98 %) природного газа составляет метан (CH_4) – простейший углеводород. В состав природного газа также входят более тяжелые углеводороды: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8) и бутан (C_4H_{10}), а также другие вещества, не являющиеся углеводородами. В нормальных условиях природный газ представляет собой бесцветный газ без запаха, который легче воздуха. При определенных концентрациях в воздухе метан взрывоопасен. Обогащение одорантами, обладающими неприятным «запахом газа», делается для того, чтобы человек вовремя заметил утечку газа. По степени воздействия на организм он относится к веществам 4-го класса опасности. Основные физико-химические свойства КППГ представлены в табл. 1.

Физико-химические свойства КПП и СУГ

Описание	КПП	СУГ
Состав	Концентрация (не более): сероводорода – 0,02 г/м ³ меркаптановой серы – 0,036 г/м ³ паров воды – 9 мг/м ³ масса механических примесей – 1 мг/м ³ объемная доля негорючих компонентов – 7 % объемная доля кислорода – 1 %	Массовая доля: метана, этана – не нормируется пропана – 50±10 % углеводородов C ₄ и выше – не нормируется непредельных углеводородов – < 6 % серы и сернистых соединений – < 0,01 % в том числе сероводорода – < 0,003 %
Температура кипения	-162 °С	От -50 до 0 °С
Теплота сгорания	~ 31,8 МДж/м ³	~ 46 МДж/кг
Плотность	0,72 кг/м ³	0,56 кг/л
Взрывоопасная концентрация	От 5 до 15 % по объему	От 2,3 до 9,5 % по объему
Расчетное октановое число	105 (моторный метод)	105 (моторный метод)

С целью применения КПП в качестве моторного топлива используются автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС), которые по существу представляют собой мини-заводы по его производству. АГНКС должны быть подключены к единой системе газоснабжения, через которую подается природный газ для последующего компримирования. Хранение, транспортировка и реализация КПП осуществляются под большим давлением в газообразном состоянии. Примерная компоновка газобаллонного оборудования КПП на борту автомобиля представлена на рис. 1.



Рис. 1. Общая схема размещения газобаллонного оборудования на легковых автомобилях

СУГ – это прозрачная жидкость, смесь легких углеводородов, компонентный состав которой может варьироваться, но основными компонентами принято считать пропан (C₃H₈) и бутан (C₄H₁₀). СУГ пожаро- и взрывоопасны, тяжелее воздуха,

образуют с воздухом взрывоопасные смеси, имеют неприятный запах, по степени воздействия на организм человека являются малотоксичными и относятся к веществам 4-го класса опасности. Основные физико-химические свойства СУГ представлены в табл. 1.

Производятся СУГ методом ректификации широкой фракции легких углеводородов. Хранение, транспортировка и реализация СУГ осуществляются под давлением в сжиженном виде. Примерная компоновка газобаллонного оборудования СУГ на борту автомобиля представлена на рис. 1.

Согласно методическим рекомендациям «Нормы расхода топлив и смазочных материалов на автомобильном транспорте», утвержденным Распоряжением Минтранса России от 14.03.2008 г. № АМ-23-Р, нормы расхода топлив на 100 км пробега автомобиля установлены в следующих измерениях:

- для автомобилей, работающих на КПП, – в нормальных метрах кубических из расчета, что 1 л бензина соответствует $1 \pm 0,1 \text{ м}^3$ КПП;
- для автомобилей, работающих на СУГ, – в литрах из расчета, что 1 л бензина соответствует 1,32 л СУГ, не более (рекомендуемая норма в пределах $1,22 \pm 0,10$ л СУГ к 1 л бензина в зависимости от свойств пропан-бутановой смеси).

Каждый из данных видов газомоторного топлива (ГМТ) имеет свои технико-эксплуатационные характеристики, определяющие достоинства и недостатки газобаллонных автомобилей на КПП и СУГ, в том числе и их экологические характеристики.

Современные методики позволяют оценить не просто объем выбросов вредных веществ с отработавшими газами автомобилей, а совокупную экологическую опасность этих выбросов для человека с учетом количества, токсичности и класса опасности наиболее значимых компонентов в отработавших газах (ОГ): оксида углерода (СО), смеси углеводородов (СН) и оксидов азота (NO_x). Благодаря этому с помощью безразмерного показателя можно однозначно оценить, как соотносится уровень экологической опасности ОГ автомобилей, работающих на природном газе, с уровнем опасности ОГ автомобилей, работающих на других видах моторного топлива.

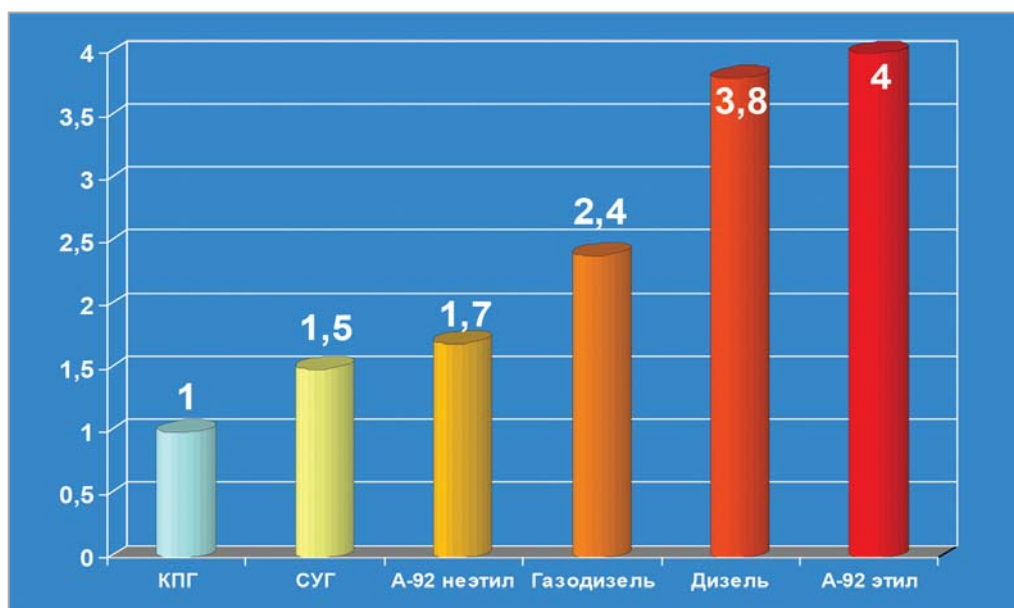


Рис. 2. Безразмерный относительный показатель экологической опасности для человека ОГ автомобиля, работающего на различных видах моторного топлива

Как следует из рис. 2, КПГ с точки зрения негативного воздействия на окружающую среду отработавших газов автомобилей является экологически наиболее чистым моторным топливом из всех углеводородных видов моторного топлива, получивших коммерческое развитие.

Доля использования КПГ и СУГ в общем объеме их потребления в РФ

Одними из наиболее репрезентативных показателей развития использования газомоторных видов топлива в стране являются абсолютные и относительные величины их потребления.

Так, по данным Минэнерго РФ, в 2015 году общий объем добычи природного газа в РФ составил 635,5 млрд м³. При этом реализация КПГ в качестве моторного топлива в этом же году достигла 487,2 млн м³, что составляет ~0,21 % от общего объема (234 млрд м³) поставки природного газа из ресурсов ПАО «Газпром» и прочих производителей для обеспечения газоснабжения российских потребителей (рис. 3). По этому показателю РФ занимает 17-е место в мире.

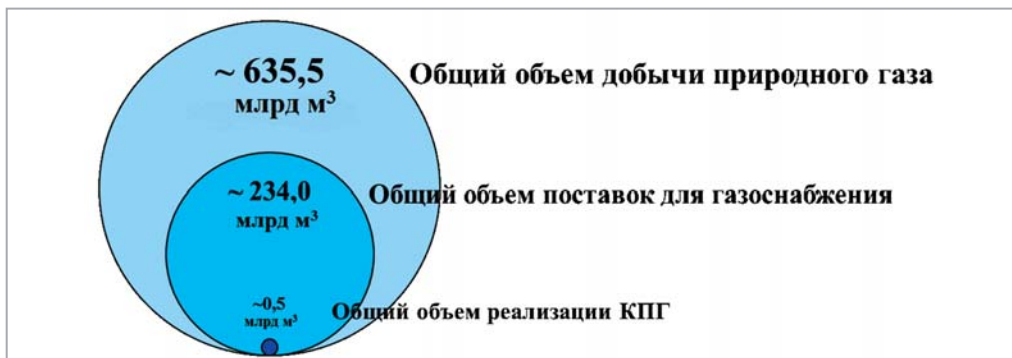


Рис. 3. Доля реализации КПГ в общем объеме производства и реализации природного газа в РФ в 2015 году

По данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК», общий объем производства СУГ в РФ в 2015 году составил ~13,2 млн т. При этом объем реализации СУГ в качестве моторного топлива равен ~2,2 млн т, что составляет ~27 % от общего объема (7,8 млн т) потребления СУГ на внутреннем рынке (рис. 4). По данному показателю РФ занимает 3-е место в мире.



Рис. 4. Доля реализации СУГ в качестве моторного топлива в общем объеме его потребления в РФ в 2015 году

Таким образом, доля использования СУГ в качестве моторного топлива в общем объеме его потребления на российском рынке существенно выше аналогичного показателя у КПП, что отражает значимость такого сбытового канала в деятельности компаний-поставщиков этого вида топлива.

Структура рынка моторного топлива в РФ

Анализ структуры внутрироссийского рынка моторного топлива (табл. 2) показывает, что наибольшая доля (суммарно 56,2 %) от общего количества приходится на бензины различных марок. Следующей по значимости является доля дизельного топлива (ДТ), которая составляет около 40 % общего количества. Совокупная доля использования газомоторного топлива (КПП и СУГ) – относительно невелика и составляет всего 4 %. При этом СУГ в настоящее время в РФ используется примерно в 7 раз больше, чем КПП (в пересчете на массовые характеристики).

Таблица 2

Структура потребления моторного топлива в РФ в 2015 году

Тип ТС	Число АТС по базе ГИБДД, ед.	Объем потребления А-76/80, тыс. т	Объем потребления АИ-92, тыс. т	Объем потребления А-95/98, тыс. т	Объем потребления ДТ, тыс. т	Объем потребления СУГ, тыс. т	Объем реализации КПП, тыс. т
LCV	168 204	6,2	58,5	15,3	181,6	0,6	0
LCV-BUS	560 038	7,7	973,2	40,8	279,2	502,9	0
LCV-PC	469 829	1,7	150,7	118,7	452,4	0,1	0
LCV-TRUCK	2 753 530	55,7	3 469,9	58,0	1 941,8	1 255,5	0
МТ	2 467 225	72,4	93,0	59,3	2,1	0,0	0
Автобусы	395 473	248,7	626,5	3,7	1 705,4	19,7	350,8
Грузовые	3 732 126	2 087,3	2 904,1	0,0	20 127,7	140,2	
Легковые	40 837 037	195,2	13 531,6	11 730,8	1 164,0	313,6	
Итого	51 383 462	2 674,8	21 807,5	12 026,7	25 854,2	2 232,5	350,8

Примечание. В качестве источника информации использовались данные, представленные на сайте Минэнерго РФ, а также аналитического агентства «Автостат».

На рис. 5 представлена обобщенная структура потребления моторного топлива в РФ в 2015 году.

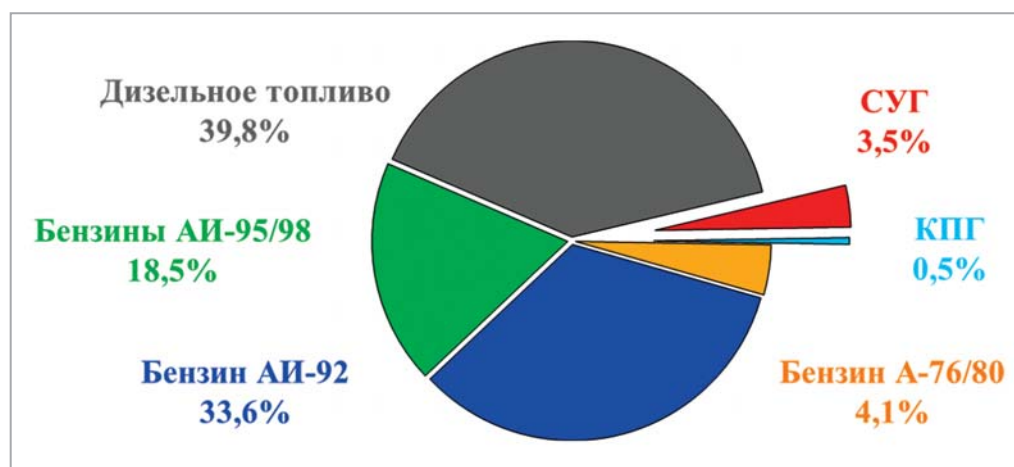


Рис. 5. Обобщенная структура потребления моторного топлива в РФ в 2015 году

Число газозаправочных станций (АГНКС и АГЗС)

По данным информационно-аналитического портала Metan4U, сеть АГНКС РФ насчитывает 280 станций в 183 населенных пунктах и на 30 технологических площадках организаций ПАО «Газпром» в 62 субъектах РФ в 8 федеральных округах.

По данным годового отчета ПАО «Газпром» за 2015 год, компании принадлежат 217 АГНКС, что составляет 75 % всего парка в РФ. Суммарная установленная мощность компрессоров превышает 2 млрд м³ газа в год и составляет 84 % общероссийского газозаправочного потенциала. В настоящее время средний уровень загрузки российских АГНКС составляет около 20 %.

Наибольшее развитие КПП в качестве моторного топлива в настоящее время получил в Свердловской области, Ставропольском крае и Республике Татарстан.

По данным информационно-аналитического центра RUPEC, по состоянию на апрель 2016 года в РФ насчитывается 4450 АГЗС. По некоторым оценкам, более 50 % АГЗС в РФ эксплуатируются ВИНК и другими крупными брендовыми торговыми сетями, а оставшаяся часть занята более мелкими игроками на локальных рынках. При этом наибольшая доля АГЗС в РФ приходится на самые заселенные территории: Москва, Санкт-Петербург и прилегающие регионы.

Тем не менее обеспеченность газовыми заправками в РФ также недостаточна и отстает от ведущих стран мира. По экспертным оценкам, для достижения необходимого уровня число АГЗС в РФ должно быть увеличено примерно в 2,5-3 раза.

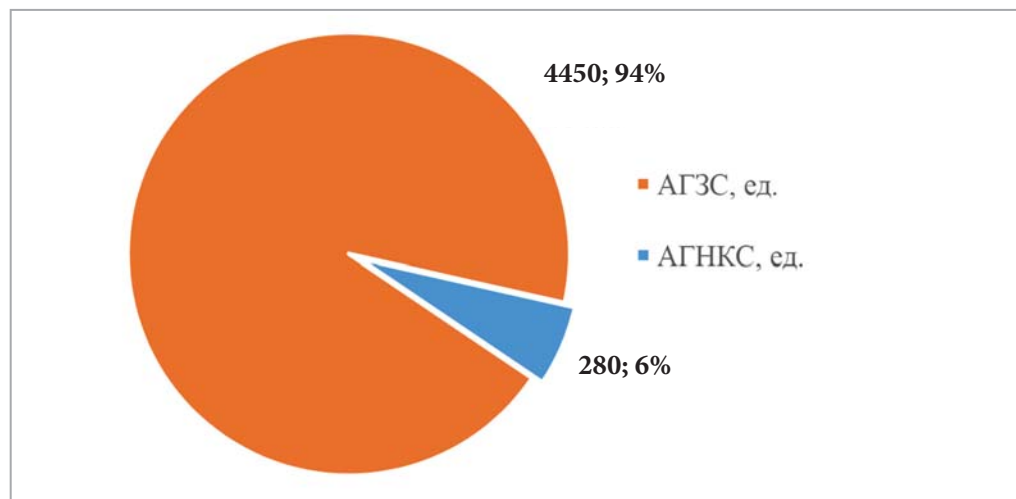


Рис. 6. Соотношение числа АГНКС и АГЗС в РФ

Из рис. 6 следует, что 94 % общего числа существующих газозаправочных объектов в РФ в настоящее время составляют АГЗС (для СУГ). На долю АГНКС (для КПП) приходится только 6 %.

Число газобаллонных автомобилей, работающих на КПП и СУГ в РФ

По данным информационно-аналитического портала Metan4U, по состоянию на окончание 2015 года общее число автомобилей, использующих КПП в качестве моторного топлива, насчитывало чуть более 90 тыс. единиц, что составляет 322 ед. на одну АГНКС. По количеству автомобилей (всех видов), работающих на КПП, РФ занимает 19-е место в мире.

По данным информационно-аналитического центра RUPEC, в конце 2014 года

общее число автомобилей, использующих СУГ в качестве моторного топлива, насчитывало около 3,0 млн единиц, что составляет примерно 674 ед. на одну АГЗС. По количеству автомобилей всех видов, работающих на СУГ, РФ занимает второе место в мире, уступая лидерство Турции.

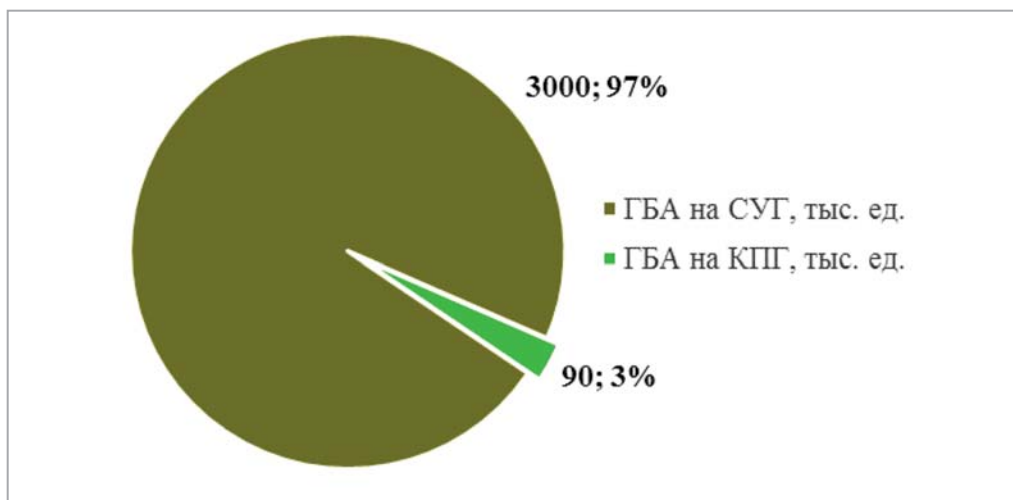


Рис. 7. Соотношение числа ГБА на КПП и на СУГ в РФ

Из рис. 7 следует, что примерно 97 % общего числа газобаллонных автомобилей в РФ в настоящее время используют в качестве моторного топлива СУГ. На долю автомобилей, работающих на КПП, приходится только 3 %.

Мировой опыт использования КПП в качестве моторного топлива показывает, что перевод дизельных двигателей на газодизельный режим (с применением дизельного топлива в качестве запальной дозы) продемонстрировал свою низкую экономическую эффективность и слабую надежность. Конвертация дизельных двигателей (то есть глубокая модернизация с оснащением искровым зажиганием), находящихся



Рис. 8. Газобаллонные автомобили заводского исполнения, предназначенные для работы на КПП

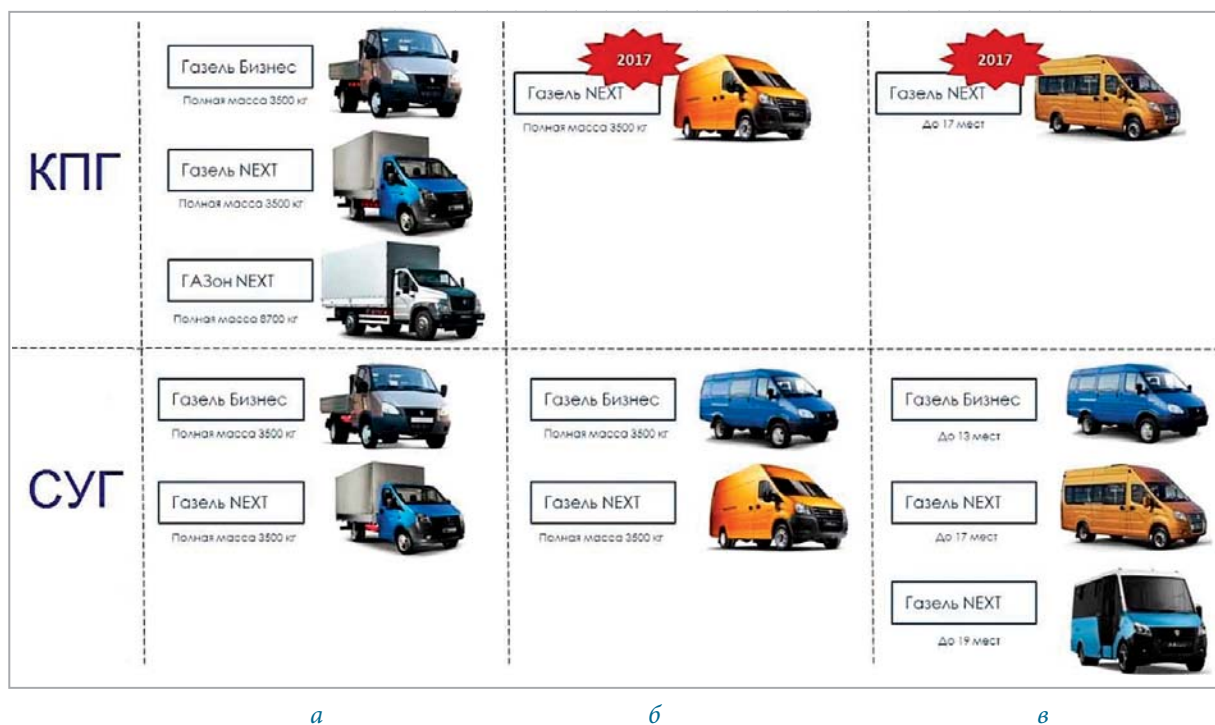


Рис. 9. Серийные автомобили производства Группы «ГАЗ», предназначенные для работы на КПГ и на СУГ:

а – бытовые автомобили и спецтехника; *б* – цельнометаллические фургоны; *в* – автобусы

в эксплуатации, имеет недоступно высокую стоимость (зачастую во много раз превышающую остаточную стоимость самих АТС) и не обеспечена существующей нормативно-правовой базой. Поэтому экономически целесообразным способом перевода автотранспортных предприятий для работы на КПГ является замещение существующего старого парка техники новыми АТС заводского исполнения, оснащенными газовыми двигателями для работы на КПГ.

На рис. 8 и 9 представлены некоторые модели автомобилей, автобусов и спецтехники заводского изготовления различных производителей, предназначенные для работы на КПГ и СУГ.

Следует отметить, что удорожание стоимости газобаллонного автомобиля, работающего на КПГ, относительно его аналога, работающего на традиционном жидком моторном топливе, составляет весьма значительную сумму, эквивалентную до 30% стоимости всего автомобиля, что в абсолютном выражении достигает 1,5 млн рублей.

Удорожание газобаллонных автомобилей заводского производства, работающих на СУГ, составляет всего около 40 тыс. руб., что эквивалентно стоимости комплекта ГБО с учетом работ по его установке. При стоимости автомобиля около 1 млн рублей удорожание составляет 4%.

При этом опыт стран, где применение СУГ на транспорте нашло масштабное развитие, показывает, что целевой потребитель СУГ формируется в основном за счет переоборудования бензиновых АТС.

Таким образом, автомобили заводского изготовления для работы на ГМТ дороже своих аналогов, предназначенных для работы на традиционных жидких моторных топливах. При этом удорожание составляет до 30% от стоимости для автомобилей на КПГ и до 4% от стоимости для автомобилей на СУГ.

Строительство АГНКС и АГЗС. Технические требования и стоимость

Реализация проекта по строительству АГНКС является сложной многофакторной задачей. Производительность станции определяется уже на этапе проектирования

и впоследствии не может быть увеличена без вложения дополнительных инвестиций и проведения проектных и строительно-монтажных работ. Это означает, что инвестируя в строительство АГНКС уже на этапе предпроектной проработки важно весьма точно «угадать», сколько газа эта станция реально сможет продавать в будущем. Кроме этого, сложность заключается еще и в том, что для работы АГНКС требуется ее подключение к сетям газо- и электроснабжения, что представляет собой серьезную проблему, особенно в крупных городах, в силу необходимости прохождения длительных запутанных и дорогостоящих процедур.

В сравнении с АГНКС строительство АГЗС значительно проще (табл. 3). Во-первых, не требуется подключения к сетям газоснабжения, что не только упрощает и сокращает процесс реализации проекта, но и что более важно – позволяет выбрать земельные участки, наиболее удобно расположенные для потенциального потребителя. Кроме этого, требуемая электрическая мощность для подключения АГЗС практически на порядок ниже, чем для АГНКС, что также значительно расширяет возможности по выбору подходящей площадки для строительства АГЗС.

Таблица 3

Основные технические требования к строительству АГНКС и АГЗС

Наименование	АГНКС	АГЗС
Площадь земельного участка, Га	От 0,3 до 1,8	От 0,2 до 0,4
Требуемая электрическая мощность, кВт	От 60 до 400	От 20 до 50
Требуемый расход газа, м ³ /ч	От 110 до 2000	Не требуется
Срок строительства, мес.	12...15	8...10
Классификация по Федеральному закону от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»	ОПО II класс (проверка 1 раз в год)	ОПО III класс (проверка 1 раз в 3 года)

Наряду с этим нельзя не отметить, что согласно Федеральному закону от 21.07.1997 г. № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» АГНКС относится ко II классу опасных производственных объектов (ОПО), в то время как АГЗС – к III классу. Это означает для АГНКС не только в три раза больше проверок контролирующих органов, но и соответствующее увеличение операционных затрат на содержание объекта и соблюдение требований пожарной и промышленной безопасности.

Таким образом, анализ данных, представленных в табл. 3, показывает, что проект строительства АГНКС является значительно более сложным, чем проект строительства АГЗС, так как требует решение ряда сложных технических задач. В этой связи не только значительно увеличивается стоимость строительства газозаправочной станции, но и многократно сужается выбор подходящих площадок (земельные участки) для этой цели.

Стоимость строительства любого объекта газозаправочной инфраструктуры (АГНКС или АГЗС) зависит от его технических параметров – например, производительности, числа постов заправки, а также многих других. Тем не менее имеющиеся данные о реализованных проектах строительства АГНКС и АГЗС с сопоставимыми форматами станций (четыре поста заправки) позволяют провести укрупненный сравнительный анализ (табл. 4), который показывает, что каждый из этапов строительства АГНКС в разы дороже аналогичного этапа для АГЗС. То же самое касается и оборудования.

Таблица 4

Усредненная стоимость строительства АГНКС и АГЗС

Наименование работ	Для АГНКС, тыс. руб. с НДС	Для АГЗС, тыс. руб. с НДС
Комплекс проектно-изыскательских работ	7 000	2 500
Подключение к сетям газоснабжения	До 10 000	Не требуется
Подключение к сетям электроснабжения	До 10 000	До 1 500
Комплект основного технологического оборудования	75 000	9 000
Строительно-монтажные работы (в том числе материалы и пр. затраты)	До 90 000	До 22 000
Итого	~ 190 000	~ 35 000

Таким образом, строительство АГНКС в существующих социально-экономических условиях более чем в 5,5 раза (!) дороже строительства АГЗС, имеющей аналогичную пропускную способность по количеству обслуживаемых автомобилей.

Розничная цена КПП и СУГ

Ценообразование ГМТ должно строиться на основании текущей розничной ситуации и с учетом факторов, влияющих на затраты при его реализации на каждом локальном рынке. Применительно к большинству регионов РФ розничная цена на ГМТ должна быть установлена в ценовом диапазоне при следующих граничных условиях:

- Нижняя граница (то есть минимальная цена розничной реализации ГМТ, направленного на формирование рынка потребителей) определяется исходя из существующих в газовой компании критериев окупаемости инвестиций в строительство газозаправочной инфраструктуры. При этом достигается минимально допустимый экономический эффект от реализации проекта для самой газовой компании и максимальный экономический эффект от перевода автотранспортных средств на ГМТ для их собственников.

- Верхняя граница (то есть максимальная цена розничной реализации ГМТ при сложившемся рынке потребителей) определяется исходя из условий целесообразности перевода АТС для работы на ГМТ на основе существующих в АТП критериев окупаемости инвестиций в переоборудование либо приобретение более дорогостоящей автотранспортной техники в газовом исполнении.

С целью определения розничной цены КПП, которая позволит обеспечить экономическую привлекательность проекта строительства новой АГНКС, были приняты исходные данные, представленные в (табл. 5).

Результаты проведенного анализа зависимости эффективности проекта строительства АГНКС от изменения розничной цены реализации КПП представлены в табл. 6.

Из представленных в табл. 6 данных следует, что сложившаяся розничная цена КПП (14,6 руб./м³) сильно занижена. Такой низкий уровень не позволит окупить инвестиции в строительство новой АГНКС исходя из существующих в газовой компании критериев. Согласно проведенным расчетам, нижняя граница розничной цены КПП в современных социально-экономических условиях должна быть на уровне 20 руб./м³.

Таблица 5

**Исходные данные для расчета
эффективности проекта строительства АГНКС**

Показатель	Значение
Стоимость строительства АГНКС, тыс. руб. с НДС	190 000
Фонд оплаты труда, тыс. руб./год без НДС	5 680
Затраты на обучение персонала (1-й год), тыс. руб. с НДС	115,6
Затраты на обеспечение промышленной безопасности (1-й год), тыс. руб. с НДС	677,5
Цена закупки природного газа, руб./м ³ с НДС	5,7
Приведенная стоимость электроэнергии, руб./м ³ с НДС	1,15
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/м ³ КПП	0,24
Объемы реализации КПП, тыс. м ³ в год	5 475
Ставка дисконтирования, %	12,35

17

Таблица 6

**Изменение показателей эффективности проекта
в зависимости от розничной цены КПП (руб./м³)**

Показатели	20	18,6	17,2	15,8	14,6	13,0
Простой срок окупаемости (PP), лет	6,1	6,6	7,3	8,2	9,3	11,5
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет	9,6	11,3	14,1	> 15 лет	> 15 лет	> 15 лет
NPV к 15-му году, тыс. руб.	60 724	33 298	5 805	-22 057	-45 939	-77 905
IRR 15-го года, %	17,5	15,3	12,9	10,3	7,8	4,0

Примечание. PP (от англ. pay-back period) – срок окупаемости; DPP (discounted pay-back) – дисконтированный срок окупаемости; NPV (net present value) – чистая приведенная стоимость; IRR (internal rate of return) – внутренняя норма доходности

Анализ структуры розничной цены КПП (рис. 10) показывает, что наибольшую долю в ней (более 37 %) составляет амортизация, обусловленная величиной инвестиций. Следующая по значимости составляющая (более 28 %) – это стоимость природного газа, который является сырьем для производства КПП. Примерно столько же приходится на совокупную долю операционных затрат и затрат на компримирование (в основном – электроэнергия). При повышении загрузки АГНКС величина приведенных операционных затрат будет пропорционально уменьшаться, а затраты на компримирование – увеличиваться.

На момент написания статьи сложившаяся розничная цена СУГ в ЦФО составляла 18,7 руб./л. Анализ структуры розничной цены СУГ (рис. 11) показывает, что наибольшая доля в ней (~60 %) приходится на себестоимость производства СУГ,

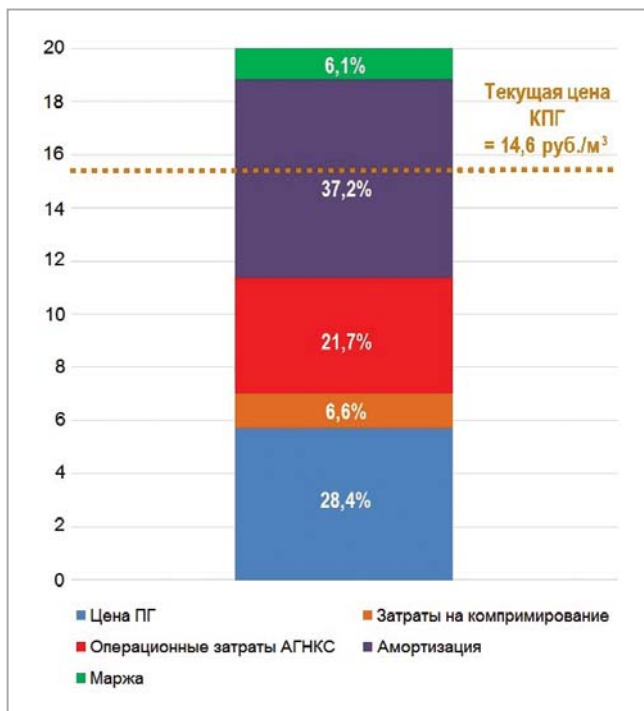


Рис. 10. Структура расчетной цены КПГ, руб./м³

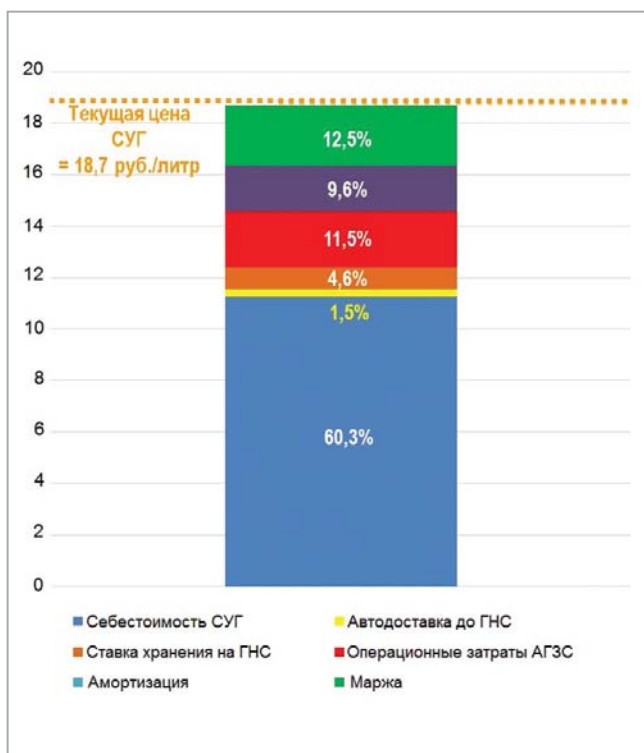


Рис. 11. Структура расчетной цены СУГ, руб./л

определяемую затратами нефте- и газоперерабатывающих предприятий. На долю операционных затрат АГЗС приходится всего менее 12 %. При этом следует отметить, что изменение объемов реализации СУГ на АГЗС не оказывает значимого влияния на величину операционных затрат.

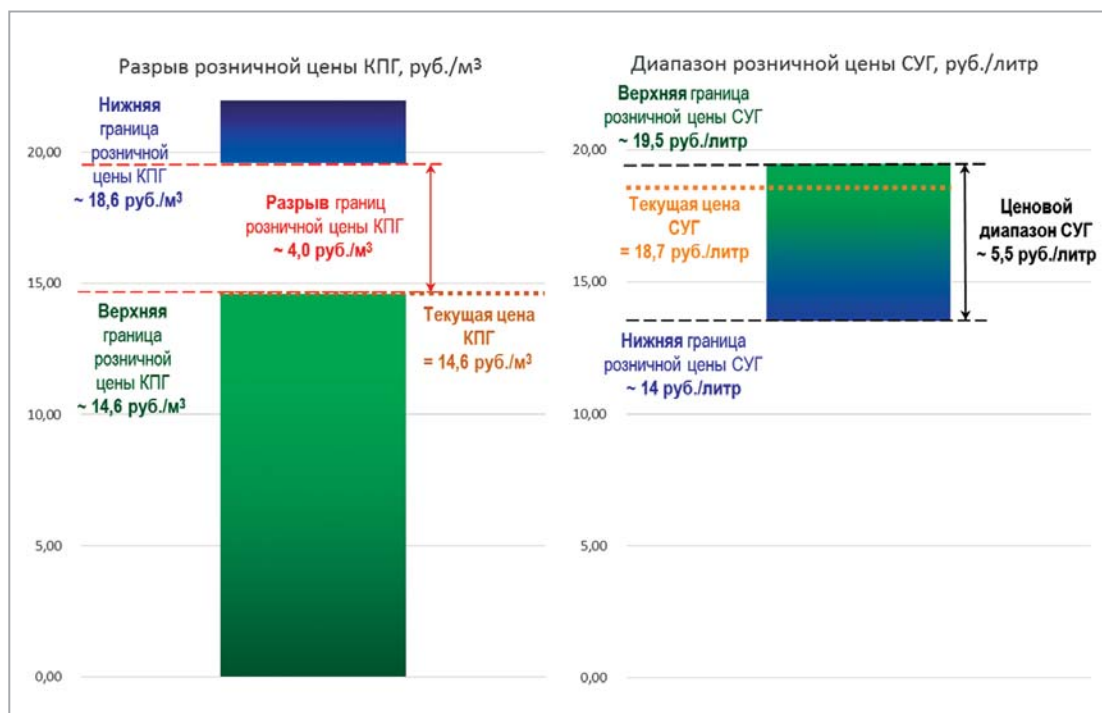


Рис. 12. Верхняя и нижняя границы розничной цены КПП и СУГ

В представленных примерах видно, что малая маржа и большие инвестиции характеризуют проекты строительства АГНКС как менее привлекательные в сравнении с проектами строительства АГЗС, где маржа вдвое выше, а размер необходимых инвестиций в 5,5 раза ниже.

Следует отметить, что сложившаяся в настоящее время фактическая розничная цена КПП, равная 14,6 руб./м³, является верхней границей (то есть максимальной ценой розничной реализации КПП при сформировавшемся рынке потребителей), определяющей целесообразность перевода АТС для работы на КПП либо приобретения более дорогой автотранспортной техники в газовом исполнении.

Таким образом, в современных социально-экономических условиях в РФ на формирующемся розничном рынке КПП существует значительный разрыв между нижней (18,6 руб./м³) и верхней (14,6 руб./м³) границами розничной цены КПП (рис. 12).

Отсутствие ценового диапазона, определяющего экономическую целесообразность использования КПП в качестве моторного топлива одновременно как для компаний-производителей КПП, так и для потенциальных потребителей (собственники автотранспортных средств), является, пожалуй, основным сдерживающим фактором, препятствующим масштабному развитию использования КПП в качестве моторного топлива.

В отличие от розничной цены на КПП, на розничном российском рынке СУГ в настоящее время в целом складывается достаточно широкий ценовой диапазон, который позволяет не только находить взаимовыгодные условия для компаний-поставщиков СУГ и потенциальных потребителей этого топлива (собственники автотранспорта), но и компенсировать индивидуальные особенности каждого отдельно взятого проекта строительства новых АГЗС и перевода автотранспорта на СУГ.

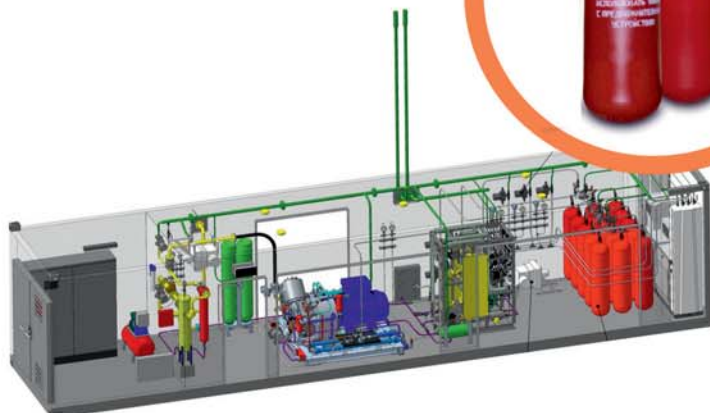
Окончание в следующем номере.

ОРСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД



Орский машиностроительный завод – промышленное предприятие, входящее в состав Трубной металлургической компании и являющееся одним из ведущих производителей сосудов высокого давления (газовые баллоны) среднего и большого объема с опытом работ по производству изделий для рынка транспортных средств России и стран ближнего зарубежья

ПРОИЗВОДСТВО СОСУДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ



462431, Оренбургская обл.,
г. Орск, ул. Крупской, д. 1
Тел.: (3537) 348-067,
348-060, 348-089
Факс: (3537) 348-018
e-mail: office@ormash.ru

www.tmk-group.ru

Экологическая эффективность газобаллонного автомобиля на компримированном природном газе

В. И. Ерохов, профессор Московского политехнического университета
(Московский политех), д.т.н.

Показаны конструктивные и функциональные особенности современного газобаллонного автомобиля, работающего на компримированном природном газе. Приведены параметры технической, социально-экономической и экологической эффективности газобаллонного автомобиля на КПП.

Ключевые слова:

компримированный природный газ, газовая система питания, двухступенчатый редуктор, система управления, функциональные датчики и исполнительные устройства, система рециркуляции ОГ, эффективность системы питания КПП.

В мировой практике промышленное производство газобаллонных автомобилей, работающих на компримированном природном газе (КПП), является одной из приоритетных концепций современного автомобилестроения. Специалисты ПАО «КАМАЗ» разработали модельный ряд грузовых автомобилей, спецтехники и автобусов для работы на КПП. Эти новейшие наземные транспортные средства (ТС) удовлетворяют современным топливно-энергетическим и экологическим требованиям [1].

Значительная часть наземных ТС оснащена базовым двигателем КАМАЗ 820.60-260 (8VЧ 12/13), предназначенным для установки на шасси самосвала КАМАЗ-65115, седельного тягача КАМАЗ-65116 и спецтехники КАМАЗ-43118, 43114. Двигатель КАМАЗ 820.61-260 (8VЧ 12/13) предназначен для установки на автобусные шасси НЕФАЗ-5339 [2].

Принципиальная схема системы питания и управления газовым двигателем с принудительным воспламенением

8VЧ 12/13 для работы на КПП приведена на рис. 1.

Газобаллонная установка автомобилей семейства «КАМАЗ» содержит каскаду газовых баллонов 31, сообщенных между собой с помощью трубопроводов высокого давления, заправочное устройство 30, магистральный трубопровод высокого давления с магистральным вентилем 28 высокого давления, газовый редуктор 25, сообщенный через газопровод 21 с газовым фильтром 38. Газовые баллоны размещены в защитном кожухе за кабиной или в поддонах (слева или справа) на раме автомобиля.

Автомобильный баллон для КПП является наиболее металлоемким изделием и особо важным элементом конструкции газобаллонного автомобиля (ГБА). Баллон подвергают специальной термической обработке, обеспечивающей однородную структуру металла и безосколочность при его разрушении.

Заправочное устройство 30 содержит встроенную заглушку, размещенную на гибком шланге, обратный клапан, предотвращающий обратный поток газа

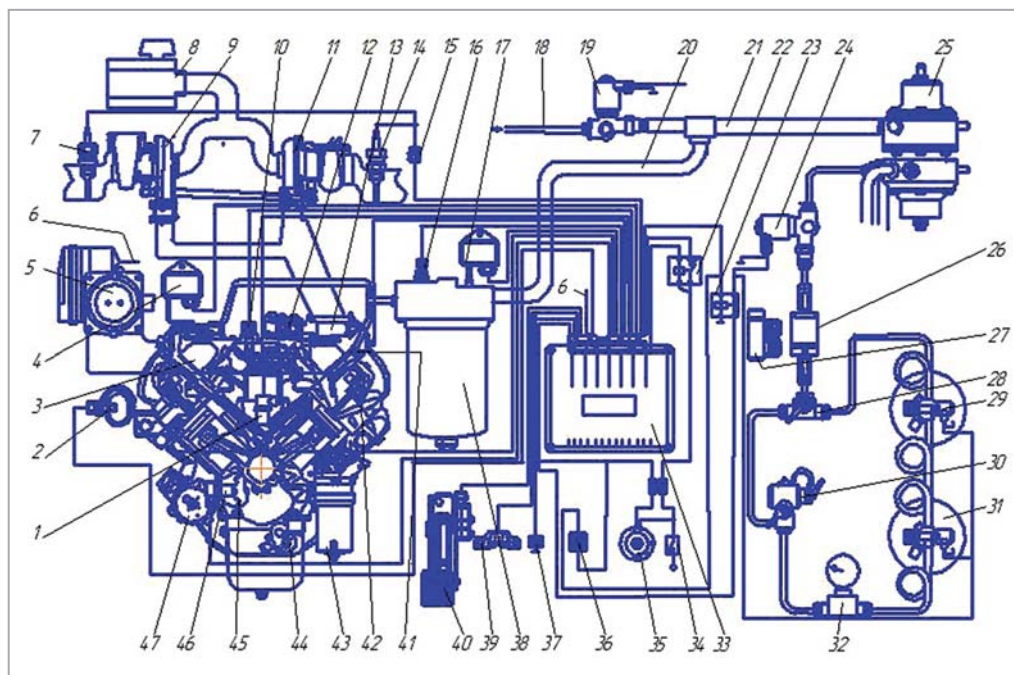


Рис. 1. Система питания и управления газового двигателя семейства КАМАЗ:

1 – датчик фазы; 2 – датчик температуры ОЖ; 3 – трубопровод подачи наддувочного воздуха; 4 – датчик давления наддувочного воздуха; 5 – блок дроссельной заслонки (ДЗ); 6 – электрическая цепь блока ДЗ; 7, 14 – датчики температуры ОГ; 8 – воздухоочиститель; 9, 11, 12 – компрессоры; 10 – датчик температуры наддувочного воздуха; 13 – трубопровод; 15 – электрический разъем; 16 – датчик температуры газа; 17 – датчик давления газа; 18, 20, 21 – газопровод; 19 – электромагнитный клапан (ЭМК) подогревателя; 22 – главное реле XS11; 23 – топливное реле XS12; 24 – электромагнитный газовый клапан высокого давления; 25 – газовый редуктор; 26 – газовый фильтр высокого давления; 27 – реле включения ЭМК баллонов для подогревателя; 28 – вентиль магистральный; 29 – вентиль баллона с ЭМК; 30 – заправочное устройство; 31 – газовый баллон; 32 – штуцер с манометром; 33 – электронный блок управления (ЭБУ); 34 – выключатель питания АКБ; 35 – замок зажигания; 36 – выключатель ЭМК; 37 – лампа диагностики; 38 – газовый фильтр; 39 – колодка диагностическая; 40 – электронная педаль; 41 – газовая форсунка; 42 – свеча зажигания; 43 – масляный фильтр; 44 – масляный насос; 45 – зубчатый венец; 46 – датчик частоты вращения КВ (синхронизации); 47 – подогреватель двигателя

при негерметичной системе, и устройство крепления.

Газовый ЭМК 24 высокого давления обеспечивает подачу газа к первой ступени редуктора высокого давления 25 (РВД). В первой ступени РВД 25 происходит переход высокого давления газа к низкому.

Газовый двигатель 8 VЧ 12/13 содержит систему подачи воздуха, газового топлива, устройство рециркуляции отработавших газов (ОГ) и электронную систему управления. Система подачи

наддувочного воздуха содержит воздушный фильтр 8, впускной трубопровод (ВТ) с размещенным в нем левым 9 и правым 11 нагнетательными компрессорами (ТРК). Датчики давления 4 и температуры 10 наддувочного воздуха обеспечивают измерение давления и температуры во впускном трубопроводе.

Блок 5 дроссельной заслонки (модель Siemens ETC 5) объединяет в одном корпусе ДЗ, шаговый электродвигатель, редуктор привода заслонки и датчики положения заслонки, связанные

электрической цепью 6 с ЭБУ 33 двигателя. Блок 5 ДЗ сообщен с трубопроводом 3 подачи наддувочного воздуха. При отключении электрического питания ДЗ устанавливается в положение, соответствующее примерно 3 % ее полного закрытия.

Электронная педаль 40 снабжена двумя датчиками положения, связанными электрической цепью с ЭБУ 33.

Система управления двигателем содержит ЭБУ 33, функциональные датчики, исполнительные устройства, связанные электрическими цепями с ЭБУ, а также диагностическую лампу, кислородный датчик, газовый клапан, клапан измерения давления воздуха и клапан-дозатор холостого хода. Электронный блок управления 33 обеспечивает сбор информации от функциональных датчиков и исполнительных устройств для правильного расчета алгоритмов управления подачей требуемого количества газа и искрового разряда в двигателе. Информация от датчиков поступает в ЭБУ и преобразуется в управляющие сигналы для воздушной заслонки, газовых форсунок и катушек искровой системы зажигания. Оптимальные алгоритмы управления газовым двигателем обеспечивают его высокие экологические показатели и позволяют снизить затраты на топливо.

Электромагнитные форсунки расположены во впускных каналах блока цилиндров. В режиме работы на газе они получают управление от ЭБУ 33 двигателя при помощи сигнала с широтно-импульсной модуляцией.

Главное реле 22 включается ЭБУ 33 при включении замка зажигания. При включении реле подается напряжение на цепи питания ЭБУ, функциональные датчики и часть исполнительных устройств. Выключение реле производится ЭБУ после выключения замка зажигания 35 с задержкой 10-20 с.

Топливное реле 23 включается ЭБУ

33 при появлении сигнала датчика 46 частоты вращения КВ. Через реле подается питание на обмотки отсечных ЭМК. Реле 23 быстро отключается после остановки двигателя, даже если замок зажигания остался во включенном положении.

Лампа диагностики 37 предназначена для информирования об обнаруженных ЭБУ неисправностях и расположена на панели приборов. При включении зажигания лампа 37 загорается на короткое время и гаснет.

Датчик 46 датчик частоты вращения КВ (синхронизации) обеспечивает согласование работы дозаторов газа с фазами открытия и закрытия впускных клапанов. Этот датчик – индуктивного типа и установлен над диском синхронизации с числом зубьев 60–2. Расстояние от торца датчика до зубчатого венца 45 составляет 0,5...1 мм. Сигнал датчика 46 используется для определения частоты вращения КВ и его положения в ВМТ первого (или шестого) цилиндра. При вращении диска изменяется магнитный поток в магнитопроводе датчика, и наводятся импульсы переменного тока. В его обмотке два пропущенных зуба на диске служат для определения ВМТ первого цилиндра. При выходе датчика из строя или неисправности его цепей работа двигателя невозможна.

Датчик фазы 1 обеспечивает согласование работы дозаторов газа и катушек зажигания с фазами открытия и закрытия впускных клапанов. Датчик установлен на верхней части картера маховика и работает на эффекте Холла. При неправильной установке датчика фазы 1 двигатель может не запуститься, так как нарушается порядок искрообразования по цилиндрам. При отсутствии сигнала датчика ЭБУ 33 переходит в режим нефазированного впрыска газа.

Датчики температуры предназначены для измерения температуры ОЖ 2, воздуха 10 во впускном трубопроводе и газа 16.

Характеристика датчика температуры

Температура, °С	100	80	42	19	-10
Напряжение на выходе датчика, В	0,32	0,62	1,88	3,12	4,38

Датчики температуры ОГ 7 и 14 размещены в приемных патрубках выпускного трубопровода вблизи корпусов турбин. В качестве датчиков используют термопары.

Датчик 2 температуры ОЖ корректирует продолжительность открытого состояния газовых форсунок. По результатам показаний датчика 2 ЭБУ проводит расчет положения ДЗ, необходимой топливоподдачи при пуске двигателя, заданных оборотов холостого хода (обороты увеличиваются для холодного двигателя и снижаются до 800 мин⁻¹ при прогреве), а также по показаниям датчика проводится обогащение горючей смеси для холодного двигателя (табл. 1).

Датчик 4 давления предназначен для определения абсолютного давления воздуха во впускном трубопроводе. Датчик давления – терморезистивного типа. На основании показаний датчиков температуры 10 и давления 4 воздуха корректируется время открытого состояния газовых форсунок для поддержания необходимого состава газозадушенной смеси при изменении внешних условий.

Педальный модуль 40 включает два независимых датчика положения педали, работающих параллельно и повышающих надежность системы. Датчик положения педали встроены в корпус педального модуля. На основании показаний этого датчика ЭБУ производит расчет заданного положения ДЗ, а также осуществляется переход в режимы поддержания заданной частоты вращения холостого хода и торможения двигателем.

Свечи зажигания 42 обеспечивают воспламенение горючей смеси в цилиндрах двигателя. Двигатель комплектуется

свечами зажигания BRISK Silver LR14YS (LR15YS). Зазор между электродами свечи составляет 0,3...0,4 мм.

Электронный блок управления 33 двигателя подает сигнал на магистральный клапан 24 отключения подачи газа. Магнитное поле клапана обеспечивает перемещение запорного элемента вверх, открывая доступ к газовому баллону 31.

Электромагнитные газовые форсунки 41 по сигналам ЭБУ 33 открывают каналы выхода газа во впускной трубопровод. В зависимости от частоты вращения КВ и давления в трубопроводе блок управления рассчитывает продолжительность открытия электромагнитных газовых форсунок. Объем дозируемого газа определяется длительностью импульса и величиной давления газа в газовой распределительной магистрали. После достижения частоты вращения КВ свыше 400 мин⁻¹ ЭБУ переходит в рабочий диапазон управления ЭМК. Первоначально ЭБУ рассчитывает продолжительность открытого состояния ЭМК (длительность импульса), используя сигналы датчиков температуры, двигателя и давления в ВТ.

Маркировка баллона для КПП проводится в информационной зоне, очерченной белой полосой. На испытанный баллон наносят клеймо. На переднем днище отчетливо выбиваются следующие паспортные данные: марка завода-изготовителя; порядковый номер баллона; масса баллона в килограммах; дата (месяц и год) изготовления и последующего испытания; значения рабочего и пробного давления; объем баллона в литрах; клеймо ОТК завода-изготовителя; номер стандарта на баллон [3].

На баллоне указываются даты первого гидравлического испытания (месяц и год) и последующего (год). Повторные гидравлические испытания проводятся в установленные сроки на специально организованных испытательных пунктах по специальной программе.

Газовые баллоны рассчитаны на 20 лет непрерывной эксплуатации ГБА. Их испытывают на герметичность при полностью открытом и закрытом положениях вентилей с помощью сжатого воздуха, очищенного от масла и механических примесей, либо азота (методом омыливания), а также путем погружения баллона в воду под давлением 20 МПа. В процессе испытаний не допускается утечка воздуха под клапаном

и по резьбовому соединению.

Принципиальная схема двухступенчатого газового редуктора высокого давления приведена на рис. 2.

Двухступенчатый РВД обеспечивает снижение давления КПП, поступающего из баллонов, с 19,6 до 0,26...0,30 МПа и поддержание его постоянным на всех режимах работы двигателя, а также подогрев газа для предотвращения обмерзания в процессе редуцирования и аварийный сброс давления газа из первой ступени при превышении допустимых пределов. Снижение давления до требуемой величины на выходе необходимо для обеспечения двигателя газом.

Технические характеристики двухступенчатого РВД приведены в табл. 2.

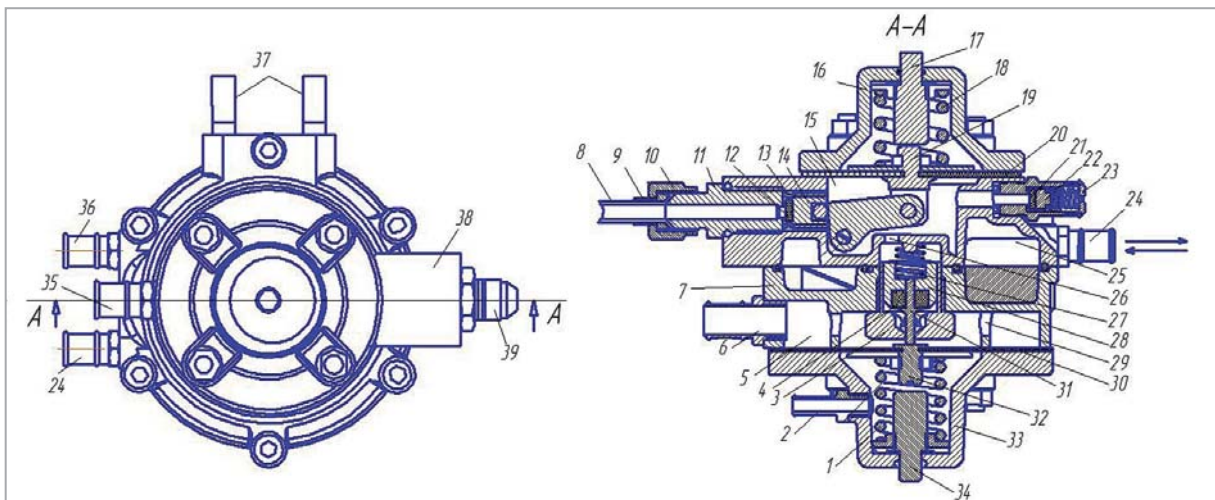


Рис. 2. Двухступенчатый газовый редуктор высокого давления:

1 – пружина второй ступени; 2 – штуцер разрежения; 3 – седло клапана второй ступени; 4 – клапан второй ступени; 5 – вторая ступень; 6 – выходной газовый патрубок; 7 – корпус РВД второй ступени; 8 – входной трубопровод высокого давления; 9 – ниппель; 10 – накидная гайка; 11 – седло клапана; 12 – клапан первой ступени; 13 – кольцевой зазор; 14 – шарик; 15 – первая ступень; 16 – пружина первой ступени; 17 – регулировочный винт первой ступени; 18 – крышка первой ступени; 19 – шток первой ступени; 20 – мембрана первой ступени; 21, 35 – предохранительные клапаны; 22 – корпус предохранительного клапана; 23 – регулировочный винт предохранительного клапана; 24 – штуцер подвода ОЖ; 25 – подогревающая полость; 26 – соединительный канал; 27 – возвратная пружина; 28 – корпус клапана второй ступени; 29 – дозирующее отверстие; 30 – мембрана второй ступени; 31 – шток второй ступени; 32 – упор штока второй ступени; 33 – крышка второй ступени; 34 – регулировочный винт второй ступени; 36 – штуцер отвода ОЖ; 37 – шпилька; 38 – корпус редуктора первой ступени; 39 – входной штуцер подачи газа

Таблица 2

Технические характеристики двухступенчатого редуктора высокого давления

Давление на входе в редуктор, МПа (кгс/см ²)	20 (200)
Давление газа в первой ступени, МПа (кгс/см ²)	0,59...0,88 (6...9)
Давление газа во второй ступени, МПа (кгс/см ²)	0,26...0,30 (2,6...3,0)
Давление срабатывания предохранительного клапана в редукторе высокого давления, МПа (кгс/см ²)	1,18...1,77 (12...18)

Двухступенчатый РВД содержит первую 15 и вторую 5 редуцирующие ступени, а также подогревающую полость 25. РВД снабжен штуцером подвода 24 и отвода 36 подогревающей жидкости, трубопроводом 8 высокого давления и выходным газовым патрубком 6. В корпусе 38 первой ступени 15 размещен предохранительный клапан 35, обеспечивающий аварийный сброс газа в атмосферу.

Мембрана 20 первой ступени размещена между нажимной шайбой и упором штока 19 первой ступени. Шток 19 кинематически связан с рычагом клапана 12 первой ступени. Нажимная пружина 16 первой ступени передает через мембрану 20 и шток 19 усилие на поворотный рычаг, который поворачивается на неподвижной оси и отходит от клапана 12 первой ступени 15. При перемещении клапана 12 под давлением газа образуется зазор между ним и седлом 11, через который газ поступает в полость первой ступени 15.

Понижение давления газа с 20 до 0,6 МПа сопровождается его расширением в полости первой ступени и поглощением тепловой энергии от окружающих компонентов.

Природный газ с большим содержанием влаги и углекислоты предварительно подогревают, так как наличие влаги в РВД может привести к замерзанию и нарушению нормальной работы двигателя. Для предотвращения подобного явления автомобиль оборудован подогревателем газа. При редуцировании КПП происходит снижение его температуры на 65...70 °С. Предварительный подогрев

КПП осуществляется за счет теплоты охлаждающей жидкости, циркулирующей в системе охлаждения двигателя.

Входная первая ступень снабжена подогревающей полостью 25, сообщенной через входной штуцер 24 с системой охлаждения двигателя. Подогрев газа во входной ступени 15 обеспечивает компенсацию понижения температуры расширяющегося газа, вызванного значительным перепадом давления до и после запорного клапана 12.

Подогревающая полость 25 ОЖ содержит штуцеры 24 и 36 соответственно подвода и отвода охлаждающей жидкости двигателя.

При давлении газа в полости первой ступени 15 выше 1,2...1,4 МПа усилие давления преодолевает усилие пружины 16 первой ступени, клапан 21 открывается, и газ через дренажное отверстие регулировочного винта 23 предохранительного клапана и шланг системы вентиляции отводится в атмосферу в безопасном месте, что предотвращает прорыв мембраны 20 первой ступени.

Газ в полость первой ступени 15 РВД поступает по впускному штуцеру через кольцевой зазор 13 между клапаном 12 и седлом 11, где расширяется с понижением давления и температуры, а через зазор между клапаном 4 и седлом 3 поступает в полость второй ступени 5. Из полости второй ступени 5 через выходной патрубок 6 газ поступает в систему питания двигателя.

При работе двигателя количество газа, проходящего через редуктор, изменяется при сохранении постоянного давления в полости первой ступени,

равного 0,6 МПа, а во второй ступени – 0,26...0,3 МПа.

В зависимости от режимов работы двигателя происходит изменение проходного сечения редуктора, которое определяется положением клапанов 12 и 4 первой и второй ступеней относительно седел 11 и 3 соответственно. Когда давление газа под мембраной 30 второй ступени достигает 0,26...0,3 МПа, и сила давления газа на мембране 30 уравнивает усилие пружины 1, мембрана с упором штока второй ступени отходит от штока 31, а клапан второй ступени 4 под действием возвратной пружины 27 переместится и закроется.

После закрытия клапана 4 второй ступени в полости первой ступени 15 давление начинает подниматься. Мембрана 20 первой ступени перемещается вверх, сжимая пружину 16, и при давлении, превышающем 0,6 МПа, сила давления газа на мембрану 20 преодолевает усилие пружины 16. В дальнейшем мембрана 20 со штоком 19 первой ступени, перемещаясь вверх, поворачивает рычаг клапана первой ступени вокруг неподвижной оси, и коротким плечом рычаг клапана 12 первой ступени упирается в корпус клапана первой ступени и закрывает его.

Информация о нагрузке двигателя поступает на РВД в виде разрежения в ВТ, которое участвует в управлении подачей газа в двигатель. Для этого на крышке второй ступени 33 вмонтирован штуцер разрежения 2, который соединяет надмембранную полость второй ступени с трубопроводом двигателя. Изменение разрежения в ВТ автоматически отслеживается второй ступенью РВД, корректирующей расход газа.

Регулировка давления РВД осуществляется изменением усилия пружин 16 и 1 путем вращения регулировочных винтов 17 и 34. При вращении по резьбовой поверхности регулировочного винта 17 упор пружины 16 перемещается, изменяя ее упругость.

Давление срабатывания предохранительного клапана 21 регулируется винтом 23 предохранительного клапана. При вращении винта по часовой стрелке давление срабатывания предохранительного клапана повышается, так как увеличивается усилие сжатия пружины и растет уравнивающая сила давления газа.

Нарушение баланса поступления и расхода газа в камере рабочего давления сопровождается изменением в ней давления. В результате действия системы регулирования рабочее давление восстанавливается до заданного. При этом мембрана перемещается вверх, и образуемый зазор между седлом и клапаном уменьшается. Таким образом в полость поступает газа меньше, и рабочее давление в ней восстанавливается.

Система управления включает карту впрыскивания и зажигания. Трехмерная таблица, хранящаяся в памяти ЭБУ, содержит оптимальные значения длительности впрыскивания топлива в зависимости от скорости и нагрузки на двигатель. Получив сигналы от соответствующих датчиков, ЭБУ обращается к этой таблице, из которой выбирается требуемое значение длительности впрыскивания газа, соответствующее текущим условиям работы двигателя. На режиме холостого хода ЭБУ переводит двигатель на специальную карту системы ХХ.

Управление процессом впрыскивания по типу обратной замкнутой связи протекает в соответствии с программой, хранящейся в памяти ЭБУ, содержащей специфические схемы работы для получения разнообразных параметров. Основными параметрами являются частота вращения КВ двигателя и нагрузка, на которые водитель оказывает непосредственное влияние с помощью педали газа. К контролируемым параметрам также относятся температура воздуха, топлива, охлаждающей жидкости и давление турбокомпрессора [4].

Блок управления двигателя использует сигналы датчика для расчета и управления временем открытия клапанов подачи газа. Длительность управляющих импульсов и подача топлива определяются величиной расхода воздуха в ВТ двигателя.

При пуске двигателя газовая форсунка 41 (см. рис. 1) работает в синхронном режиме, длительность импульса определяется ЭБУ в зависимости от температуры двигателя. В этом режиме ЭБУ использует информацию от датчика температуры (для определения длительности импульса) и датчика положения КВ (для определения частоты импульсов и их синхронизации с работой цилиндров).

Изменение длительности управляющего импульса обусловлено изменением нагрузки двигателя и давления газа в ВТ. Через определенное время (при достижении двигателем заданной температуры) ЭБУ начинает принимать сигнал от датчика кислорода, расположенного в системе выпуска ОГ. В зависимости от концентрации кислорода в ОГ ЭБУ изменяет длительность импульса для обеспечения оптимального состава ОГ.

Система управления подачей топлива обеспечивается ЭБУ 33 газовой форсункой 41 (см. рис. 1). Датчик частоты

вращения КВ, установленный на корпусе двигателя, формирует управляющие импульсы в момент прохождения сигнала положения КВ двигателя. Длительность управляющих импульсов и подача топлива определяются величиной расхода воздуха в ВТ двигателя.

Компьютерная система выбирает необходимый режим работы двигателя для его прогрева и затем устанавливает обороты холостого хода. Система диагностики во время движения контролирует все детали и устройства, влияющие на состав ОГ. Эта система сохраняет ошибки, связанные с составом ОГ, и отображает их при помощи контрольной лампы (MIL).

Газовая форсунка обеспечивает впрыскивание заданного количества газа во впускной канал головки цилиндра. Дозатор газа (форсунка) приведен на рис. 3.

Отсутствие напряжения на обмотке характеризует закрытое состояние дозатора. Сопротивление обмотки дозатора составляет $11 \pm 0,5$ Ом. Оба контакта обмотки дозатора изолированы от его корпуса.

При установке форсунки в газовый трубопровод смазывают ее уплотнительные резиновые кольца 2. Необходимо

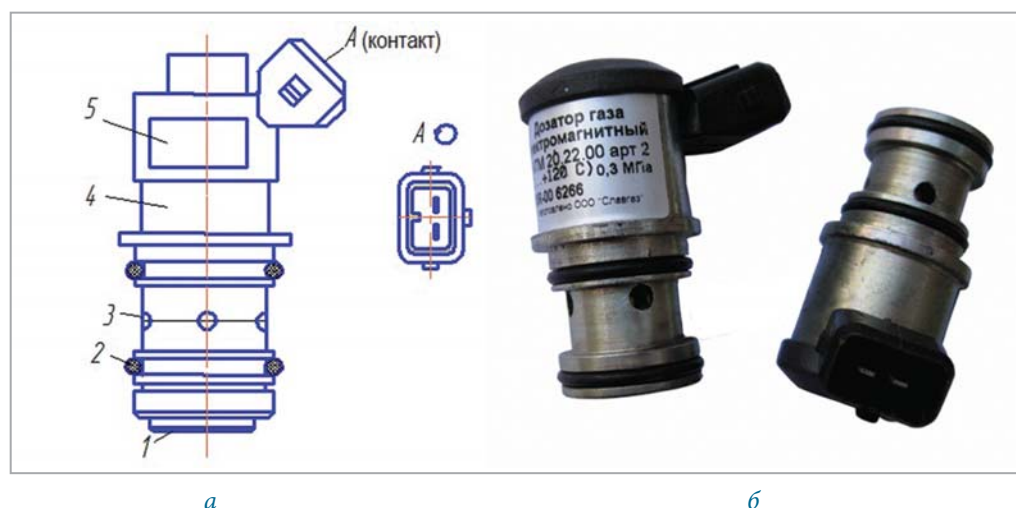


Рис. 3. Газовая форсунка:

1 – распылитель; 2 – уплотнительное резиновое кольцо; 3 – входное отверстие; 4 – корпус; 5 – формуляр; а – принципиальная схема; б – общий вид

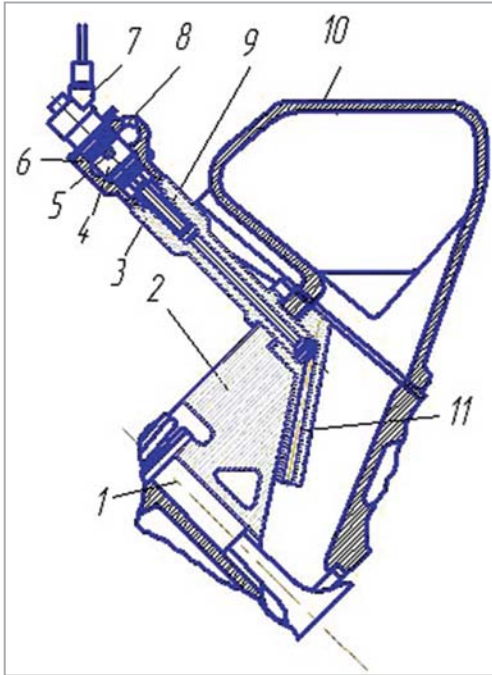


Рис. 4. Схема размещения газовой форсунки:
1 – впускной клапан; 2 – головка цилиндров; 3 – направляющая; 4 – корпус дозатора; 5 – газовый трубопровод; 6 – дозирующее отверстие; 7 – электрический разъем; 8 – канал подачи газа; 9 – винт; 10 – крышка головки блока; 11 – хвостовик

использовать минимальное количество смазки, так как попадание масла в клапанный механизм дозатора может привести к его заклиниванию.

В каждый цилиндр двигателя индивидуально в строго определенной пропорции и в определенное время в зависимости от окружающей среды, нагрузки и состояния двигателя на свечу подается искровой разряд определенной длительности и мощности.

Схема размещения газовой форсунки в системе подачи газа приведена на рис. 4.

Принципиальная схема системы рециркуляции (РЦ) двигателя 8VЧ 12/13 приведена на рис. 5.

Система РЦ EGR содержит левый 3 и правый 16 выпускные трубопроводы, сообщенные через трубопровод 30 с турбиной 29 ТРК, теплообменник 17

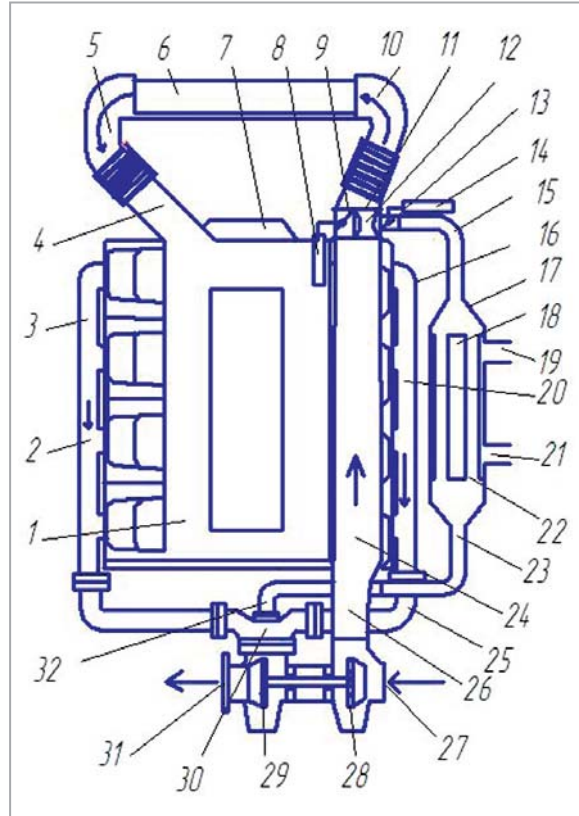


Рис. 5. Принципиальная схема системы РЦ ОГ:

1 – газовый двигатель; 2, 20 – поток ОГ до турбины; 3 – выпускной трубопровод (левый); 4 – поток наддувочного воздуха с ОГ после ОНВ; 5 – патрубок наддувочного воздуха с ОГ после ОНВ; 6 – ОНВ; 7 – привод вентилятора; 8 – привод заслонки нагнетательного воздуха; 9 – заслонка нагнетательного воздуха; 10 – патрубок наддувочного воздуха с ОГ до ОНВ; 11 – смеситель; 12 – сопло Вентури; 13 – заслонка подачи ОГ; 14 – привод заслонки ОГ; 15 – патрубок подачи ОГ после ОНВ; 16 – выпускной трубопровод (правый); 17 – теплообменник; 18 – полости подачи ОЖ; 19 – штуцер отвода ОЖ; 21 – штуцер подвода ОЖ; 22 – полость подачи ОГ; 23 – патрубок подачи ОГ до теплообменника; 24 – патрубок наддувочного воздуха после ТРК; 25 – патрубок; 26 – патрубок потока воздуха; 27 – патрубок входа компрессора; 28 – компрессор ТРК; 29 – турбина ТРК; 30 – трубопровод; 31 – ОГ на выходе турбины; 32 – патрубок ОГ до теплообменника

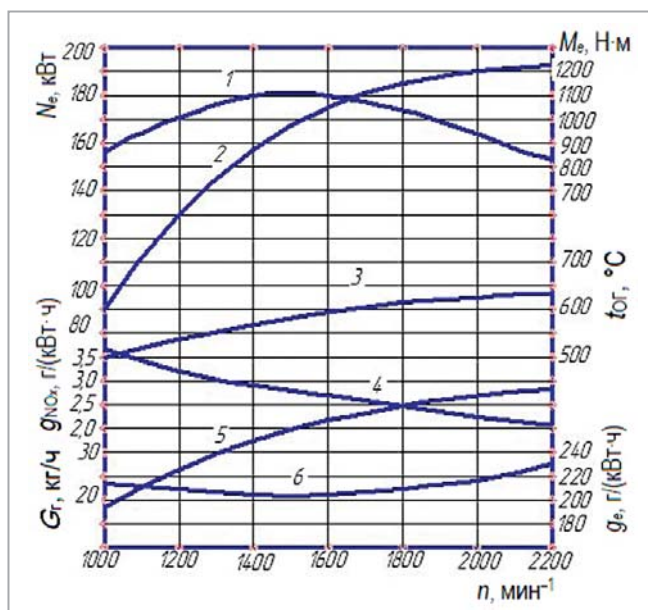


Рис. 6. Внешняя скоростная характеристика двигателя 8VЧ 12/13:

1 – крутящий момент M_e , Н·м; 2 – мощность двигателя N_e , кВт; 3 – температура ОГ $t_{ог}$, °С; 4 – удельная концентрация оксидов азота в ОГ g_{NO_x} , г/(кВт·ч); 5 – расход газа G_g , кг/ч; 6 – удельный эффективный расход топлива g_e , г/(кВт·ч)

с входным 23 и выходным 15 патрубками, полость 22 подачи ОГ, сопло 12 Вентури, дроссельную заслонку 13 с пневмоприводом 14, охладитель наддувочного воздуха (ОНВ) 6 с патрубками 5 и 10 подачи наддувочного воздуха до и после ОНВ, заслонку 9 с пневмоприводом 8 и компрессор 28.

Степень РЦ ОГ регулируют путем изменения положения дроссельных заслонок 9 и 13 по величине наддувочного воздуха. Сопло 12 Вентури обеспечивает равномерное смешивание ОГ с наддувочным воздухом. Оценка эффективности выброса вредных веществ двигателем 8VЧ 12/13 осуществлялась по 13-режимному циклу.

Охлаждение ОГ в теплообменнике 17 осуществляется путем подачи ОЖ из внутреннего контура двигателя 1. Оптимальная температура ОЖ составляет 75...80 °С, а ОГ в системе РЦ – 150 °С. Отвод теплоты от ОГ

– 265 МДж/ч. Расчетное количество ОЖ для обеспечения перепада в 10 °С составляет 6 м³/ч. Перспективное решение системы РЦ обусловлено наличием сопла 12 Вентури после ТРК и охладителя наддувочного воздуха.

Внешняя скоростная характеристика двигателя 8VЧ 12/13 приведена на рис. 6.

Рециркуляция ОГ обеспечивает увеличение наполнения цилиндров при остающемся постоянном количестве подаваемого свежего воздуха. Присутствие ОГ в процессе сгорания приводит к снижению локальных и средних температур цикла, способствующих образованию NO_x [3, 4].

Определяющим параметром системы РЦ является коэффициент рециркуляции

$$K_{РЦ} = \left[\frac{C_{CO_2}^{ВТ} - C_{CO_2}^{ОС}}{C_{CO_2}^{ОГ}} \right] 100\%,$$

где $C_{CO_2}^{ВТ}, C_{CO_2}^{ОС}, C_{CO_2}^{ОГ}$ концентрации CO_2 соответственно в ВТ, окружающей среде и ОГ.

Коэффициент рециркуляции ($K_{РЦ}$) представляется в процентах относительно количества ОГ $G_{ог}$. Большие значения $K_{РЦ}$ соответствуют высокой частоте вращения КВ.

Содержащийся в составе ОГ диоксид азота способствует ускорению протекания предпламенных химических реакций, сокращающих период задержки воспламенения $\varphi_{т.}$. Сгорание протекает при меньшей скорости нарастания давления $(dp/d\varphi)_{max}$, в результате чего снижается содержание оксидов азота (NO_x) и углеводов (СН).

Предпочтительным методом управления степенью РЦ является регулировка подачи ОГ при помощи заслонки ОГ, открытой заслонкой наддувочного воздуха. Наиболее эффективна система РЦ при полностью открытой дроссельной заслонке ОГ (максимальная степень РЦ). Для снижения выбросов NO_x до уровня

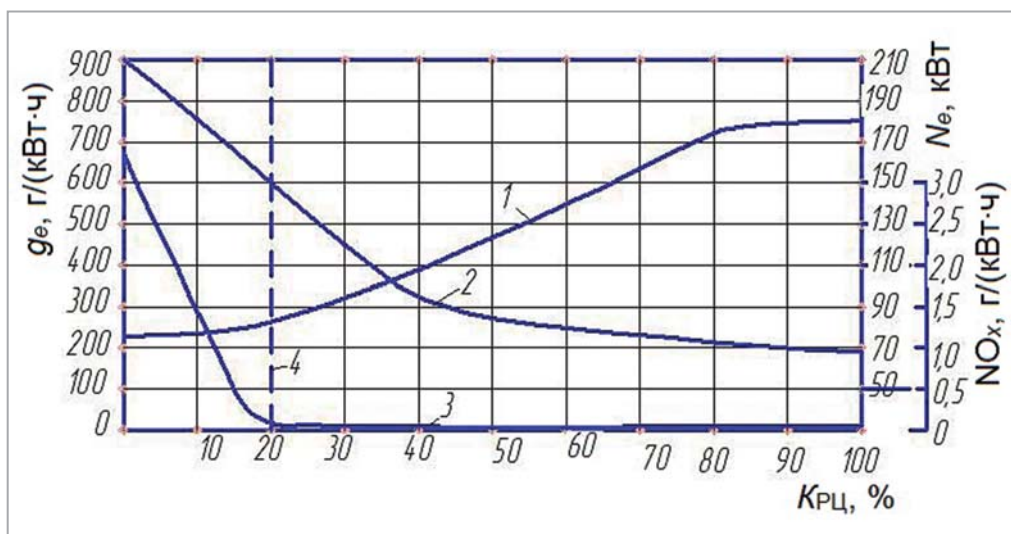


Рис. 7. Влияние степени РЦ ОГ на показатели работы двигателя:

1 – расход топлива; 2 – оксиды азота; 3 – мощность; 4 – граница эффективности РЦ

Евро-5 необходимо повышать степень РЦ до 20 %. Снижение температуры ОГ на 1 °С способствует увеличению РЦ на 0,002...0,01 %.

РЦ замещает содержание кислорода в камере сгорания, что влияет на протекание процесса сгорания и снижение максимальной температуры во фронте пламени, сопровождающееся уменьшением эмиссии NO_x. Снижение выбросов NO_x при использовании РЦ обусловлено повышением удельной теплоемкости заряда из-за добавления диоксида углерода, паров воды, а также запаздывания начала сгорания и замедления его развития. Уменьшение кислорода в горючей смеси при РЦ приводит к снижению максимальной и среднецикловой температуры сгорания, а также к смещению процесса сгорания на линию расширения.

Уменьшение количества кислорода сопровождается снижением интенсивности тепловыделения в период кинетического сгорания, что обеспечивает умеренные скорости образования NO_x. Однако при этом увеличивается неполнота сгорания топлива, дымность ОГ и выброс твердых частиц.

Уменьшение температуры продуктов сгорания и выброса NO_x при

использовании РЦ на 90 % связано с уменьшением содержания кислорода и только на 10 % – с повышением удельной теплоемкости заряда.

Применение РЦ приводит к запаздыванию начала сгорания и замедлению его развития, что сопровождается снижением температуры сгорания рабочей смеси и сокращением периода, в течение которого максимальные температуры цикла остаются неизменными. Основная масса NO_x образуется в первой половине процесса сгорания. Запаздывание тепловыделения является основным фактором, вносящим вклад в образование NO_x.

Влияние степени РЦ ОГ на показатели работы двигателя приведено на рис. 7.

Экологическая и энергетическая безопасность страны остается приоритетной проблемой национальной экономики. Применение природного газа в качестве моторного топлива обеспечивает решение энергетических проблем автомобильного транспорта как на ближайшую перспективу, так и на отдаленное будущее.

Наземные транспортные средства с газовыми двигателями соответствуют экологическому стандарту Евро-5.



Решения для всех альтернативных видов топлива

Компания Stäubli продвигает экологически безопасные решения и разрабатывает соединения для заправки альтернативными видами топлива более 25 лет.

Заправочные и разрывные муфты Stäubli - эргономичные и простые в использовании, надежные и безопасные для всех альтернативных видов топлива (метан, LPG или водород), в соответствии со стандартами отрасли.

Здесь вы найдёте более детальную информацию www.staubli.com



FAST MOVING TECHNOLOGY

ООО «Штайбли РУС» 196158, С-Петербург,
Пулковское шоссе 28а тел. +7 812 6221773 -
connectors.ru@staubli.com

STÄUBLI

Наиболее эффективным методом снижения выбросов NO_x газовых двигателей является система рециркуляции ОГ и уменьшение угла опережения зажигания.

КАМАЗ разработал немало современных средств на КПП, которые работают в различных отраслях народного хозяйства. «Газпром» в свою очередь обеспечил эффективную систему газоснабжения, позволяющую шире использовать природный газ. Таким образом комплексно решается государственная задача по расширению рынка газомоторного топлива.

Литература

1. Малюга А.Г., Хафизов Р.Х. ОАО «КАМАЗ»: решение проблем экологии больших городов России // Транспорт на альтернативном топливе. – 2010. – № 6 (18). – С. 19-20.
2. Автомобили КАМАЗ 65115, 65116 с газовым двигателем. 65115-39020001 РТ, Ответственный редактор Д.Х. Валеев, 2010 г. – 79 с.
3. Ерохов В.И. Газобаллонные автомобили (конструкция, расчет, диагностика). Учеб. для вузов. – М: Горячая линия – Телеком, 2016. – 598 с.
4. Чикишев Е.М., Анисимов И.А. Влияние низких температур воздуха на энергетические и экологические параметры газобаллонных автомобилей // Транспорт на альтернативном топливе. – 2012. – № 6 (30). – С. 32-33.

Результаты технико-экономического анализа обеспечения ОАО «РЖД» газовым моторным топливом

А.А. Евстифеев, начальник лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
доцент Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ», к.т.н.,
А.Е. Ермолаев, зам. начальника лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.М. Кондрашов, магистрант Национального исследовательского
ядерного университета «МИФИ»,
М.С. Сергеев, доцент кафедры «Компьютерные системы и технологии»
Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ», к.т.н.

Наличие на Свердловской и Северной железных дорогах протяженных неэлектрифицированных участков с плотным потоком товарных составов повышенной грузоподъемности открывает новые возможности для эффективного применения на транспорте в качестве моторного топлива сжиженного природного газа (СПГ). Переход от опытной эксплуатации единичных экземпляров локомотивов на СПГ к полномасштабной эксплуатации требует не только строительства локомотивов, но и развития инфраструктуры заправки и обслуживания их. В данной работе представлено технико-экономическое исследование возможных вариантов организации производства и транспортировки СПГ, а также обеспечения им локомотивов при реализации базовых вариантов развития Свердловской и Северной железных дорог.

Ключевые слова:

сжиженный природный газ, газотурбовоз,
Свердловская и Северная железные дороги,
объекты инфраструктуры заправки.

Одним из наиболее крупных потребителей, использующих в настоящее время сжиженный природный газ (СПГ) в качестве моторного топлива, является ОАО «Российские железные дороги».

Исследования в области использования природного газа на железнодорожном транспорте ведутся с середины 70-х годов XX века. В результате данной деятельности была разработана и утверждена достаточно обширная нормативная база, определяющая основные принципы развития инфраструктуры заправки локомотивного парка. В соответствии с принципами, заложенными в нормативных документах, в разное время были разработаны планы по развитию инфраструктуры заправки локомотивного парка и, собственно, его численности. В результате было получено множество действующих в настоящее время документов, к числу которых относятся следующие:

- «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» (Минэкономразвития России, 2013 год);
- «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов» (Минэкономразвития России, май 2015 года);

- Транспортная стратегия Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.11.2008 г. № 1734-р;

- Распоряжение Правительства Российской Федерации от 11.06.2014 г. № 1032-р «О внесении изменений в Транспортную стратегию Российской Федерации, утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.11.2008 г. № 1734-р»;

- Государственная программа Российской Федерации «Развитие транспортной системы», утвержденная постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 г. № 319;

- Федеральная целевая программа «Развитие транспортной системы России (2010-2020 годы)», утвержденная постановлением Правительства Российской Федерации от 05.12.2001 г. № 848 с изменениями и дополнениями от 15.05.2014 г. № 445;

- Стратегия развития железнодорожного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.06.2008 г. № 877-р;

- Проект обновленной Стратегии развития железнодорожного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года, разработанный в 2015 г.;

- Инвестиционная программа ОАО «РЖД» на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов;

- Стратегия развития морской портовой инфраструктуры России до 2030 года (одобрена на совещании членов Морской коллегии при Правительстве Российской Федерации 28 сентября 2012 года, находится на согласовании в федеральных органах исполнительной власти);

- Комплексный план мероприятий по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива, утвержденный заместителем председателя правительства Российской Федерации А.В. Дворковичем 14 ноября 2013 г. № 6819п-П9.

Основной проблемой всех перечисленных документов является отсутствие их синхронизации в части показателей численности и структуры локомотивного парка, а также в части фактических сроков ввода данного парка в эксплуатацию. Как следствие, возникает неопределенность при планировании и реализации мероприятий по развитию объектов инфраструктуры заправки локомотивного парка.

В качестве единственного варианта пополнения парка тягового подвижного состава газомоторной техникой рассматривается закупка новых магистральных и маневровых локомотивов, работающих на СПГ. Это связано с высокой степенью износа существующего парка, в связи с чем его переоборудование для использования СПГ в качестве моторного топлива является экономически неэффективным.

В России по инициативе ОАО «РЖД» были изготовлены несколько опытных образцов маневровых газопоршневых локомотивов:

- ТЭМ18Г – два образца были построены на мощностях Брянского машиностроительного завода в 1997-1998 гг., максимальное замещение дизельного топлива газом составляет 50 %, запас СПГ – 600 кг; в настоящее время находятся в ОАО «ВНИИЖТ»;

- ЧМЭЗГ – в 2004 г. переоборудован по проекту ОАО «ВНИИЖТ», замещение дизельного топлива газом увеличено до 60 %, запас СПГ – до 800 кг; решение о серийном производстве машин не принято;

- ТЭМ19 – производство АО «УК «Брянский машиностроительный завод», мощность – 880 кВт (1197 л.с.), запас СПГ – 5 т; первая поездка состоялась в декабре 2013 г.

В 2013 г. по заказу ОАО «РЖД» ЗАО «Трансмашхолдинг», куда входит Брянский машиностроительный завод, изготовил первый в мире газопоршневой тепловоз ТЭМ19 (рис. 1), работающий на сжиженном природном газе. На локомотиве установлен газопоршневой двигатель 8ГЧН21/26, изготовленный компанией «Волжский дизель им. Маминых». В настоящее время тепловоз ТЭМ19 проходит подконтрольную эксплуатацию на ст. Егоршино Свердловской железной дороги. Первый этап испытаний газопоршневого тепловоза был завершен в конце 2014 г.



Рис. 1. Газотепловоз ТЭМ19

Основные технические характеристики маневрового тепловоза ТЭМ19, представленные ОАО «РЖД», приведены в табл. 1.

Таблица 1

Основные технические характеристики маневрового тепловоза ТЭМ19

Наименование	Показатель
Мощность, кВт (л.с.)	880 (1197)
Двигатель	Газопоршневой 491ГД
Вид топлива	СПГ
Число тяговых осей	6
Конструкционная скорость, км/ч	100
Сила тяги расчетного режима, кН	206
Запас топлива, т	5
Время между заправками, сут.	7
Осевая формула	3 ₀ -3 ₀
Экономия затрат за период жизненного цикла по сравнению с ТЭМ18ДМ, %	5,7
Снижение выбросов NO _x и CO, %	66,7
Производитель	ЗАО «УК «Брянский машиностроительный завод»

Тепловоз ТЭМ19 предназначен для эксплуатации на крупных железнодорожных узлах. В настоящее время завершен полный комплекс испытаний газотепловоза, включая сертификационные, оформлен сертификат соответствия на этот локомотив.

В табл. 2 приведена сравнительная характеристика маневрового тепловоза ТЭМ18ДМ и тепловоза ТЭМ19 с газопоршневой силовой установкой.

Таблица 2

Сравнительные характеристики маневрового тепловоза ТЭМ18ДМ и тепловоза ТЭМ19 с газопоршневой силовой установкой

Наименование	Тепловоз	
	ТЭМ18ДМ	ТЭМ19
Мощность тепловоза, кВт (л.с.)	882 (1200)	880 (1197)
Служебная масса, т	126	138
Осевая формула	3 ₀ -3 ₀	3 ₀ -3 ₀
Конструкционная скорость, км/ч	100	100
Сила тяги, тс при трогании с места при длительном режиме	32,5 21,0	32,5 21,0
Скорость длительного режима, км/ч	10,5	10,5
Тип дизеля	6ЧНЗ 1,8/33	8ГЧН 21/26
Дизель-генератор	1-ПДГ4Д	ГДГ 800Т
Расход топлива дизелем по тепловозной характеристике при номинальной мощности, г/кВт·ч	196,5	-
Расход топлива дизелем в режиме холостого хода	5,5 кг/ч	68 м ³ /ч
Расход топливного газа, не более, м ³ /ч при 100%-ной нагрузке при 75%-ной нагрузке при 50%-ной нагрузке	- - -	237 188 144
Удельный расход газового топлива с теплотворностью 45,76 мДж/м ³ при нормальных условиях и 25%-ной нагрузке, не более, м ³ /мин	-	99,3
Срок службы дизеля, лет	16	25
Назначенный срок службы локомотива до списания, лет	32	50

Результаты подконтрольной эксплуатации маневрового тепловоза ТЭМ19 показали, что по сравнению с маневровыми тепловозами ТЭМ18ДМ газотепловоз позволяет снизить удельные затраты на топливо до 26 %. Экономия затрат за период жизненного цикла газотепловоза по сравнению тепловозом ТЭМ18ДМ составляет 5,7 %.

По заказу ОАО «РЖД» был разработан первый в России магистральный газотурбинный локомотив (газотурбовоз). Газотурбовоз ГТ1-001 (рис. 2а) является двухсекционным локомотивом, в первой (тяговая) секции которого размещается оборудование силового блока (газотурбинный двигатель, тяговый генератор

и их вспомогательные системы), систем газоподготовки и подготовки воздуха, а также вспомогательное оборудование. Во второй (бустерная) секции находится криогенная емкость с запасом СПГ в количестве 17 т, тягово-энергетическое оборудование и оборудование системы газоподготовки.

В 2008 г. были начаты первые опытные поездки газотурбовоза на Московской железной дороге, в ходе которых на участке Рыбное – Бекасово проведены поезда массой до 8300 т, что значительно превышало установленные весовые нормы для данного участка. На экспериментальном кольце ВНИИЖТ (Щербинка) 23 января 2009 г. газотурбовозом проведен грузовой поезд массой 15 020 т. Это мировой рекорд для одного автономного локомотива с одной силовой установкой.

Подконтрольная эксплуатация магистрального газотурбовоза ГТ1-001 на Московской железной дороге подтвердила заявленные технико-экономические параметры локомотива и его эффективность.



а



б

Рис. 2. Газотурбовозы ГТ1-001 (а) и ГТ1h-002 (б)

После завершения первого этапа испытаний газотурбовоз был передислоцирован на Свердловскую железную дорогу для продолжения его подконтрольной эксплуатации. Заправка газотурбовоза сжиженным природным газом осуществляется ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» на ГРС-4 (ст. Аппаратная Свердловской железной дороги).

На участке Березит – Алапаевск Свердловской железной дороги газотурбовозом ГТ1-001 проведен поезд массой 9000 т, для которого при использовании тепловозов 2ТЭ116 установлена весовая норма 4500 т.

В 2012 г. газотурбовоз ГТ1-001 был модернизирован, получив индекс «h». В настоящее время на Свердловской железной дороге продолжается подконтрольная эксплуатация газотурбовоза.

В 2013 г. был построен газотурбовоз ГТ1h-002 (рис. 2б) на базе другой экипажной части (тепловоз ТЭМ7А) и с модернизированным оборудованием. ГТ1h-002 – грузовой газотурбовоз с электропередачей переменного-постоянного тока и поосным регулированием тяги, имеющий в составе две восьмиосные секции. Локомотив предназначен для вождения грузовых поездов весом свыше 6000 т на сети железных дорог с колеей 1520 мм. Запас СПГ газотурбовоза ГТ1h-002 увеличен до 20 т. Он является первым предсерийным магистральным газотурбовозом. Газотурбовоз не имеет аналогов в мире, мощность энергетической установки, работающей на СПГ, составляет 8500 кВт.

В настоящее время газотурбовоз ГТ1h-002 проходит подконтрольную эксплуатацию на Свердловской железной дороге. Анализ работы газотурбовоза ГТ1h-002 на полигоне Егоршин – Серов-сорт. – Егоршино общей протяженностью 640 км, имеющем тяжелый профиль, показывает средний расход газа за поездку около 15...16 т.

Основные технические характеристики газотурбовозов ГТ1-001 и ГТ1h-002 приведены в табл. 3.

Таблица 3

Основные технические характеристики газотурбовоза ГТ1-001 и ГТ1h-002

Наименование	Газотурбовоз	
	ГТ1-001	ГТ1h-002
Мощность, кВт	8300	8500
Сила тяги длительного режима, кН	630	700
Запас топлива, т	17	20
Запас хода без дозаправки, км	800	800...1000
Экономия затрат за период жизненного цикла по сравнению с 2ТЭ116, %	19,4	19,4
Снижение выбросов вредных веществ по сравнению с дизелями тепловозов, %	80	80

Предварительные результаты подконтрольной эксплуатации показывают, что по сравнению с грузовыми тепловозами 2ТЭ116 магистральный газотурбовоз позволяет снизить на 30 % расходы на перевозку 1 т груза и получить экономию текущих расходов на топливо до 35 %. Экономия затрат за период жизненного цикла, по сравнению с тепловозами 2ТЭ116, составляет 19,4 %.

Высокая мощность газотурбовозов позволяет им перемещать составы большой длины и массы. Для сравнения: мощность дизелей распространенного на российских железных дорогах грузового двухсекционного тепловоза 2ТЭ116 – 4400 кВт (2×2200 кВт), а мощность нового газотурбовоза ГТ1h – 8500 кВт, что особенно важно при оценке альтернатив грузовым тепловозам на неэлектрифицированных участках.

По данным Свердловской железной дороги, при освоении мощных грузопотоков применение тягового подвижного состава на СПГ позволит существенно сократить эксплуатационные затраты за счет использования более дешевого топлива (стоимость СПГ на 40...50 % ниже стоимости дизельного топлива) и высокой мощности газотурбовоза (один газотурбовоз заменит два тепловоза 2ТЭ116). Кроме того, в связи с повышенной тяговой мощностью газотурбовоза на стыковочных станциях электро- или тепловозной тяги можно избежать работ по формированию состава при переходе на иной вид тяги.

Важно отметить, что расчетный срок службы газотурбовоза составляет 40 лет, что в два раза выше, чем у тепловоза. При этом потребность в ремонте у газотурбовоза ниже благодаря меньшему загрязнению движущихся частей в сравнении с дизельными двигателями. Это дает возможность повысить коэффициент технической готовности локомотива. Таким образом, стоимость жизненного цикла газотурбовоза ниже по сравнению с тепловозом за счет меньших затрат на топливо, обслуживание и ремонт.

Газовозы являются более экологичным видом тягового подвижного состава. Испытания ГТ1h показали пятикратный запас по вредным выбросам относительно действующих требований к дизельным двигателям.

Для эксплуатации газотурбовозов и газотепловозов необходимо создание инфраструктуры для заправки и замены топливных цистерн. В настоящее время на полигоне российских железных дорог имеется только один пункт экипировки (ГРС в районе Екатеринбурга), который приспособлен для заправки локомотивов сжиженным природным газом.

Заправка маневровых газотепловозов может осуществляться на площадках для экипировки тепловозов по схеме заправки дизельным топливом. В сложившейся структуре экипировочного хозяйства железнодорожного транспорта пункты заправки дизельным топливом располагаются на расстоянии 200...700 км друг от друга и имеют расходы 50...400 т топлива в сутки для обеспечения работы магистральных тепловозов. Для маневровых тепловозов, число которых, как правило, составляет 10...40 ед. в пункте приписки, требуется 10...35 т дизельного топлива в сутки. При указанных выше объемах замещения суточный расход СПГ для снабжения магистральных газотепловозов будет составлять 35...60 т/сут, для снабжения маневровых газотепловозов – 5...19 т/сут.

Заправочная станция для тепловозов должна размещаться вблизи экипировочного хозяйства и иметь с последним общую позицию для снабжения газотепловозов СПГ, дизельным топливом, смазочными и другими экипировочными материалами. При необходимости локомотивы могут заправляться специальными автомобильными заправщиками.

Создание железнодорожной газомоторной техники предполагает формирование технических требований к соответствующей газотопливной инфраструктуре (склады ГСМ, пункты экипировки и технического обслуживания локомотивов и т.д.) с учетом вида используемого топлива, технологических параметров, особенностей эксплуатации подвижного состава, обеспечения безопасности и др.

В настоящее время основным заказчиком разработки тягового подвижного состава, использующего в качестве топлива природный газ, является ОАО «РЖД». Программа инновационного развития ОАО «РЖД» в части повышения энергоэффективности предусматривает, кроме прочего, «...переход в автономной тяге на газовые технологии – газотурбовозы и газотепловозы с созданием инфраструктуры газоснабжения».

В 2013 г. ОАО «РЖД» и ПАО «Газпром» подписали Меморандум о сотрудничестве в области использования газомоторного топлива, в соответствии с которым ОАО «РЖД» обеспечит координацию создания локомотивов и адаптации производственно-технической базы, а ПАО «Газпром» – формирование газотопливной инфраструктуры.

В качестве разработчиков тягового подвижного состава, использующего в качестве топлива природный газ, выступают главным образом специалисты профильных организаций научно-технического комплекса ОАО «РЖД» (ВНИКТИ, ВНИИЖТ) совместно с производителями (Людиновский тепловозостроительный завод, Брянский машиностроительный завод и др.). Разработки ведутся в наиболее массовых сегментах грузовых (газотурбовозы ГТ1h-001 и ГТ1h-002) и маневровых (ТЭМ-18Г, ТЭМ19, ЧМЭЗГ) локомотивов.

В границах Свердловской железной дороги (рис. 3) определен опытный полигон для эксплуатации магистральных локомотивов, использующих СПГ. Результаты испытаний опытных образцов газомоторного тягового подвижного состава подтверждают основные эксплуатационные параметры (мощность, скоростные и тяговые характеристики на различных режимах, расход топлива, запас хода, уровень вредных выбросов в атмосферу и проч.), заявленные при разработке проектной

документации. При условии обеспечения необходимой надежности, а также относительной простоты сервисного обслуживания (включая экипировку) и низкой стоимости СПГ востребованность новой газомоторной техники на неэлектрифицированных участках железных дорог со стабильными объемами промышленных перевозок не вызывает сомнений.

Динамика роста численности парка подвижного состава на Свердловской железной дороге приведена в табл. 4.

Таблица 4

Изготовление установочной серии газотурбовозов ГТ1h и поставка газопоршневых двигатель-генераторов ГДГ800Т для газотепловозов ТЭМ19

Год	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ГТ1h, ед./год	1	2	2	3	3	3
ГДГ800Т, ед./год	1	2	3	4	5	5

Из табл. 4 видно, что к 2022 г. на Свердловской железной дороге будет эксплуатироваться 14 газотурбовозов и 20 тепловозов ТЭМ19 на СПГ.

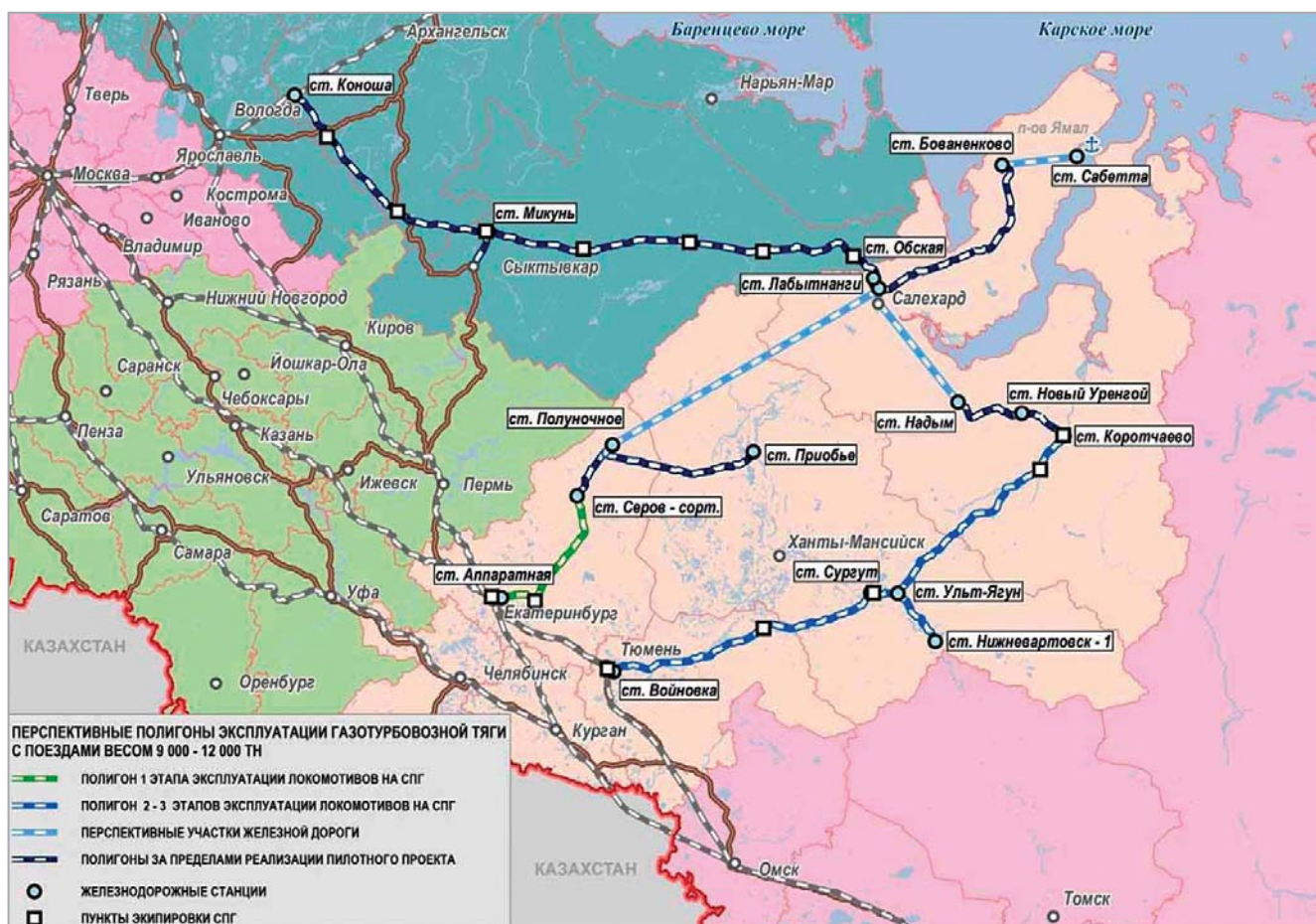


Рис. 3. Полигон перспективной эксплуатации локомотивов на СПГ (Свердловская и Северная железные дороги)

При выполнении данной работы использованы концепция и методология, изложенные в работах [1-7], с применением нормативно-балансового подхода к организации процесса экипировки локомотивов моторным топливом. Особенностью данной методики является построение на первом этапе полного множества возможных схем организации снабжения локомотивов необходимым объемом моторного топлива с последовательным усечением полученного множества по результатам оценки эффективности получаемых решений.

В качестве исходных были использованы данные по суточному потреблению топлива локомотивом ГТ1h и газотепловозом ТЭМ19:

ГТ1h, т..... 40

ТЭМ19, т..... 20

Расстояния между отдельными пунктами полигона эксплуатации локомотивов Свердловской железной дороги приведены в табл. 5.

Таблица 5

**Расстояния между станциями на полигоне эксплуатации локомотивов
Свердловской железной дороги, км**

Города	Войновка	Тобольск	Демьянка	Сургут	Ульт-Ягун	Лимбей	Коротчаево	Нижевартовск
Войновка	–	229	410	703	760	1235	1337	920
Тобольск	229	–	181	474	531	1006	1108	691
Демьянка	410	181	–	293	350	825	927	452
Сургут	703	474	293	–	57	532	634	217
Ульт-Ягун	760	531	350	57	–	475	577	160
Лимбей	1235	1006	825	532	475	–	102	635
Коротчаево	1337	1108	927	634	577	102	–	737
Нижевартовск	920	691	452	217	160	635	737	–

По результатам анализа информации по вводу в эксплуатацию локомотивов были сформированы прогнозные объемы потребления по полигону, представленные в табл. 6.

Таблица 6

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Численность вводимых газотурбовозов, ед.	1	2	2	3	3	3	3	3
Общая численность газотурбовозов, ед.	1	3	5	8	11	14	17	20
Суточный объем потребления СПГ, т	40	120	200	320	440	560	680	800
Численность вводимых газотепловозов, ед.	1	2	3	4	5	5	5	5
Общая численность газотепловозов, ед.	1	3	6	10	15	20	25	30
Суточный объем потребления СПГ, т	20	60	120	200	300	400	500	600
Общий суточный объем потребления СПГ, т	60	180	320	520	740	960	1180	1400

Природный газ на железнодорожном транспорте

В результате анализа актуальных транспортных грузопотоков были получены характеристики потенциального потребления газового моторного топлива по станциям, представленные в табл. 7.

Таблица 7

Город	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Войновка	12	36	64	104	148	192	236	280
Тобольск	3	9	16	26	37	48	59	70
Демьянка	6	18	32	52	74	96	118	140
Сургут	27	81	144	234	333	432	531	630
Ульт-Ягун	0,6	1,8	3,2	5,2	7,4	9,6	11,8	14
Лимбей	4,8	14,4	25,6	41,6	59,2	76,8	94,4	112
Коротчаево	6	18	32	52	74	96	118	140
Нижевартовск	0,6	1,8	3,2	5,2	7,4	9,6	11,8	14

Удовлетворение потенциала на всех станциях потребовало бы строительства восьми экипировочных пунктов разной мощности с организацией доставки на них необходимого топлива.

Особенности работы с криогенными жидкостями, такими как сжиженный природный газ, предъявляют серьезные требования к неснижаемому остатку СПГ в емкостях хранения, необходимому для поддержания криогенной температуры стенок. Полное опорожнение цистерны или бака газотурбовоза потребует при заправке процедуры захолаживания емкости, в процессе которого испарившийся СПГ выходит из заправляемой цистерны через дренажное отверстие, что приводит к потерям топлива, составляющим до 10...15 % объема емкости. Поэтому число сливноналивных операций с сжиженным природным газом необходимо минимизировать. Достигается это двумя путями: экипировка газотурбовозов или газотепловозов непосредственно в емкости, расположенные на борту (заправка в борт), со сливноналивной эстакады объекта производства СПГ; использование для экипировки газовых локомотивов съемных или подключаемых криогенным продуктопроводом цистерн.

Проведенные экономические расчеты показывают, что наиболее низкзатратным и экономически оправданным является вариант экипировки локомотивов в борт непосредственно на объектах производства СПГ.

Однако строительство восьми точек производства СПГ (причем у двух из которых производительность менее 0,5 т/ч, а у одной 3 т/ч) – нерационально. Поэтому был проведен анализ возможности организации доставки сжиженного природного газа к месту его использования локомотивами. Рассматривались варианты доставки топлива железнодорожным и автомобильным транспортом. Так, в ближайшие 2017-2019 гг. на перегоне Войновка – Сургут существует возможность организации снабжения локомотивов от единого источника производства СПГ автомобильным или железнодорожным транспортом. Однако при росте потребления и вводе в эксплуатацию перегонов Сургут – Коротчаево и Сургут – Нижевартовск доставка необходимых для этого объемов топлива с объектов производства СПГ автомобильным транспортом по существующим региональным дорогам становится проблематичной и маловероятной. Поэтому при анализе вариантов организации доставки сжиженного природного газа на пункты экипировки с применением

автомобильного транспорта рассматривается исключительно в качестве резервной.

При расчете транспортировки СПГ по железной дороге использовались относительные затраты на 1 км пути, приведенные в табл. 8.

Таблица 8

**Стоимость транспортировки цистерны на 1 км
в границах полигона эксплуатации локомотивов, руб./км**

Город	Войновка	Тобольск	Демьянка	Сургут	Ульт-Ягун	Лимбей	Коротчаево	Нижневартовск
Войновка	–	145,54	107,75	87,17	83,84	71,61	69,87	78,71
Тобольск	145,54	–	170,19	101,14	97,05	78,40	75,93	88,68
Демьянка	107,75	170,19	–	126,65	115,83	82,56	80,70	114,01
Сургут	87,17	101,14	126,65	–	367,79	96,86	89,53	148,16
Ульт-Ягун	83,84	97,05	115,83	367,79	–	100,93	95,23	176,37
Лимбей	71,61	78,40	82,56	96,86	100,93	–	246,72	89,39
Коротчаево	69,87	75,93	80,70	89,53	95,23	246,72	–	–
Нижневартовск	78,71	88,68	114,01	148,16	176,37	89,39	–	–

На этапе исследования возможности организации производства и доставки СПГ в объеме, заявленном ОАО «РЖД», специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была проанализирована газовая инфраструктура в районе полигона эксплуатации газотурбовозов. На рис. 4 представлена схема магистральных газопроводов и размещенных на них компрессорных станций.



Рис. 4. Схема магистральных газопроводов в районе полигона Войновка – Сургут

Проведенный анализ показал, что трасса магистрального газопровода совпадает с трассой железной дороги за исключением двух мест: городов Тобольск и Сургут. При этом газораспределительная станция (ГРС) в Тобольске имеет достаточно низкую пропускную способность и находится на значительном расстоянии от железнодорожной станции.

В Сургуте (рис. 5) ситуация несколько отличается – несмотря на то, что магистральный газопровод здесь не проходит вдоль железнодорожного полотна, в городе есть крупные постоянные потребители, подключенные через ГРС. Большие расходы через ГРС позволяют получить до 240 т СПГ в сутки. Наличие данного производства могло бы обеспечить потребности станции Сургут в топливе до 2020 г., но при этом потребуется построить 12 км железнодорожных путей с интенсивным движением внутри городской черты или организовать непрерывное перемещение по городу метановозов, курсирующих по маршруту «железнодорожная станция – ГРС», что приведет к росту нагрузки на городские дороги.



Рис. 5. Схема магистральных газопроводов в районе города Сургут

Постановлением правления ПАО «Газпром» № 42 от 26.10.2016 г. утверждена «Программа развития малотоннажного производства и использования СПГ», в которой предусмотрено создание комплекса производства СПГ на ГРС ТЭЦ 1 г. Тюмень. Удачное размещение данной ГРС на расстоянии 0,3 км от железнодорожной станции делает ее наиболее привлекательным объектом в рамках реализации проекта создания экипировочных пунктов. Совокупный объем производства на этой ГРС может составить около 105 т СПГ в сутки, обеспечив потребности ст. Войновка на период 2017-2020 гг.

В процессе технико-экономического анализа рассматривались следующие варианты организации снабжения СПГ и размещения производственных и заправок мощностей.

Вариант 1

Производство СПГ на трех ГРС, утвержденных в Программе ПАО «Газпром» (рис. 6).

В рамках данного варианта производство СПГ должно быть организовано на трех ГРС в Тюмени (ст. Войновка), Тобольске и Нижневартовске с последующей его доставкой железнодорожными цистернами к местам потребления на экипировочных пунктах возле станций Тобольск, Сургут, Лимбей и Нижневартовск.

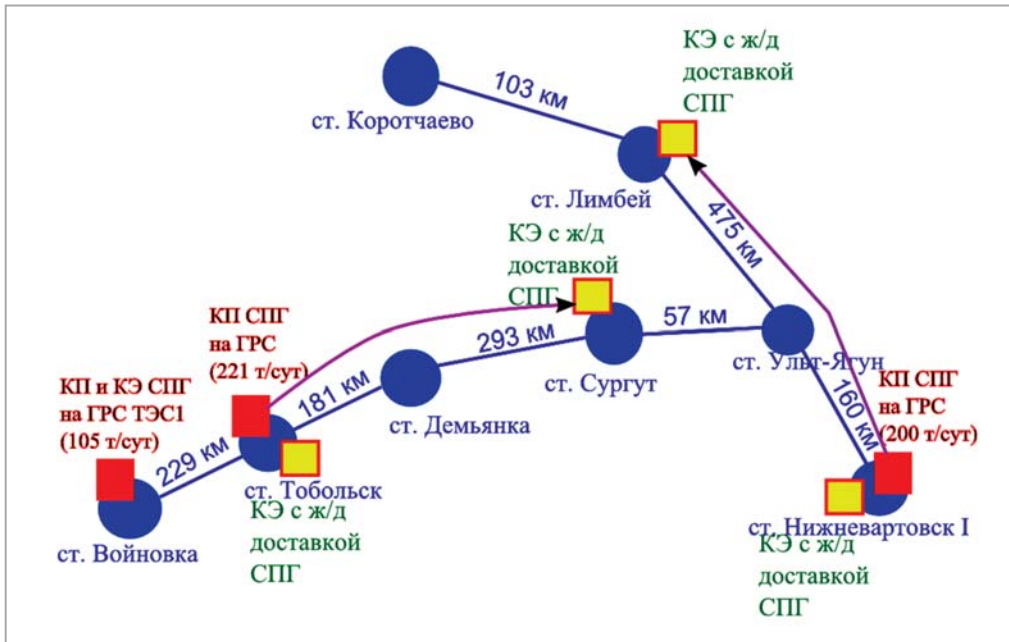


Рис. 6. Схема размещения объектов производства СПГ и экипировки локомотивов, вариант 1:

КП – комплекс производства СПГ; КЭ – комплекс экипировки локомотивов СПГ;
ГРС на ТЭС1 – газораспределительная станция на теплоэлектростанции 1 г. Тюмень

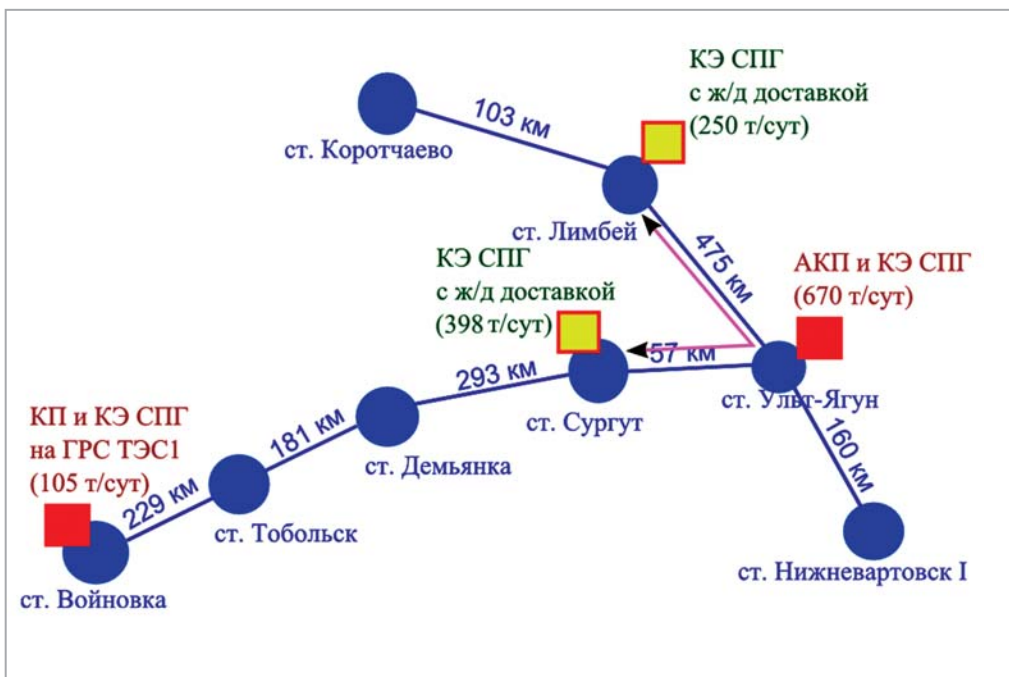


Рис. 7. Схема размещения объектов производства СПГ и экипировки локомотивов, вариант 2:

АКП – автономный комплекс производства СПГ

Вариант 2

Производство СПГ на ГРС и автономном комплексе с доставкой на пункты экипировки по железной дороге (рис. 7).

В рамках данного варианта производство СПГ должно быть организовано на ГРС в Тюмени (ст. Войновка) и автономном комплексе производства на отводе магистрального газопровода в Ульг-Ягуне с последующей его доставкой железнодорожными цистернами к местам потребления на экипировочных пунктах возле станций Сургут и Лимбей.

Вариант 3

Производство СПГ на ГРС и автономном комплексе (рис. 8).

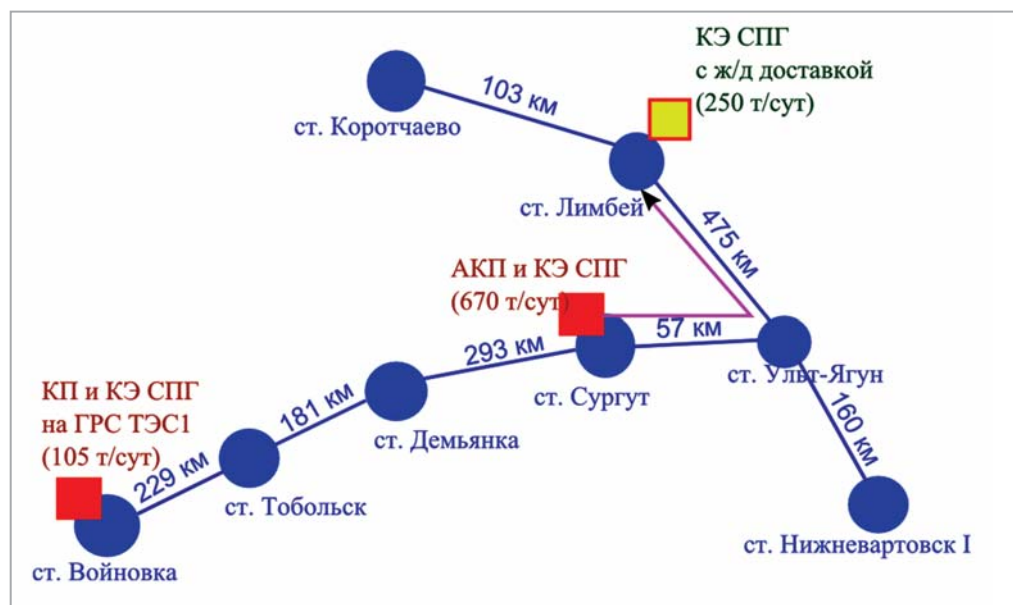


Рис. 8. Схема размещения объектов производства СПГ и экипировки локомотивов, вариант 3

В рамках данного варианта производство СПГ должно быть организовано на ГРС в Тюмени (ст. Войновка) и автономном комплексе производства на отводе магистрального газопровода в Сургуте с последующей его доставкой железнодорожными цистернами к местам потребления на экипировочный пункт возле ст. Лимбей. При этом производство СПГ в Тюмени и Сургуте оснащено пунктами экипировки локомотивов в борт с подъездных путей.

Сводные технико-экономические показатели для приведенных вариантов сведены в табл. 9.

Таким образом, в рамках данной работы были рассмотрены затраты инвестора на создание инфраструктуры заправки локомотивов сжиженным природным газом в районе полигона опытной эксплуатации Свердловской и Северной железных дорог.

В частности, сделан вывод о том, что доставка СПГ с объектов производства на экипировочные пункты железных дорог автомобильным транспортом по дорогам общего пользования и федеральным трассам имеет смысл только на начальной стадии опытной эксплуатации газовых локомотивов в период 2017-2019 гг., а также во время проектирования и строительства основных производственных мощностей проекта и при малой численности локомотивов на СПГ. В последующем круглогодичное применение тяжелых грузовиков на северных дорогах является проблематичным, опасным и затратным и, следовательно, может рассматриваться только в качестве резервного способа разовой доставки партии сжиженного природного газа.

Таблица 9

Технико-экономические показатели расчета по вариантам проекта

Наименование показателя	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Общая производительность объектов производства СПГ, т/сут	526	775	775
Число пунктов экипировки	5	4	3
Число цистерн для СПГ	40	58	18
Капитальные вложения, млн руб. В том числе	11 487,0	10 344,4	8 986,4
пункты экипировки	3 200,0	1 600,0	800,0
комплексы производства СПГ	7 729,0	7 845,4	7 845,4
цистерны для СПГ	558,0	899,0	341,0
Среднегодовые эксплуатационные затраты, млн руб./год В том числе	2 621,1	3 482,8	3 279,5
затраты на покупку сырьевого газа	1 093,6	1 611,3	1 611,3
газоподготовка	322,2	126,7	126,7
энергозатраты на производство СПГ	0	636,5	636,5
стоимость транспортировки	268,2	265,8	158,5
заработная плата персонала	61,8	36,7	30,1
амортизационные отчисления	649,0	584,4	507,7
прочие	226,3	221,4	208,7
Чистый доход от проекта, млн руб.	26 658,8	24 013,4	20 762,9
Чистый дисконтированный доход от проекта, млн руб.	1 646,3	1 482,6	1 282,9
Внутренняя норма доходности, %	12,0	12,0	12,0
Срок окупаемости по ЧД, лет	9	9	9
Срок окупаемости по ЧДД, лет	17	17	17
Стоимость СПГ на пункте экипировки, руб./т	21 153,4	17 074,4	15 748,6

Что касается организации производственных мощностей по энергоэффективной технологии (размещение комплексов сжижения природного газа на газораспределительных станциях), можно сделать вывод, что предложенные в утвержденной Программе ПАО «Газпром» точки производства в районе полигона опытной эксплуатации газового транспорта являются экономически малопривлекательными, поскольку удалены от железнодорожного полотна, требуют организации выделенных пунктов экипировки в непосредственной близости от станций железной дороги, дополнительных затрат на приобретение и эксплуатацию парка цистерн для перевозки СПГ, доставку СПГ железнодорожным транспортом на пункты экипировки, а также наличия оборотной тары. Все вышеперечисленные факторы увеличивают расходную часть проекта и негативно сказываются на его итоговых экономических показателях.

В части организации заправки железнодорожных локомотивов наиболее привлекательной с экономической точки зрения является заправка непосредственно в борт на пунктах экипировки, интегрированных в объекты по производству СПГ. Применение данного метода позволяет использовать производственную сливоналивную эстакаду, используемую для отгрузки СПГ в цистерны, для заправки локомотивов. Наличие интегрированных экипировочных пунктов позволяет сократить численность объектов инфраструктуры экипировки и, соответственно, капитальные и эксплуатационные затраты, а также потери товарной продукции, связанные со сливоналивными операциями и происходящим при этом испарением криогенной жидкости.

В ходе технико-экономического анализа были рассмотрены три возможных варианта обеспечения ОАО «РЖД» газовым моторным топливом и рассчитана минимальная стоимость СПГ на пунктах экипировки при заданной внутренней норме доходности 12 %. В качестве источника инвестиций рассматривались собственные средства инвестора, например, ПАО «Газпром». В первом варианте, соответствующем Программе ПАО «Газпром», стоимость СПГ в пункте экипировки является довольно высокой (21,1 руб./кг, это около 60 % от средней стоимости дизельного топлива в литрах). Основными причинами этого являются относительно низкая производительность комплексов производства СПГ (192 тыс. т/год) и высокие капитальные вложения (11 487 млн руб.). Второй и третий варианты выглядят предпочтительней как по стоимости СПГ на пунктах экипировки (17,1 руб./кг и 15,8 руб./кг), так и по объему инвестиций.

Литература

1. Балашов М.Л., Евстифеев А.А. Методика определения границы экономической эффективности перехода на природный газ в качестве моторного топлива // Транспорт на альтернативном топливе. – 2013. – № 2 (32). – С. 4-5.
2. Васильев Ю.Н., Гриценко А.И., Чириков К.Ю. Заправка транспорта. – М.: Недра, 1995. ISBN 5-247-03535-6.
3. Евстифеев А.А. Обеспечение муниципальных автобусных парков мегаполиса газовым моторным топливом // Газовая промышленность. – 2014. – № 2 (702). – С. 86-89.
4. Евстифеев А.А. Математическая модель анализа потребности в КПП И СПГ на вновь газифицируемых территориях // Газовая промышленность. – 2013. – № 1 (685). – С. 87-88.
5. Евстифеев А.А., Заева М.А., Хетагуров Я.А. Применение математического моделирования при испытаниях и отработке сложных технических систем // Вестник Национального исследовательского ядерного университета МИФИ. – 2013. – № 1. – Т. 2. – С. 115.
6. Барзилович Е.Ю., Каштанов В.А. Некоторые математические вопросы теории обслуживания сложных систем. – М.: Советское радио, 1997. – 272 с.
7. Evstifeev A., Zaeva M., Krasnikova S., Shuvalov V. Multi-criteria equipment control in complex engineering systems // Asian Journal of Applied Sciences. – 2015. – Т. 8. – № 1. – С. 86-91.

Построение интегрированной системы управления АГНКС

С.В. Сальников, директор ООО Фирма «Калининградгазприборавтоматика»,
Р.Е. Сарма, инженер технического отдела
ООО Фирма «Калининградгазприборавтоматика»,
Е.А. Кислый, зам. начальника управления по работе с предприятиями ТЭК –
начальник отдела по работе с группой компаний «Газпром»
и корпоративными клиентами ПАО «Газпром автоматизация»

В рамках реализации программы развития газозаправочной сети ПАО «Газпром» темпы ввода в эксплуатацию АГНКС в последние годы существенно возросли. Для эффективного управления разветвленной сетью газозаправочных станций требуется внедрение интегрированных систем управления на всех уровнях автоматизации. В данной статье представлен опыт создания таких систем, построенных на основе программно-технического комплекса «Неман-Р», обеспечивающих надежную и эффективную эксплуатацию технологического оборудования АГНКС. Отражены основные принципы построения интегрированных систем, а также особенности реализации технического и программного обеспечения для объектов газозаправочной инфраструктуры.

Ключевые слова:

импортозамещение, система, автоматика, управление, АГНКС, газомоторное топливо, компрессор, осушка, колонка, контроллер, Fastwel I/O, программное обеспечение, защита, проектирование, распределенная централизованная унификация.

В настоящее время в ходе решения стратегической задачи комплексного внедрения газомоторной техники в России активно развивается газозаправочная инфраструктура. Основными направлениями роста газозаправочной сети являются реконструкция действующих и строительство новых автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) [1].

Рациональный выбор структуры и технических решений при создании интегрированной автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) АГНКС с учетом особенностей станций как объектов

управления – это один из источников повышения эффективности инвестиций в газозаправочную инфраструктуру. С точки зрения автоматизации в сравнении, например, с жидкотопливными заправочными станциями АГНКС являются более сложными объектами, так как совмещают две функции: производственно-технологическую по приготовлению товарного сжатого газа из сырого газа, поступающего на эти станции, и распределение товарного газа (заправка автотранспортных средств).

Производственно-технологическая функция реализуется следующими технологическими процессами:

- очистка в сепараторе и фильтрах сырьевого газа от капельной жидкости и механических примесей;
 - технологический учет газа на входе АГНКС;
 - компримирование до 25 МПа в компрессорных установках (поршневые электро- и газопроводные, гидропоршневые и т.д.) с охлаждением после каждой ступени сжатия [2];
 - осушка газа от влаги в блоке осушки – согласно нормативу [3] концентрация паров воды в природном топливном газе для двигателей внутреннего сгорания должна быть не более $0,009 \text{ г/м}^3$, что соответствует номинальной температуре точки росы $-60 \text{ }^\circ\text{C}$ (как правило, без дополнительного осушения таких характеристик товарного газа достичь невозможно);
 - хранение в аккумуляторах при 25 МПа и распределение через газозаправочные колонки при давлении 20 МПа.
- Для реализации подготовленный газ из системы аккумуляторов подается к заправочной колонке по одной, двум или трем линиям в зависимости от

исполнения блока аккумуляторов. Заправка осуществляется последовательным способом: сначала используется линия низкого давления до момента, когда давление в баллонах автомобиля достигает установленного порога, затем происходит переключение на линию высокого давления.

При планомерном развитии сети АГНКС одной из основных задач организации газораспределения, решаемой с помощью информационно-управляющих систем различных уровней предприятия (рис. 1), является эффективное управление ресурсами. На уровне АСУ ТП АГНКС обеспечивается оперативный учет энергоресурсов (электроэнергия, газ), а также передача необходимых данных в систему дистанционного диспетчерского управления для выявления дисбаланса, возникающего при физическом учете объема поставок газа от поставщика к потребителю – основного показателя АГНКС [4].

Базовым механизмом управления ресурсами стали информационные технологии, реализуемые в специализированных ERP-системах. Они позволяют



Рис. 1. Уровни автоматизации АГНКС

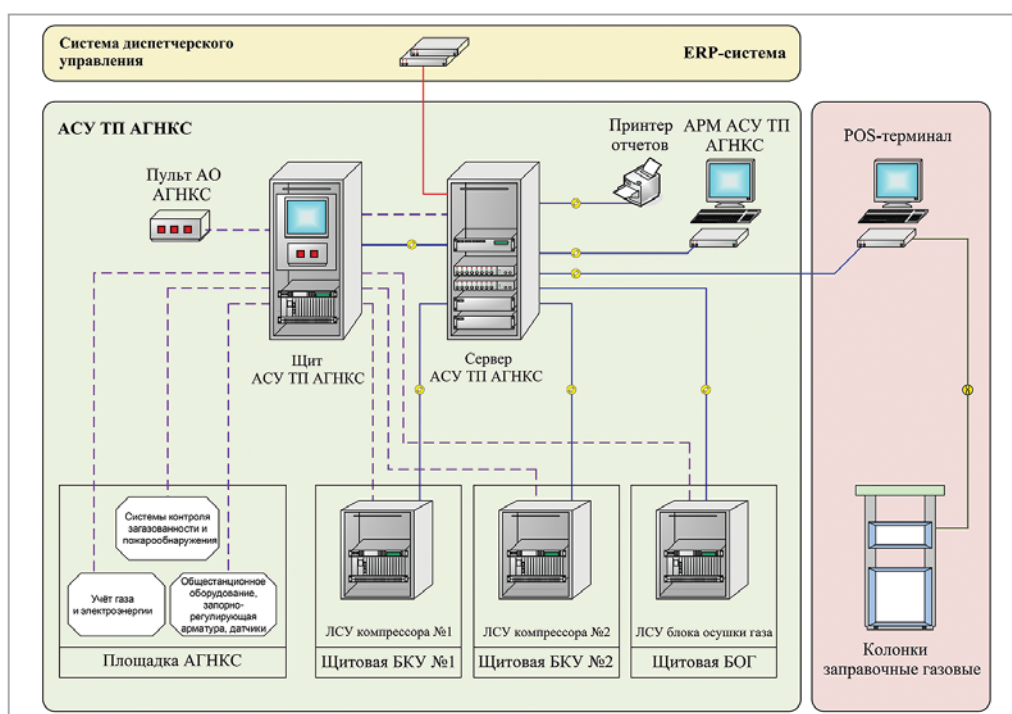


Рис. 2. Структурная схема распределенной АСУ ТП АГНКС на базе ПТК «Неман-Р»: АРМ – автоматизированное рабочее место; БКУ – блок компрессорной установки; БОГ – блок осушки газа

связать в единую систему бизнес-процессы, информацию, внешние отношения предприятия и функции менеджмента – от определения целей до контроля исполнения. Это оперативный уровень управления предприятием, поэтому для его качественного функционирования следует обеспечить передачу необходимой информации о состоянии технологического оборудования и параметров станции.

С учетом указанных особенностей АГНКС как объекта управления создаваемые на станциях АСУ ТП целесообразно строить как многоуровневые системы для обеспечения следующих функций:

- интеграцию всех подсистем АГНКС, функционирующих на уровне технологических установок, и управление ими как единым производственно-технологическим комплексом;
- комплексное обеспечение безопасности на уровне станции;
- обработка данных и взаимодействие с информационно-управляющими

системами уровня предприятия.

Пример структурной схемы АСУ ТП АГНКС на базе ПТК «Неман-Р», реализованной с учетом указанных выше принципов, представлен на рис. 2.

В зависимости от комплектности поставки технологического оборудования и оснащения их локальными системами управления (ЛСУ) АСУ ТП АГНКС может иметь централизованную или распределенную архитектуру. При построении распределенной системы задачи контроля и управления отдельными установками реализуются в локальных контроллерах, размещенных в непосредственной близости от управляемого оборудования. На уровне АСУ ТП при этом выполняются комплексные алгоритмы для обеспечения взаимосвязанной работы всех подсистем и управления общестанционным оборудованием, а также реализуются функции защиты станции (по сигналам загазованности, пожара, выхода параметров режима за допустимые пределы).

При централизованной схеме все функции осуществляются в контроллере АСУ ТП.

Кроме ЛСУ, в общестанционную систему интегрируются интеллектуальные устройства учета газа и электроэнергии, прибор измерения влажности газа, а также POS-система. Таким образом, на уровне станции создается единое информационное пространство и долговременный архив технологических данных. В дальнейшем эти данные используются для анализа состояния технологического оборудования и эффективности работы станции, в том числе для расчета баланса газа, приходящегося на поставщиков, потребителей и собственные нужды АГНКС, и оценки энергоэффективности станции (затраты потребленной активной мощности на производство 1 м³ компримированного газа) [5].



Рис. 3. АГНКС-100 производства ПАО «Газпром автоматизация»

Независимо от архитектуры АСУ ТП построение системы на базе единого программно-технического комплекса имеет ряд преимуществ. В этом случае обеспечиваются снижение затрат за счет исключения дублирования функций, унификация программных и технических средств на различных уровнях автоматизации. Реализация данной схемы может быть выполнена путем кооперации заводов, производящих технологическое оборудование, и системных интеграторов, реализующих АСУ ТП. Наиболее перспективным в данном варианте является сотрудничество с отечественными предприятиями.

В настоящее время дочерние общества ПАО «Газпром автоматизация» – ООО Завод «Саратовгазавтоматика», ООО Завод «Калининградгазавтоматика» и ООО Фирма «Калининградгазприборавтоматика» – реализуют проект (рис. 3) по разработке блочно-комплектной АГНКС на 100 условных заправок в сутки с применением компрессора АГШ-9/7-250 производства ОАО «Уральский компрессорный завод», блока осушки УПИГ-500А производства ООО «Сервис» и заправочных газовых колонок «Эталон» собственного производства.

В данном проекте предусмотрено применение централизованной АСУ ТП, в которой реализуются функции контроля и управления всеми подсистемами блочной АГНКС, в том числе:

- управление силовой компрессорной установкой, вспомогательным оборудованием, запорной арматурой АГНКС и блоком осушки газа;
- автоматическая защита АГНКС по значениям технологических параметров с сигнализацией предаварийных и аварийных ситуаций на панели оператора;
- автоматический сбор и обработка информации о работе АГНКС, представленной на панели оператора в виде мнемосхем, таблиц и графиков;

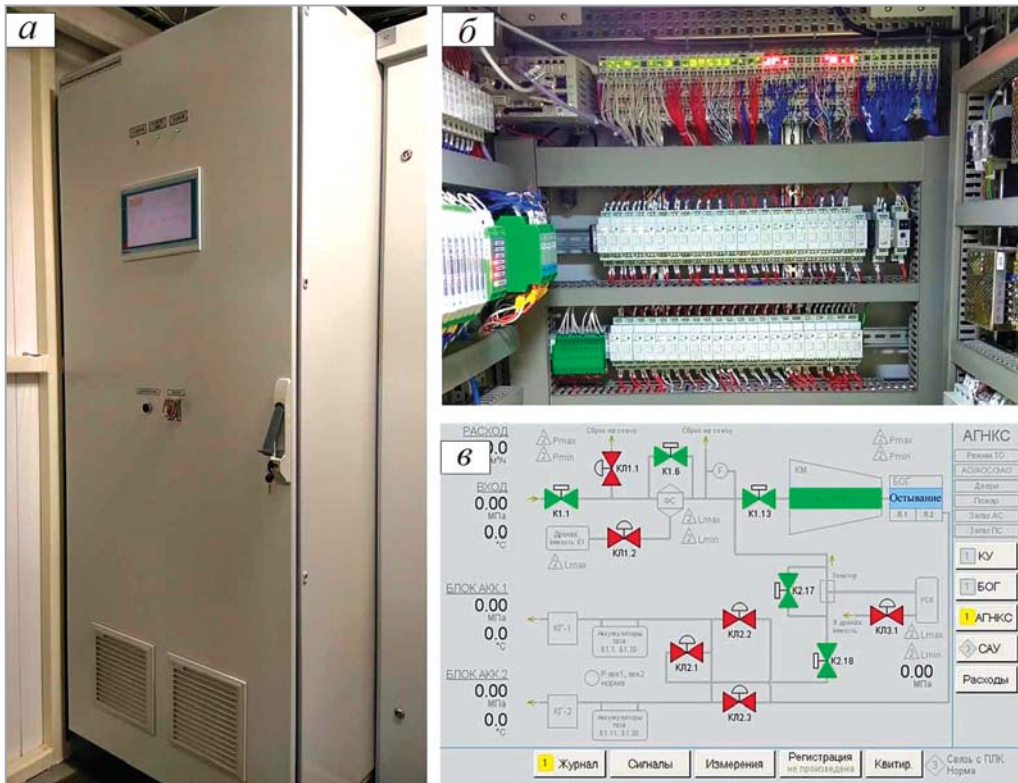


Рис. 4. АСУ ТП блочной АГНКС на базе ПТК «Неман-Р»:
 а – общий вид шкафа автоматики; б – контроллер на базе Fastwel I/O;
 в – пример видеокadra панели оператора

- интеграция приборов учета расхода газа, а также взаимодействие с системами контроля влажности газа с целью оптимизации работы блока осушки АГНКС;
- автоматическая самодиагностика комплекса программно-технических средств, в том числе плат контроллера, системной шины контроллера и локальной сети с формированием аварийных сообщений.

Для реализации рассмотренной концепции построения АСУ ТП АГНКС нашей компанией применен сертифицированный и опробованный на объектах ПАО «Газпром» программно-технический комплекс «Неман-Р», предназначенный для построения как централизованных, так и распределенных систем. В составе комплекса применяются такие ключевые позиции как промышленные контроллеры Fastwel I/O (ЗАО «НПФ «Доломант», г. Москва), панель оператора (ООО «Производственное объединение

ОВЕН», г. Москва), источники питания (ООО «КВ Системы», г. Воронеж) и SCADA-система (ООО «ИнСАТ», г. Москва).

На рис. 4 показаны примеры щитов автоматики и панели оператора из состава АСУ ТП АГНКС, реализованных на базе ПТК «Неман-Р».

С помощью библиотеки серверов ввода/вывода в составе ПТК «Неман-Р» все подсистемы интегрируются в общестанционную АСУ ТП. ЛСУ могут подключаться по протоколам Modbus (TCP, RTU, ASCII) через последовательные линии связи RS-485, RS-422, RS-232 или по Ethernet, а также по шинам Profibus, Profinet, Ethernet/IP. Счетчики электрической энергии (Меркурий-230, СЭТ-4), корректоры расхода газа (ЕК270, Логика СПГ, TurboFlow и др.) подключаются к серверу АСУ ТП по открытым протоколам обмена либо через специализированные OPC-серверы.



Рис. 5. Интеграция АСУ ТП в систему верхнего уровня

Передача массива данных от POS-системы может быть реализована средствами баз данных по каналам OPC DA/UA или через форматированный XML-файл.

В составе серверной части АСУ ТП АГНКС штатно предусматриваются необходимые программно-технические средства, образующие интеграционную платформу, которая может быть использована при проектировании системы верхнего уровня (рис. 5). Конфигурация интеграционной платформы сформирована с соблюдением требований стандартов ПАО «Газпром» к информационной безопасности с использованием опыта ПАО «Газпром автоматизация» при реализации вертикально интегрированных решений АСУТП-СОДУ-ИУС. Взаимодействие с верхним уровнем осуществляется

через межсетевой экран по каналу связи OPC UA или средствами СУБД.

Комплексный подход к проектированию систем автоматизации АГНКС обеспечивает прирост эффективности работы станции за счет ряда факторов, определяющих совокупный эффект от автоматизации.

На уровне технологических установок такими факторами являются:

- повышение надежности оборудования за счет непрерывного контроля и реализации автоматических алгоритмов управления и защиты, роста стабильности протекания технологических процессов, снижения вероятности ошибочных действий персонала;
- повышение качества товарного газа за счет применения оптимальных алгоритмов его осушки и контроля влажности;

- снижение потерь газа за счет применения современных методов измерения его расхода;

- снижение стоимости средств автоматики за счет оптимизации технических решений и исключения их избыточности.

На уровне станции:

- повышение эффективности работы оператора и ускорение выполнения технологических операций, как следствие – снижение риска упущенной выгоды от простоя оборудования;

- унификация применяемых программно-технических средств на всех уровнях управления, что снижает издержки, а также потребность в ЗИП и людских ресурсах для обслуживания системы управления.

На уровне предприятия:

- повышение надежности оборудования путем активного технического обслуживания, которое подразумевает вывод оборудования из работы за счет своевременного выявления негативных тенденций, не дожидаясь аварийных режимов, планирование периодичности, объемов ремонта и технического обслуживания исходя из фактического износа оборудования (планирование

по техническому состоянию);

- оптимизация затрат на техническое обслуживание, которая предполагает досрочное их планирование по каждой единице оборудования, а также планирование инвестиций в оборудование с учетом фактического состояния активов, обоснованное принятие решений о продлении эксплуатации или замене оборудования на основе оценки технического состояния, остаточного ресурса и рисков;

- управление материально-производственными запасами (масло, запасные части, расходные материалы);

- снижение коммерческих и технологических потерь за счет анализа небаланса расхода газа и автоматизация учета расхода газа по нормативам;

- анализ загрузки мощностей и оптимизация затрат на их развитие.

Предложенные решения разработаны с целью максимального соответствия интересам заказчика в долгосрочной перспективе. Они обеспечивают повышение эффективности инвестиций в инфраструктуру и должны стать одним из элементов решения задачи по развитию рынка газомоторных топлив.

Литература

1. Стратегия развития рынка газомоторного топлива Российской Федерации // Газовая промышленность. – 2015. – № 53 (728). – С. 10-15.

2. ВРД 39-2.5-082–2003 «Правила технической эксплуатации автомобильных газонаполнительных компрессорных станций».

3. ГОСТ 27577–2000 «Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия».

4. Люгай С.В., Перетряхина В.Б., Гнедова Л.А., Гриценко К.А. О нормировании эксплуатационных затрат на АГНКС // Транспорт на альтернативном топливе. – 2010. – № 1 (13). – С. 30-33.

5. СТО Газпром 2-1.22-175–2007 «Нормы эксплуатационных расходов на производство компримированного природного газа».

Повышение безопасности морской нефтегазодобычи на арктическом шельфе путем применения средств индивидуальной защиты

А.Л. Терехов, профессор, главный научный сотрудник Центра информатизации и автоматизации ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н.,
А.М. Семенцев, доцент, заместитель директора Центра стандартизации и сертификации ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н.

В статье подробно описаны условия труда на объектах морской нефтегазодобычи на арктическом шельфе, оценены профессиональные риски персонала, рассмотрены проблемы, связанные с определением требований к спецодежде и средствам индивидуальной защиты для работников нефтегазовой отрасли в условиях Арктики. Показаны результаты исследований воздействия природно-климатических факторов, характерных для условий арктического шельфа, на защитную одежду. Приведены требования и рекомендации для разрабатываемых образцов защитной одежды и средств индивидуальной защиты.

Ключевые слова:

арктический шельф, спецодежда и средства индивидуальной защиты, эргономичность и комфорт.

В настоящее время развитие нефтегазовой отрасли во многом определяется освоением российского шельфа Арктики и Дальнего Востока. При этом осуществляется комплекс работ, связанный с добычей и транспортировкой углеводородов в тяжелых природно-климатических и геофизических условиях. Эксплуатация морских сооружений проводится в суровых климатических условиях при удаленности районов добычи нефти и газа от большой земли, что вызывает изоляцию ограниченного коллектива в замкнутом пространстве на длительный период и появление у персонала синдрома полярного напряжения.

Критериями для отнесения технологических операций, выполняемых на морских сооружениях, к категории арктических является факт расположения объекта севернее Северного полярного круга с одновременным выполнением одного из следующих условий [1]:

- среднесменная температура атмосферного воздуха за три зимних месяца ниже $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ и скорость ветра не менее 6,8 м/с;
- среднесменная температура атмосферного воздуха за три зимних месяца ниже $-41\text{ }^{\circ}\text{C}$ и скорость ветра не менее 1,3 м/с.

Среди главных проблем, которые сопутствуют реализации крупномасштабных

проектов по освоению углеводородных ресурсов арктических территорий и шельфа северных морей, можно указать не только климатические особенности региона, но и неопределенность тенденций их изменений. Природные условия в районе арктических месторождений характеризуются следующими особенностями:

- штормовой период (сентябрь–ноябрь) с высотой волн до 6 м;
- обледенение надводных и подводных конструкций;
- частые и продолжительные туманы;
- мерзлотность грунта;
- разнонаправленность и сила подводных течений;
- порывистый ветер, сила которого доходит до 36 м/с;
- короткое холодное лето и продолжительный зимний период с экстремально низкой температурой воздуха;
- тяжелые ледовые условия в зимне-весенний период;
- значительные колебания уровня моря.

При использовании многочисленных технических средств, обеспечивающих разведку и добычу нефти и газа, строительство и эксплуатацию подводных трубопроводных систем, основное внимание уделяется вопросам безопасности персонала, надежности и работоспособности оборудования. Первостепенную роль в решении этой проблемы играют качественные проектные решения, выбор надежного оборудования, оптимизация технологических процессов, использование материалов конструкций с учетом условий их эксплуатации.

Холодный арктический климат придает особую важность мерам по обеспечению безопасности персонала промышленных объектов на рабочем месте, которые должны быть приоритетными для компании. Работа при низких температурах может оказать неблагоприятные воздействия на работоспособность и здоровье человека

– тепловой дискомфорт, увеличенная напряженность труда и связанные с холодом болезни и повреждения организма. Деятельность персонала на морских добычных платформах на арктическом шельфе является одной из самых тяжелых и опасных. Эта работа осуществляется в экстремальных природно-климатических (холод, сильный ветер, туман, морской лед, айсберги, обледенение, постоянные темнота или свет) и производственных (угроза взрывных выбросов и пожаров, загрязнение рабочей зоны опасными химреагентами и газами, общая и локальная вибрация, интенсивные уровни шума технологического оборудования) условиях. В результате этого могут увеличиться частота возникновения несчастных случаев, серьезность их последствий, а также вероятность развития профессиональных заболеваний.

В этих условиях оценка и управление профессиональными рисками на основе системного анализа возможных причин профессиональных заболеваний и травматизма на производстве, прогнозирование их последствий и принятие необходимых адекватных технических и организационных решений являются необходимыми для обеспечения безопасности на рабочих местах.

Проведенный анализ методик оценки профессионального риска [2] позволяет сделать вывод о том, что в настоящее время приемлемой для применения на объектах ПАО «Газпром» является экспертная методика субъективной оценки. С учетом того обстоятельства, что в настоящее время отсутствуют в достаточном количестве морские сооружения на арктическом шельфе, данная методика является единственно возможной для оценки профессиональных рисков на этих объектах.

В результате оценки профессиональных рисков с использованием материалов рабочей группы RN-5 проекта «Баренц 2020» [3] были определены основные

группы профессиональных рисков при эксплуатации морских сооружений на арктическом шельфе [2]:

- воздействие гигиенических факторов условий труда;
- потенциальная опасность некачественной организации рабочих мест и рабочих зон;
- воздействие экстремальных психолого-социальных условий труда;
- потенциальная опасность при выполнении особых видов работ;
- опасность воздействия негативных факторов, вызванных аварийными ситуациями.

Рейтинг риска, определенный по методике СТО Газпром 18000.1-002-2014, зависит от проекта и организации эксплуатации конкретного вида морского сооружения (МС).

Снижение профессиональных рисков на добычных платформах всех типов может быть достигнуто применением средств индивидуальной защиты (СИЗ). В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан проект национального стандарта «Нефтяная и газовая промышленность. Арктические операции. Производственная среда», который будет введен в действие в 2017 году. Стандарт содержит основные требования по созданию здоровых и безопасных условий труда и оптимизации профессиональных рисков, в том числе устанавливается порядок обеспечения персонала средствами индивидуальной защиты.

Для защиты от опасных и вредных производственных факторов персонал МС рекомендуется обеспечивать средствами индивидуальной защиты, в том числе и зарубежного производства, соответствующими требованиям технических регламентов [4, 5]. Защитные свойства СИЗ рекомендовано подбирать с учетом условий работы персонала с ожидаемыми значениями индекса охлаждения ветром WCI [4, 6]. СИЗ подлежат обязательному подтверждению

соответствия требованиям технического регламента [4].

Обязательное подтверждение соответствия СИЗ требованиям технического регламента [4] осуществляется в форме декларирования соответствия или сертификации. Выбор формы проводится в соответствии с классификацией СИЗ по степени причинения вреда пользователю.

Декларированию соответствия требованиям технического регламента [4] подлежат СИЗ первого класса с минимальными рисками причинения вреда пользователю. СИЗ сложной конструкции второго класса, защищающие персонал от гибели или опасностей, а также остальные СИЗ, которые могут причинить необратимый вред здоровью пользователя, подлежат обязательной сертификации.

Для защиты персонала МС рекомендуется применять СИЗ тех видов, которые соответствуют классификации по ГОСТ 12.4.011.

При проектировании спецодежды для работы в арктических условиях рекомендуется учитывать ограничение скорости движений и ловкость.

Следует применять СИЗ ярких оттенков, со светоотражающими элементами, а при выполнении работ на взрывопожароопасном объекте – огнестойкие и изготовленные из антистатических материалов [7]. Теплоизоляция комплекта СИЗ должна обеспечить необходимую продолжительность времени пребывания на холоде. Теплоизоляционные показатели комплекта СИЗ должны соответствовать физической активности человека и метеорологическим условиям, в которых предполагается его использование. В IV климатическом поясе (регион IB) рекомендуется использовать спецодежду 3-го класса защиты по ГОСТ Р 12.4.236, в «особом» климатическом поясе (регион IA) – 4-го класса защиты по ГОСТ Р 12.4.236.

Эффективность СИЗ при защите

от шума рекомендовано оценивать по требованиям ГОСТ Р 12.4.211 и ГОСТ Р 12.4.212 и обеспечению необходимых защитных свойств органов слуха.

Неблагоприятные условия окружающей среды негативно влияют на эксплуатационные свойства специальной одежды. С целью определения подходов к назначению материалов и конструкций спецодежды для рассматриваемых условий были проведены исследования теплопроводности защитной одежды при различных воздействиях [8]. Эти исследования позволили оценить степень снижения теплозащитных свойств специальной одежды в результате воздействия сильного ветра и насыщения материалов морской солью в условиях низких температур и высокой влажности. Исследования на микроуровне текстильных материалов, насыщенных морской солью, показали изменение их структурных характеристик, которое влечет следующие последствия:

- снижение устойчивости к износу в результате абразивного воздействия кристаллов морской соли;
- снижение прочностных свойств в результате «впивания» кристаллов в волокна и разрушения их целостности;
- разрушение красящего пигмента и защитных пропиток;
- изменение антистатических качеств.

Проведенные исследования позволили оценить степень снижения теплозащитных свойств специальной одежды от воздействия сильного ветра, а также насыщения материалов морской солью в условиях низких температур и высокой влажности. Выявлено, что деформация одежды с объемными утеплителями в наветренной зоне становится видимой при скорости ветра более 4 м/с. При скорости ветра 20 м/с снижение теплового сопротивления пакетов теплозащитной одежды с объемными утеплителями в результате аэродинамической деформации происходит в среднем на 40 %. При скорости ветра

более 26 м/с у пакетов наблюдаются дрожание, вибрация, которые являются причиной резкого падения суммарного теплового сопротивления одежды.

Наиболее существенное изменение коэффициента теплопроводности материалов теплозащитной одежды происходит при пониженной температуре от -50 до $+10$ °С. В сухих тканях с ростом температуры в этом диапазоне коэффициент теплопроводности увеличивается на 25 %. Во влажных тканях с ростом температуры коэффициент теплопроводности монотонно уменьшается. При этом при максимальной влажности ткани (95 %) по отношению к сухой ткани коэффициент теплопроводности в диапазоне температур от -50 до 0 °С увеличивается в 7 раз, а при температуре от 0 до 25 °С – в 4 раза.

Влияние насыщенности морской солью на изменение коэффициента теплопроводности сухих и влажных материалов неодинаково: насыщенность материалов морской солью в их сухом состоянии увеличивает коэффициент теплопроводности, а во влажном – уменьшает. Так, насыщенность морской солью ткани в сухом состоянии увеличивает коэффициент теплопроводности в среднем на 22 % в области пониженных температур, что связано с образованием на поверхности волокон в структуре материалов кристаллов морской соли и увеличением доли конвективного теплообмена. С ростом температуры выше 10 °С влияние морской соли на изменение коэффициента теплопроводности утеплителей менее выражено.

В целях предотвращения увлажнения и связанного с ним снижения теплоизоляции внутренние слои комплекта средств индивидуальной защиты от холода должны хорошо впитывать и отдавать влагу. Одежда не должна препятствовать удалению влаги из пододежного пространства. Наружный слой спецодежды должен иметь влагоотталкивающую пропитку.

Операции, выполняемые на открытой территории в условиях холодного климата, должны быть сведены к минимуму. Для работы на открытом воздухе следует предоставить утепленную одежду с учетом погодных условий и специфики выполняемых обязанностей. Работа в холодной среде предполагает изменяющиеся климатические условия и виды деятельности и, следовательно, различные требования к средствам защиты. Использование утепленной спецодежды является важным фактором обеспечения здоровья, безопасности, комфорта и работоспособности персонала. Идеальным решением в данном случае является многослойная одежда, в которой каждый слой выполняет определенную функцию:

- внутренний слой (нижнее белье) – поглощение и перенос влаги;
- средний слой (рубашка, свитер) – изоляция и перенос влаги;
- внешний слой (ветровка, арктическая одежда, плащ-дождевик) – защита от внешней среды и перенос влаги.

Кроме того, защитная одежда должна обеспечивать необходимую защиту головы, лица, шеи, рук и ног. Даже в нейтральных температурных условиях конечности, особенно руки, могут подвергаться нежелательному охлаждению. Это в значительной степени зависит от местного климата, средств защиты и притока тепла за счет кровообращения. Последнее во многом определяется общим тепловым балансом организма. При отрицательном тепловом балансе, имеющем место в условиях низких климатических температур, если защитная одежда не соответствует погоде, кровообращение в конечностях замедляется из-за сужения сосудов. Это сильно снижает приток тепла. Конечности, особенно пальцы на руках и ногах, постепенно охлаждаются, и температура в них достигает неприемлемо низких значений. Охлаждение конечностей

можно предотвратить или снизить с помощью специальной защиты, например, теплоизолирующей обуви и перчаток. При этом обувь должна быть противоскользящей для обеспечения устойчивости на поверхностях, покрытых снегом и льдом. Во избежание риска взрыва противоскользящая обувь должна быть нестатичной и не образующей искры.

Одежда и СИЗ должны соответствовать конкретной производственной среде. При разработке требований к ним необходимо учитывать арктические климатические зоны. Предоставляемая одежда должна обеспечивать комфорт рабочим и при этом позволять выполнять производственные задания. Должны быть также оценены необходимость использования наружных водонепроницаемых материалов и степень защиты от ультрафиолетового излучения. Если работа не может быть выполнена штатным образом с использованием подходящей одежды и СИЗ для холодного климата, то во избежание потенциальной угрозы для здоровья и безопасности персонала следует предусмотреть применение других мер, например, активных систем нагрева или местных укрытий как временных, так и постоянных.

При разработке требований к костюмам для аварийной эвакуации, предназначенным для использования в морских условиях Арктики, необходимо учитывать, что в арктической климатической зоне рабочие, скорее всего, будут использовать одежду и другие СИЗ для холодной погоды.

Для исключения обморожения или переохлаждения персонала во время проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования на открытых палубах при отрицательных температурах воздуха и сильном ветре следует применять СИЗ от холода и регламентировать продолжительность пребывания на холоде и время, необходимое

для обогрева, с учетом физической активности, теплоизоляции СИЗ и методических рекомендаций [9].

Для повышения эффективности использования спецодежды и СИЗ в тяжелых климатических условиях необходимо обеспечить обратную связь между работником и определенным диспетчером (наблюдатель за проводимыми работами). Для этого в режиме онлайн должен осуществляться контроль состояния работника с возможностью принятия корректирующих действий. В настоящее время известны инновационные предложения и решения для выполнения поставленной задачи.

Для защиты человека в рассматриваемых условиях была разработана специальная одежда [9-13] с повышенными эргономическими и теплозащитными свойствами с встроенной системой дистанционного мониторинга его теплового состояния. Так, разработанный ООО «БВН инжиниринг» совместно с Донским государственным техническим университетом мужской костюм «Норд» для защиты от пониженных температур и ветра (рис. 1) был рекомендован для применения на объектах нефтегазодобычи в IV и «особом» климатических поясах.

Данный костюм включает следующие отличительные особенности, позволяющие производить работы в условиях арктического шельфа:

- состоит из полукомбинезона и куртки, которая оснащена центральной застежкой на «молнии»;
- кулиса по линии талии;
- ветрозащитная планка с потайной застежкой;
- нагрудные прорезные карманы с горизонтальным входом;
- нагрудный накладной карман с клапаном для средств связи (для дополнительного удобства может быть и добавочный нагрудный карман с клапаном);
- боковые накладные объемные карманы с клапаном;



Рис. 1. Костюм «Норд» для защиты от пониженных температур и ветра

- утепляющий клапан для защиты подбородка;
- съемный утепленный капюшон;
- кулиса с затягивающими ремнями для регулирования ширины брюк внизу;
- внутренний накладной карман с застежкой на «молнию»;
- анатомические локтевые вытачки, усилительные накладки на плечи и в средней части рукава, пата внизу рукава для регулировки объема;
- внутренний накладной карман (на подкладке);
- съемная утепляющая подкладка куртки с меховым воротником, трикотажными напульсниками, ветрозащитной планкой, дополнительная накладка на задних частях полукомбинезона;



- напряженности организма человека, определяемой средними показателями частоты сердечных сокращений, контролируемых датчиками;
- средней температуры, установленной сенсорами нагревательных элементов;
- температуры внешней среды, контролируемой встроенным датчиком.

Эффективность терморегуляции и обогрева куртки достигается тем, что размеры, схема размещения и мощность нагревательных элементов управляются микросхемами на базе специальной математической модели, учитывающей особенности тела человека и различия в температуре комфорта для отдельных его частей.

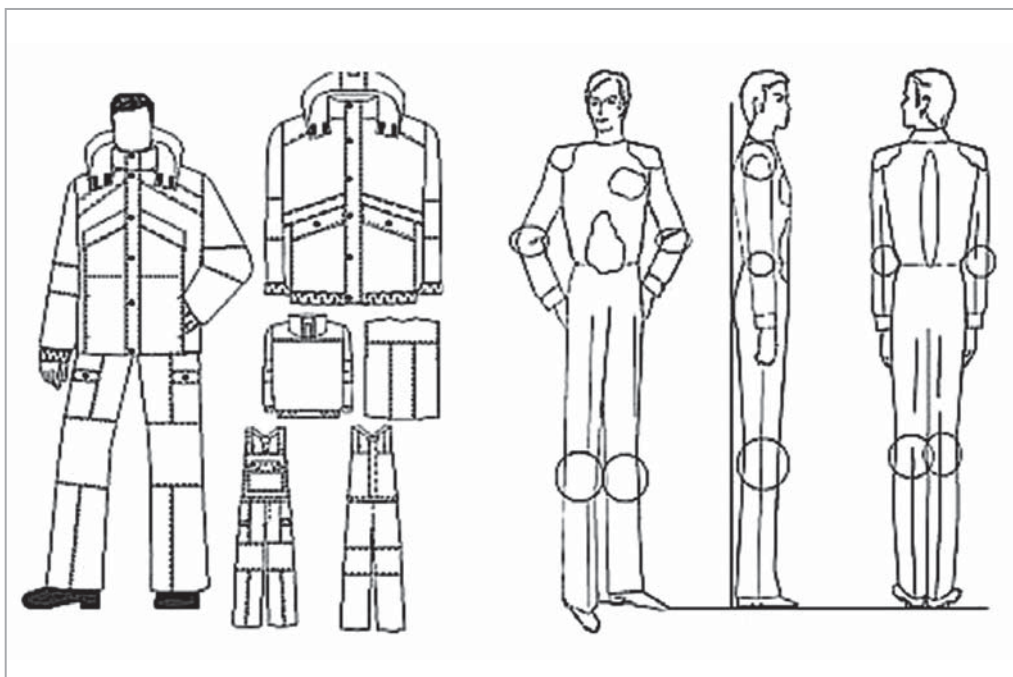
Для усиления защитных свойств спецодежды от шума в зонах его наибольшего влияния на организм человека применены специальные шумозащитные накладки. Экспериментальные и расчетные характеристики шумозащитного комплекта обеспечивают стабильную защиту человека.



Рис. 3. Костюм для защиты от шума

На рис. 3, 4 показаны костюм для защиты от шума, зоны повышенной чувствительности к шуму и места наложения подкладок.

До момента, пока не будет принят нормативный документ о спецодежде для работы на объектах нефтегазодобычи арктического шельфа, необходимо провести комплексные исследования, в том числе и натурные, предлагаемой



а

б

Рис. 4. Шумозащитный костюм:

а – эскиз; б – зоны особой резонансной чувствительности к звуковым колебаниям

экипировки. Окончательное решение на арктическом шельфе, должны быть приняты на основании анализа испытаний СИЗ в натуральных условиях эксплуатации и, в первую очередь, с учетом мнения самих работников.

Литература

1. Руководство Р 2.2.2006–05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».
2. Терехов А.Л. Повышение безопасности производственных процессов путем управления профессиональными рисками на предприятиях добычи нефти и газа в Арктике // Газовая промышленность. – 2017. – № 1. – С. 94-99.
3. Терехов А.Л., Сохил С. Создание здоровых и безопасных условий труда при работе на добычных нефтегазовых платформах арктического шельфа // Газовая промышленность. – 2011. – № 11. – С. 92-96.
4. Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 019/2011 «О безопасности средств индивидуальной защиты».
5. Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования».
6. Правила Российского морского регистра судоходства НД 2-090601–001 «Правила по нефтегазовому оборудованию морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов, плавучих буровых установок и морских стационарных платформ».
7. Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса. Серия 08, вып. 23, 2015.
8. Лебедева Е.О., Бринк И.Ю., Терехов А.Л. Изменение теплозащитных свойств специальной одежды в климатических условиях побережья арктических морей // Газовая промышленность. – 2012. – № 1. – С. 71-74.
9. Бринк И.Ю., Куренова С.В., Терехов А.Л. Перспективы внедрения на объектах ОАО «Газпром» средств индивидуальной защиты от шума. Экологическая безопасность в газовой промышленности. Международная конференция. Москва, 25-26 ноября 2009. Тезисы докладов. – С. 79.
10. Бринк И.Ю., Куренова С.В., Терехов А.Л. Перспективы внедрения на объектах ОАО «Газпром» средств индивидуальной защиты тела от шума // Газовая промышленность. – 2010. – № 7. – С. 88-90.
11. Бринк И.Ю., Черунова И.В., Лебедева Е.О., Терехов А.Л. Перспективные разработки для повышения эффективности средств индивидуальной защиты в условиях морской нефтедобычи на шельфе арктических морей. Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток. IV Международная конференция. Москва, 10-11 октября 2012. Тезисы докладов. – С. 80.
12. Терехов А.Л., Бринк И.Ю. Разработка перспективных средств индивидуальной защиты для персонала добычных платформ в условиях арктического шельфа. Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток. III Международная конференция. Москва, 14-15 октября 2010. Тезисы докладов. – С. 77.
13. Лебедева Е.О., Бринк И.Ю., Терехов А.Л. Оценка эксплуатационных свойств специальной одежды и перспективные разработки для повышения эффективности защиты человека в условиях морской нефтедобычи на арктическом шельфе. Экологическая безопасность в газовой промышленности. Международная конференция. Москва, 11-13 декабря 2013. Тезисы докладов. – С. 95.

Экологические автобусы «Волгабас»

В 2016 году Группа компаний «Волгабас» увеличила объемы производства, по сравнению с 2015-м, на 72 %. Несмотря на продолжающееся уже на протяжении 3 лет падение отечественного рынка автобусов ГК нарастила выпуск продукции и увеличила долю в сегментах машин большой и особо большой вместимости.

Также продолжилось успешное многолетнее сотрудничество с транспортниками Санкт-Петербурга. «Волгабас» выиграла конкурсы и заключила ряд новых контрактов на поставку 12- и 18-метровых городских автобусов в Северную столицу. Кроме этого, компания поставила в Волгоградскую область и другие регионы страны 223 экологически чистых автобуса Volgabus на метане.

Беспилотная платформа MatrEshka, которую выпускает ГК, стала одной из самых обсуждаемых новинок отрасли в 2016 году. Автобусы на базе универсального шасси были продемонстрированы на крупнейших форумах и отраслевых выставках (ПМЭФ, Сочинский экономический форум, «Открытые инновации», «Транспортная неделя» и т.д.). На сегодняшний день уже сформирован пакет заказов на первые серийные образцы, которые будут обслуживать транспортные кластеры, промышленные предприятия и логистические центры.

2017-й обещает стать годом большого прорыва для ГК. Среди самых ожидаемых событий – запуск на полную мощность производственных площадок в Волжском и Владимире. Кроме того, «Волгабас» готовит презентацию обновленного флагмана линейки городских автобусов – «СитиРитм», а также электробуса.

ГК «Волгабас» основана в 1993 году и за свою историю выпустила на российские маршруты более 5 000 автобусов различного класса. На предприятии в г. Волжском работают 550 сотрудников. В 2016 году компания в тестовом режиме запустила научно-производственный комплекс во Владимирской области, который станет одним из крупнейших предприятий по производству автобусов в Европе. Его особенности – высокая степень автоматизации производства.

По материалам: <http://110km.ru/art/kak-volgabas-otrabotal-minuvshiy-god-117817.html>



Беспилотная платформа MatrEshka

Газовые НЕФАЗы будут обслуживать чемпионат мира по футболу

Группа компании «РариТЭК» при финансовой поддержке «Газпромбанк Лизинг» осуществила поставку крупной партии городских автобусов НЕФАЗ в адрес Комитета по транспорту, организации дорожного движения и развитию улично-дорожной сети Екатеринбурга.



60 низкопольных автобусов марки НЕФАЗ-5299-40-51 с оригинальной зеленой расцветкой пополнили парк муниципального объединения автотранспортных предприятий «МОАП» и довели общее число новых автобусов до 100 единиц.

Автобусы имеют газовые двигатели Даймлер М906 LAG/EEV/1, экологического уровня Евро-5, мощность двигателя составляет 205 кВт, отопление салона состоит из основной и дополнительной систем обогрева, что позволяет в короткие сроки создать и поддерживать комфортную атмосферу в пассажирском низкопольном салоне.

Кабина водителя имеет удобное кресло с пневмоподвеской, систему индивидуальной вентиляции и солнцезащитный козырек. Обязательным атрибутом данных автобусов является система кнининга – принудительного наклона кузова в сторону остановки для удобной посадки-высадки пассажиров. Также в опции входят система навигации GPS/ГЛОНАСС, система маршрутоуказателя (3 табло + речевой информатор, бегущая строка в салоне), видеорегистратор, аудио- и видеосистема. Все эти опции позволяют комфортно чувствовать себя пассажирам различных социальных групп.

Десять миллионов рублей на перевод сельхозтехники на газ

Власти Сахалина в 2017 году направят из регионального бюджета 10 млн рублей на переоборудование существующего транспорта сельскохозяйственных предприятий. Поскольку стоимость перевода на газ одной машины составляет 120-140 тыс. рублей, то этой суммы хватит на переоборудование 70-80 машин.

В октябре 2016 года в Сахалинской области компания ООО «Газпром газомоторное топливо» открыла первую на Дальнем Востоке АГНКС, мощность которой составляет 150 заправок в сутки. Общий объем инвестиций компании в станцию составил около 250 млн рублей.

В ноябре 2016 года компания ПСК «Сахалин» завершила строительство второй АГНКС, которая расположена в пригороде Южно-Сахалинска. Общий объем инвестиций компании в станцию составил около 123 млн рублей. Эта АГНКС имеет передвижной автомобильный газовый заправщик на 5 тыс. куб. м, который может доставлять сжатый метан в автопарки предприятий.

Стоимость КПП составляет 17 рублей за кубометр, что в 2,5 раза дешевле бензина.

Правительством Сахалинской области и администрацией Южно-Сахалинска закуплено 40 газовых автобусов и шесть единиц техники ЖКХ на общую сумму 275,3 млн рублей. Машины переданы администрации Южно-Сахалинска и работают на маршрутах города. Кроме этого, в Южно-Сахалинске уже действуют организации по переводу автотранспорта на газомоторное топливо – на данный момент переведено 17 машин.

<https://skr.su/news/267624>



Экспорт и инновации – будущее российского автопрома

67

В Санкт-Петербурге завершилась XI ежегодная международная конференция AutoInvest® 2017, которая проходила с 14 по 16 марта. В мероприятии приняли участие более 150 экспертов и профессионалов автомобильной отрасли, среди которых топ-менеджеры ведущих автосборочных и автокомпонентных предприятий, представители органов государственной власти, научно-исследовательских институтов, профильных союзов и ассоциаций.



Официальная программа конференции началась 14 марта с делового завтрака с вице-губернатором Санкт-Петербурга Сергеем Мовчаном. Среди участников были первые лица автомобильных предприятий и представители ключевых компаний отрасли: Чой Донг Ель, генеральный директор ООО «Хендэ Мотор Мануфактуринг Рус»; Ёсинори Мацунага, директор филиала ООО «Тойота Мотор» в Санкт-Петербурге; Ино Муберг, генеральный директор ООО «Трак Продакшн Рус»; Татьяна Горовая, директор по взаимодействию с правительством и государственными органами ООО «Ниссан Мэнүфэкчуринг РУС»; Вячеслав Жигалов, вице-президент ассоциации «Российские автомобильные дилеры»; Михаил Лихачев, председатель правления – генеральный директор

ООО «Газпром газомоторное топливо»; Станислав Люгай, исполнительный директор НП «Национальная газомоторная ассоциация», который выступил модератором специального круглого стола «Перспективы использования газомоторного топлива».

Пленарное заседание конференции AutoInvest началось с краткого аналитического обзора автомобильного рынка от The Boston Consulting Group. Артур Смилкстиньш, руководитель проектов BCG, в своем выступлении отметил, что впервые за три года в 2017 году ожидается рост автомобильного рынка на 5-7 %: «Согласно проведенным исследованиям, наблюдается позитивная динамика развития автомобильного рынка. Во-первых, из-за отложенного спроса, который возник благодаря затянувшемуся

кризису. Во-вторых, экономика начинает стабилизироваться, в результате чего увеличивается рынок кредитования. В-третьих, на рынке появляются обновления, что также благоприятно влияет на развитие автопрома». Артурс Смильстиньш предложил автопроизводителям два сценария развития отрасли – «бюджетный экспортер» и «локальный инноватор».

Максим Мейксин, председатель Комитета по промышленной политике и инновациям Санкт-Петербурга, в своем докладе отметил, что развитие петербургского автопроизводства и повышение уровня локализации являются одной из ключевых задач, стоящих сегодня перед правительством города и бизнесом.

Максим Семенович подвел итоги текущего года: «Несмотря на то, что два последних года были сложными для автомобильной отрасли, по итогам января в Петербурге было выпущено 25,5 тыс. автомобилей, что составило 32 % от общего российского показателя. В конце 2017 года планируется увеличение объема производства автомобилей на 7 %». Кроме того, все меры, которые были приняты правительством РФ в 2016 году, будут сохранены и в 2017-м. Общий объем финансирования автопрома в 2016 году составил более 50 млрд рублей, что на 7 млрд больше, чем в 2015 году. Тенденция увеличения сохранится и в 2017 году.

О стратегических аспектах развития российского автопрома на горизонте 2025 года рассказал Юрий Трощенко, младший партнер McKinsey & Company. В своем выступлении Юрий Владимирович акцентировал внимание на изменениях, приоритетных задачах и перспективных направлениях развития автомобильной отрасли: «...Можно выделить три группы глобальных тенденций: изменение конструкции автомобиля (переход на беспилотный и электрический транспорт), развитие мобильных сервисов, разработка и внедрение новых

технологий и подходов к производству».

Продолжил тематику перспективных направлений развития российского автопрома Алексей Гогенко, заместитель генерального директора по стратегическому развитию ГНЦ РФ ФГУП «НАМИ», уделив особое внимание развитию беспилотного транспорта. В то время как мир переходит на высокую степень создания «умных» автомобилей, российские разработки в области автоматизации и роботизации транспорта все еще находятся на начальных стадиях развития. Основными факторами, сдерживающими рост рынка электромобилей, являются отсутствие необходимой инфраструктуры в России и высокая стоимость относительно аналогов. «К 2020 году стоимость электромобилей сравняется с аналогами, что станет «переломным» событием в динамике рынка электротранспорта», – отметил Алексей Федорович. Напомним, что в 2012 году во ФГУП «НАМИ» был создан первый автомобиль в России, продемонстрировавший беспилотные функции. На сегодняшний день ФГУП «НАМИ» является лидером в области развития беспилотного транспорта в нашей стране, разработки тягового электропривода ТС, а также создания новых автомобильных платформ.

В рамках мероприятия участникам были продемонстрированы новейшие автомобильные разработки. ФГУП «НАМИ» представило проект «ШАТЛ» (Беспилотная Широко Адаптивная Транспортная Логистика) – автомобиль, оснащенный беспилотной системой управления движением с комплексированием данных навигационной, инерциальной и одометрической систем. «ШАТЛ» запланировано ввести в эксплуатацию уже на чемпионате мира по футболу в 2018 году. А компания Hyundai Motor представила проект Autonomous IONIQ, в котором водитель также исключен из управления автомобилем.



Отдельной темой для дискуссии на AutoInvest стало развитие экспорта автомобильной продукции и выход на новые рынки. Эксперты рассмотрели планы автомобильных компаний в экспортном направлении автомобильной отрасли, стратегии развития автопроизводства, создании сбытовых и сервисных сетей и партнерств на приоритетных рынках, а также совершенствовании механизмов предоставления финансовых услуг.

Как отметила Наталия Щербакова, партнер, руководитель налоговой практики по обслуживанию компаний автомобильной отрасли PwC в России, на правительственном уровне сформулировано концептуальное видение в отношении государственной поддержки экспорта, однако для его успешной реализации требуется более тесная кооперация между бизнесом и государством. «В настоящее время наибольший интерес для российских автопроизводителей представляют преимущественно рынки развивающихся стран: Белоруссия, Казахстан, Куба, Ливан, Алжир, Вьетнам, Иран, Египет и Мексика», – пояснила Наталия Спартаковна.

Заключительное заседание конференции AutoInvest было посвящено тенденциям и перспективам использования альтернативных видов топлива. В ходе дискуссии были рассмотрены стратегии, планы реализации и программы перехода российского автотранспорта на газомоторное топливо, беспилотный и электромобильный транспорт.

Об использовании электробусов в городских маршрутных сетях, механизмах их внедрения, результатах и условиях окупаемости рассказал Сергей Иванов, руководитель компании Drive Electro: «Первый российский электробус с 2011 года по настоящее время используется в Новосибирске. Пробег троллейбуса составляет более 200 км на одной зарядке. Опыт использования аккумуляторов первого поколения, с запасом хода более 200 км, показал положительные результаты. Но аккумуляторные батареи тяжелые, что не позволяет перевозить достаточное количество пассажиров, и их нельзя быстро подзаряжать на маршруте. Поэтому было принято решение использовать более легкие литий-титанатные батареи – второе поколение электротранспорта».

Во второй день конференции участники посетили производственные площадки Санкт-Петербурга: ООО «Хендэ Мотор Мануфактуринг Рус» и ООО «СНОП Рус». Кроме того, в течение всех дней работы конференции для участников мероприятия была открыта Биржа деловых контактов.

В 2017 году конференция AutoInvest® 2017 впервые прошла на одной площадке с выставкой Automechanika St. Petersburg и Петербургской технической ярмаркой.

Традиционно, по результатам конференции будут сформированы практические предложения для органов государственной власти и заинтересованных организаций.

Новый генеральный секретарь NGVA EUROPE

6 марта 2017 года совет директоров Европейской газомоторной ассоциации (NGVA Europe) назначил Андреа Джерини новым генеральным секретарем. До назначения в Европейскую ассоциацию Андреа Джерини возглавлял в департаменте силовых агрегатов исследовательского центра ФИАТ в Италии направление сотрудничества и стратегических программ. А. Джерини имеет большой опыт организации НИОКР в области транспортных двигателей и использования альтернативных видов моторного топлива.



Голубой коридор – 2017



Одиннадцатый автопробег «Голубой коридор – 2017: Иберия – Балтия» запланирован на конец сентября – начало октября 2017 года. Маршрут автопробега свяжет Лиссабон, Мадрид, Барселону, Марсель, Милан, Ульм, Берлин, Варшаву, Калининград, Ригу, Таллинн и Санкт-Петербург.

Пробег «Голубой коридор – 2017» организуют компании Группы Газпром: ООО «Газпром экспорт» и ООО «Газпром газомоторное топливо». Традиционно в подготовке и проведении метанового автопробега принимает участие германский партнер Газпрома компания Uniper.

Темой автопробега 2017 года является использование сжиженного природного газа на грузовых автомобилях. Региональные и дальнемагистральные грузоперевозки представляют собой перспективный сегмент газомоторного рынка. Международная практика убедительно свидетельствует: в среднесрочной перспективе СПГ будет единственной реальной альтернативой дизтопливу, позволяющей эффективно и экономично решать экологические проблемы большегрузного транспорта.

В Пробеге «Голубой коридор – 2017» и деловой программе примут участие российские и зарубежные автопроизводители, транспортные, логистические и энергетические компании, девелоперы газозаправочной инфраструктуры, поставщики оборудования, политики, журналисты. По маршруту автопробега будут проводиться круглые столы и брифинги для прессы.

Финиш автопробега предполагается приурочить к открытию VII Санкт-Петербургского международного газового форума, который пройдет с 3 по 6 октября 2017 года в павильонах F и G конгрессно-выставочного центра «Экспофорум». Кроме традиционных мероприятий программы, в рамках Форума состоится IV Международная специализированная выставка «Газомоторное топливо». Частью этой выставки станут грузовики на СПГ, принимавшие участие в пробеге «Голубой коридор – 2017».

<http://www.gazpronin.ru/>

Современное состояние и перспективы развития газовых рынков Китая и Монголии

В.В. Тимофеев, ведущий инженер ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Ю.Н. Дрыгина, ведущий специалист ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Наиболее перспективными рынками сбыта природного газа ПАО «Газпром» в последние годы являются страны Юго-Восточной Азии. Государственная «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР» (Восточная газовая программа) утверждена в сентябре 2007 года приказом министерства промышленности и энергетики РФ.

В мае 2014 года ПАО «Газпром» и CNPC подписали Договор купли-продажи газа по «восточному» маршруту. Договор заключен сроком на 30 лет и предполагает поставку российского газа в КНР в объеме 38 млрд м³ газа в год

по магистральному газопроводу «Сила Сибири», который будет заполняться природным газом Якутского и Иркутского центров газодобычи.

Газопровод «Сила Сибири» (на рис. 1 отмечен красным пунктиром) будет иметь протяженность около 4000 км (Якутия – Хабаровск – Владивосток – около 3200 км, Иркутская область – Якутия – около 800 км), диаметр – 1420 мм, рабочее давление – 9,8 МПа (100 атм.), производительность – 61 млрд м³ газа в год.

Восточная газовая программа предполагает формирование центров газодобычи в Красноярском крае, Иркутской области, Республике Саха (Якутия), Сахалинской области и Камчатском крае. Программой определено, что вместе

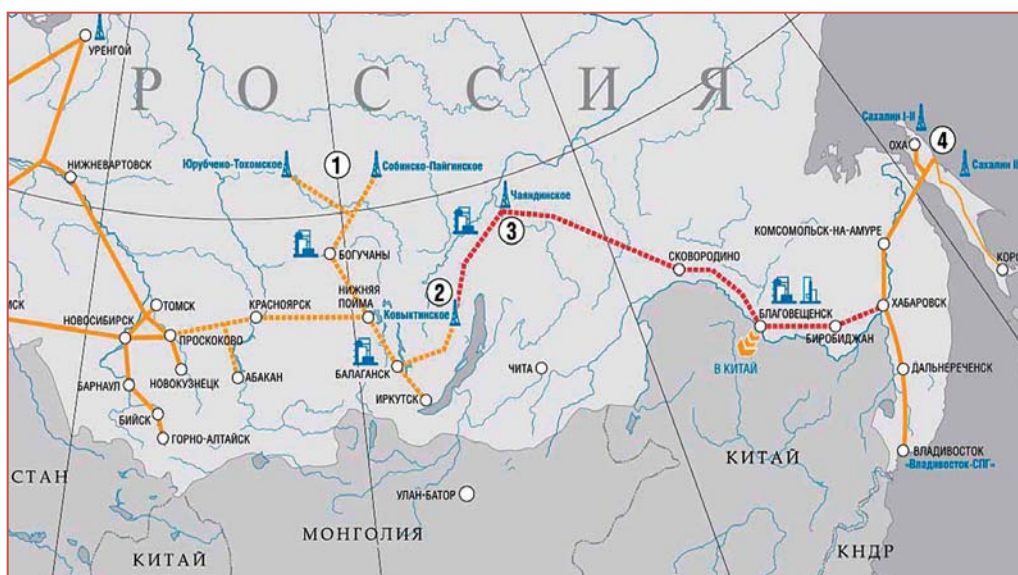


Рис. 1. Трасса газопровода проекта «Сила Сибири»

с созданием центров газодобычи и единой системы транспортировки газа будут синхронно развиваться газоперерабатывающие и газохимические производства, в том числе мощности по производству гелия и сжиженного природного газа (СПГ).

Вторым направлением развития газотранспортной системы, предусмотренным в Восточной Программе, является проектируемый газопровод «Алтай» между газовыми месторождениями Западной Сибири и Синьцзян-Уйгурским автономным районом на западе Китая. Там он может соединиться с китайским газопроводом «Восток–Запад», по которому газ дойдет до Шанхая. Планируемая протяженность газопровода – около 6700 км, из которых 2700 км пройдут по территории России.

При реализации проекта «Алтай» (рис. 2) необходимо будет решить ряд серьезных вопросов, связанных

с формированием ресурсной базы, отсутствием экономических условий, обеспечивающих конкурентоспособность российского природного газа на целевых рынках Китая, сложными природно-климатическими и инженерно-геологическими условиями строительства газопровода, его большой протяженностью, прохождением газопровода через особо охраняемые природные территории, а также с высокими экологическими рисками.

С учетом того, что расстояние до целевых рынков Китая по газопроводу «Алтай» превышает 6 тыс. км, существенно снижается конкурентоспособность поставок трубопроводного газа в сравнении с СПГ. При этом возникнет конкуренция российского сетевого газа на рынке Китая с СПГ и трубопроводным газом, который может поставляться из Туркмении через территории Узбекистана и Казахстана. Поставки туркменского газа характеризуются более низкой стоимостью в связи с меньшим расстоянием транспортировки и невысокой себестоимостью добычи газа.

В планах администрации Алтайского края предусмотрено строительство в Бийске завода по сжижению природного газа, что позволит организовать не только снабжение внутреннего российского потребителя, но и экспортные поставки железнодорожным транспортом в Китай и Монголию. В последней, в частности, действует государственная программа по обеспечению населения сжиженным природным газом, но своего газа там нет. Правительство Монголии выступает с предложением создания совместных предприятий по транспортировке сжиженного газа на территорию Монголии (рис. 3).

При разработке маршрутов доставки СПГ в Монголию до Улан-Батора с использованием железнодорожного транспорта большое значение может иметь тот факт, что АО «Улан-Баторская железная

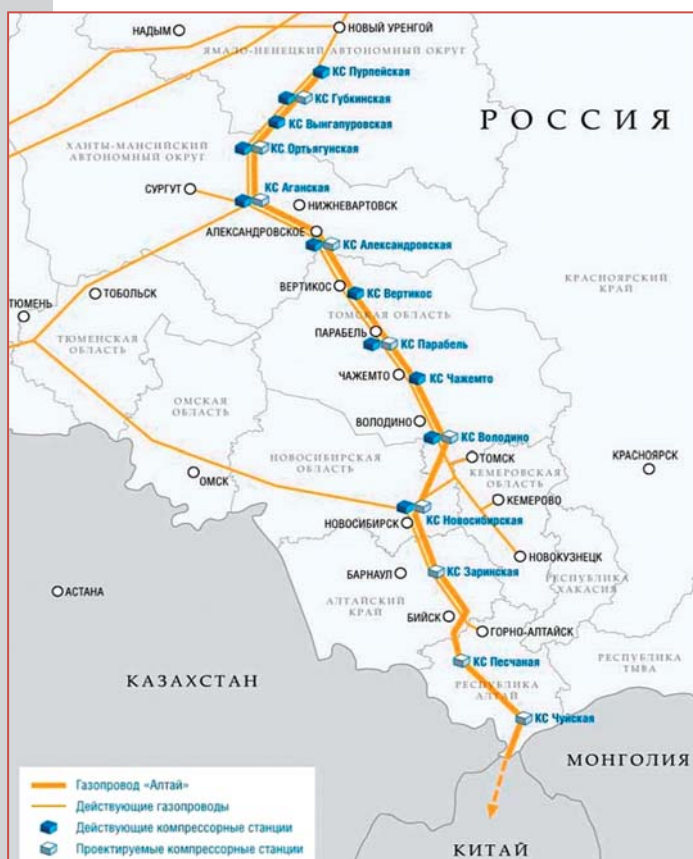


Рис. 2. Трасса газопровода проекта «Алтай»



Рис. 3. Возможные маршруты транспортировки СПГ в Монголию

дорога» – это акционерное общество с равными долями участников в уставном капитале с российской и монгольской сторон. На основании Постановления правительства РФ от 30.07.2004 г. № 397 Федеральное агентство железнодорожного транспорта от имени Российской Федерации владеет полномочиями акционера российско-монгольского АО «Улан-Баторская железная дорога», с монгольской же стороны полномочия акционера принадлежат Министерству дорог, транспорта и туризма Монголии. В 2009 году российский пакет акций предприятия передан в управление ОАО «РЖД».

Монголия сегодня потребляет около 500 тыс. т сжиженного нефтяного газа. Основной объем пропан-бутановых смесей используется в коммунально-бытовом секторе. Небольшие объемы этого топлива потребляются на транспорте. Выработка электроэнергии ведется в основном за счет угольного топлива. Более 80 % всей производимой и потребляемой в стране энергии приходится на Улан-Батор.

В настоящее время активизирована программа «Развитие потребления сжиженного газа в Монголии». В рамках

программы на СПГ и сжиженные углеводородные газы (СУГ) в первую очередь будут переведены общественный транспорт и таксомоторный парк страны. Планируется строительство сетей газозаправочных станций в Дархане и Эрдэнэте. В настоящее время сжиженный газ поставляется в основном из России.

Потенциальный объем газа, который ежегодно может потреблять Монголия, составляет около 2 млрд м³. Этот прогноз может быть реализован при условии, что будут переведены с угля на газ ТЭЦ в Улан-Баторе и газифицированы промышленные предприятия, коммунально-бытовой сектор, жилой фонд. Реализация намеченной программы перевода части моторного парка с нефтепродуктов на сжиженный газ повысит спрос на него на 110 млн м³.

В 2007 году был обнародован проект строительства через территорию Монголии железной дороги из Китая в Россию в рамках перспективного плана по развитию транспорта РФ до 2020 года. Железная дорога должна соединить город Кызыл с сетью российских железных дорог и присоединить его к железной дороге на территории Монголии.

В перспективе возможно продление маршрута до Китая, который в последнее время активно занимается строительством мини-заводов по производству СПГ, а значит формирует рынок сбыта этого топлива. Так, в 2010 году в КНР построено два новых мини-завода по производству сжиженного природного газа. Производимый на них СПГ предназначен для внутреннего рынка. Новые заводы расположены в Эрдосе (Внутренняя Монголия) и Жухае (провинция Гуандун). Заводы построены с помощью американской фирмы Chemtex, предоставившей также оборудование и инженеринговые услуги на основе запатентованной технологии PRICO американской фирмы Black&Veatch.

Предприятие в Эрдосе, принадлежащее местной частной фирме Xinxing Energy Co, имеет производственную мощность 200 тыс. т СПГ в год, в то время как мощность стандартного

завода по производству СПГ составляет по меньшей мере 3 млн т в год. Коммерческая эксплуатация завода началась 30 ноября 2010 года, и уже 10 декабря предприятие вышло на проектную мощность. Для переработки на завод поступает попутный газ из ближайших провинций Шэнси, Ганьсу и Нинся. Готовая продукция транспортируется потребителям в специальных автоцистернах, каждая вместимостью 53 м³.

Завод в провинции Гуандун рассчитан на производство 600 тыс. т СПГ в год, его продукция предназначена для Шанхая.

КНР рассматривает возможности строительства еще четырех мини-заводов по производству СПГ в провинциях Сычуань (500 тыс. т в год), Шэнси (500 тыс. т в год), Ганьсу (300 тыс. т в год) и на северо-западе в Синьцзян-Уйгурском автономном районе (1 500 тыс. т в год).

Берлинский разворот в сторону СПГ

Е.Н. Пронин, координатор проекта «Голубой коридор»

16 февраля в Бундестаге Германии состоялся круглый стол на тему «Сжиженный природный газ на автомобильном транспорте». Встреча проходила под эгидой и при финансовой поддержке Международного делового конгресса. Организаторами круглого стола стали энергетические компании ООО «Газпром экспорт», Uniper SE и германская газомоторная ассоциация Zukunft ERDGAS e.V.

На круглый стол были приглашены около 60 человек. О том, какое значение уделяется проблемам перевода транспорта на природный газ в Германии, говорит то, что проходило мероприятие в Парламентском центре Бундестага и в нем приняло участие большое количество депутатов от различных фракций.

От российской стороны выступили эксперты из ПАО «Газпром» (Г. Бердин, А. Михайлов), ООО «Газпром экспорт» (Е. Пронин), ООО «Газпром газомоторное топливо» (Д. Воробьев), ПАО «Сбербанк» (В. Гаврилов), ПАО «КАМАЗ» (Е. Пронин), ООО «СПГ Горская» (С. Уржумцев).



Отчет о работе представил Делеф Веслинг, Uniper SE, Германия

От Германии выступали депутаты Бундестага, представитель Министерства экономики и энергии Германии, координатор Еврокомиссии по вопросу инноваций, представители немецких отделений компаний IVECO и Scania, руководители автотранспортных фирм, сотрудники энергетических компаний, дистрибьюторы малотоннажного СПГ.

2016 год был не самым лучшим для газомоторного рынка Германии. Наблюдался определенный спад в реализации природного газа автотранспорту, снизился объем продаж новых газовых автомобилей. В связи с низкими ценами на нефть степень неопределенности ГМТ-бизнеса повысилась, к тому же рынок готовился к отмене льготного акциза на природный газ.

Неблагоприятную ситуацию на газомоторном рынке усугубляла мощная компания политической и финансовой поддержки идей электромобильности, декарбонизации за счет отказа от двигателей внутреннего сгорания, перехода исключительно на энергию из возобновляемых источников. На таком фоне было крайне сложно продвигать природный газ на рынок моторного топлива.

Из выступлений на круглом столе стало ясно, что у многих экспертов произошел драматический разворот к природному газу.

Накануне встречи стало известно, что правительство Германии одобрило продление срока действия льготного акцизного сбора на природный газ для автомобилей еще на девять лет. Это может стать мощным положительным сигналом для потенциальных покупателей газовых автомобилей и девелоперов газозаправочной сети.

Технико-экономический анализ и здравый смысл убеждают многих в том, что достоинства и потенциал электромобилей сильно преувеличены по следующим причинам:

- Возобновляемые источники энергии не могут дать необходимого количества требуемой для электромобилей энергии.
- Электроэнергия для контактной сети и пунктов подзарядки может быть получена вдали от места использования. Перемещение производства электроэнергии из экономических центров в глубинку позволяет улучшить локальную экологическую обстановку. Однако на региональном уровне все останется



Первый СПГ-тягач компании MeyerLogistik на новой КриоАЗС в Берлине (Uniper SE)

по-прежнему или даже ухудшится в связи с дополнительным потреблением углеводородов. Кроме того, вместе с воздушными массами выбросы от электростанций могут быть перенесены в города¹.

- Для обеспечения перевозок электромобилями требуется создать не только значительные генерирующие мощности, но и систему транспортировки, хранения и распределения (заправка) электроэнергии.

- Сфера применения колесных электромобилей ограничивается легковым пассажирским и грузовым транспортом преимущественно в городах. Это связано с ограничением дальности пробега и длительным временем заправки.

- Батареи имеют ограниченный

запас мощности, что делает их неэффективными для тяжелых транспортных средств.

- Утилизация энергетических элементов – дорогостоящий процесс, для которого нужно создавать соответствующую инфраструктуру.

- Электрификация транспорта повышает риски массового сокращения рабочих мест.

В сегменте тяжелого автомобильного, железнодорожного, водного и воздушного транспорта реальной коммерческой альтернативой дизельному топливу является сжиженный природный газ (СПГ). Об этом говорили все без исключения выступающие на берлинском круглом столе в Бундестаге.

Действительно, интерес к СПГ на тяжелом транспорте в Европе продолжает расти, хотя темпы роста пока носят умеренный характер. Развивается заправочная инфраструктура. В рамках проекта «Голубые коридоры на СПГ» Евросоюз принял 50-процентное участие в строительстве девяти КриоАЗС: по две во Франции, Италии, Португалии и по одной в Швеции, Испании и Бельгии. На этих станциях с начала эксплуатации реализовано более 4,15 тыс. т сжиженного природного газа, что эквивалентно примерно 5,7 млн кубометров².

Напомним: проект предусматривает строительство 14 демонстрационных станций (при софинансировании со стороны ЕС) и формирование парка из 100 грузовиков на СПГ, которые будут работать в этих коридорах.

1. Атмосферные течения вместе с воздушными массами переносят на огромные расстояния и загрязняющие вещества. Достаточно вспомнить, что пеплом после извержения исландского вулкана Эйяфьядлайёкюдль в 2010 году накрыло Великобританию (1900 км от вулкана), Данию и Швецию (2100 км). А ведь вулканические аэрозоли и взвешенные частицы тяжелее выбросов CO₂ и NO_x от тех же электростанций.

2. <http://lngbc.eu>

Опыт эксплуатации показал, что расход топлива на газовых грузовиках составляет 28,3 кг СПГ на 100 км, средний расход на газодизельных грузовиках – 10,7 кг СПГ + 20,5 л дизтоплива на 100 км. Современные грузовики на СПГ соответствуют нормам выбросов Евро-6, их пробег между ТО увеличен с 60 до 90 тыс. км, что позволяет снизить совокупную стоимость владения на 10 %.

Средние цены на газовое топливо на заправках в Нидерландах следующие: СПГ стоит 1,049 евро/л; КПП – 1,079 евро/кг; СУГ – 0,715 евро/л³. Средняя заправка грузовика сжиженным метаном составляет 100 кг, а расход СПГ – 23,5 кг/100 км⁴.

Пробег нового тягача IVECO на одной заправке достиг 1400 км, что повышает коммерческую привлекательность и машины, и СПГ.

В целом сегмент грузовиков на СПГ выглядит примерно так. По данным ЕЭК ООН, в 2015 году в Европе насчитывалось примерно 1,5 тыс. грузовиков на СПГ массой более 16 т⁵. Предполагается, что к 2018 году парк таких машин увеличится до 5 тыс. единиц, а к 2020-му – до 35 тыс. Европейский парк автомобилей, использующих в качестве топлива сжиженный природный газ, в ближайшие годы будет расти. Наблюдаемый рост числа большегрузных автомобилей на СПГ позволяет прогнозировать дальнейшее повышение спроса на СПГ в Европе до 1,2 млн т к 2020 году.

Конечно, это значительно меньше, чем, например, в Китае. Парк грузовых



Проект «Голубые коридоры на СПГ»

автомобилей на СПГ там оценивается примерно в 160 тыс. единиц, что составляет 3,2 % общего парка метановых машин в КНР. Суммарное годовое потребление СПГ составляет 23 млрд м³.

Для сравнения общий спрос на природный газ для автотранспорта России⁶ составил в 2016 году 550 млн м³.

Европейский рынок сжиженного природного газа для автотранспорта продолжает развиваться. Приведенные факты являются весомыми аргументами в пользу СПГ. Берлинский круглый стол показал, что сейчас и политики, и менеджеры начали открыто объективно и прагматично обсуждать перспективы альтернативных видов моторного топлива. Разворот в направлении реализма набирает масштаб.

3. <http://www.pitpoint.nl>

4. <http://lngbc.eu>

5. <https://www.unece.org>

6. ООО «Газпром газомоторное топливо»

Abstracts of articles

P. 7

Ecological efficiency of gas-cylinder vehicle on compressed natural gas

Victor Erokhov

The constructive and functional features of a modern gas-cylinder vehicle operating on compressed natural gas are shown. Parameters of technical, socio-economic and ecological efficiency of the gas-cylinder vehicle on CNG are given.

Keywords: compressed natural gas, gas supply system, two-stage gearbox, control system, functional sensors and actuation mechanisms, exhaust gas recirculation system, efficiency of CNG power supply system.

References

1. Malyuga A.G., Khafizov R.Kh. OAO KAMAZ: solving the problems of the ecology of large Russian cities // Transport on alternative fuel. – 2010. – No. 6 (18). – P. 19-20.
2. KAMAZ vehicles 65115, 65116 with gas engine. 65115-39020001 RT, Executive Editor D.Kh. Valeev, 2010. – 79 p.
3. Erokhov V.I. Gas-cylinder vehicles (design, calculation, diagnostics). Textbook for universities. – M: Gorychaya Liniya –Telekom, 2016. – 598 p.
4. Chikishev E.M., Anisimov I.A. Influence of low air temperatures on the energy and environmental parameters of gas-cylinder vehicles // Transport on alternative fuel. – 2012. – No. 6 (30). – P. 32-33.

P. 19

Comparative analysis of CNG and LPG usage as a motor fuel.

Product competition or mutual complementation?

Maxim Korotkov

At the moment, great attention are being paid to development of compressed natural gas (CNG) usage as a motor fuel, which is cleaner and cheaper than gasoline and diesel fuel, by authorities of all levels, the media and business entities of the Russian Federation. The scale of such attention allows us to speak with confidence about the expressed priority of this direction in state policy. At the same time, increasingly unfavorable situation is developing in the sphere of using another, so far the most common alternative type of motor fuel - liquefied petroleum gas (LPG). What are the differences between these types of motor fuels? Should the development of CNG usage be carried out to the detriment LPG? And most importantly: does this state of affairs correspond to the interests of the final consumers of motor fuel - citizens of our country? Answers to these and other questions that should probably be taken into account when determining the vector of development of alternative fuels usage are proposed in this article.

Keywords: compressed natural gas, liquefied petroleum gas, structure of the motor fuel market, automobile gas-filling compressor station, gas-cylinder vehicle, fuel prices, economic efficiency.

P. 33

Results of techno-economic study on providing JSC Russian Railways with gas motor fuel

Andrey Evstifeev, Alexey Ermolaev, Alexey Kondrashov, Maxim Sergeev

The presence of extensive non-electrified sections with a dense stream of freight trains with increased payload on the Sverdlovsk and Severnaya railways opens up new opportunities for efficient liquefied natural gas (LNG) usage as a motor fuel. The transition from the pilot operation of single copies of locomotives to LNG for full-scale operation requires not only the locomotives construction, but also the development of the infrastructure of refueling and servicing them. In this paper, a feasibility study of possible options for organizing the production and transportation of LNG, as well as providing them with locomotives in the implementation of basic options for the development of the Sverdlovsk and Northern railways is presented.

Keywords: liquefied natural gas, gas-turbine locomotive, Sverdlovsk and Severnaya railways, infrastructure of refueling facilities.

References

1. Balashov M.L., Evstifeev A.A. The technique for determining the border of economic efficiency of the transition to natural gas as a motor fuel // Transport on alternative fuel. – 2013. – No. 2 (32). – P. 4-5.
2. Vasiliev Yu.N., Gritsenko A.I., Chirikov K.Yu. Refueling of transport. – M.: Nedra, 1995. ISBN 5-247-03535-6.
3. Evstifeev A.A. Provision of municipal bus fleets of a megalopolis with gas motor fuel // Gas industry. – 2014. – No. 2 (702). – P. 86-89.
4. Evstifeev A.A. Mathematical model for analyzing the demand for CNG and LNG in newly gasified territories // Gas industry. – 2013. – No. 1 (685). – P. 87-88.
5. Evstifeev A.A., Zaeva M.A., Khetagurov Ya.A. Application of mathematical modeling for testing and testing complex technical systems // Bulletin of the National Research Nuclear University MEPhI. – 2013. – No. 1. – V. 2. – P. 115.
6. Barzilovich E.Yu., Kashtanov V.A. Some mathematical questions of the theory of servicing complex systems. – M.: Soviet Radio, 1997. – 272 p.
7. Evstifeev A., Zaeva M., Krasnikova S., Shuvalov V. Multi-criteria equipment control in complex engineering systems // Asian Journal of Applied Sciences. – 2015. – T. 8. – No. 1. – P. 86-91.

P. 49

Construction of an integrated control system for gas-filling stations

Sergey Salnikov, Roman Sarma, Yevgeny Kislyy

As part of the implementation of the program for the development of the gas-filling network of PAO Gazprom, the rate of commissioning of gas-filling stations in recent years has increased significantly. To effectively manage the extensive network of gas-filling stations, the implementation of integrated control systems at all levels of automation is required. This article presents the experience of creating such systems, built on the basis of the software and hardware complex "Neman-R", providing reliable and efficient operation of equipment for gas-filling stations. The main principles of building integrated systems, as well as the features of the implementation of technical and software for gas infrastructure facilities are reflected.

Keywords: import substitution, system, automation, control, gas-filling station, gas motor fuel, compressor, drying, frame, controller, Fastwel I/O, software, protection, design, distributed centralized unification.

References

1. Strategy of gas market development in the Russian Federation // Gas industry. – 2015. – No. 53 (728). – P. 10-15.
2. Internal Ruling Document IRD 39-2.5-082-2003 «Rules of technical operation of automobile gas filling compressor stations».
3. All-Union State Standard 27577-2000 «Natural fuel gas compressed for internal combustion engines. Technical conditions».
4. Lyugay S.V., Peretryakhina V.B., Gnedova L.A., Gritsenko K.A. On the normalization of operating costs for CNG stations // Transport on alternative fuel. – 2010. – No. 1 (13). – P. 30-33.
5. Company standard CS Gazprom 2-1.22-175-2007 «Standards of operating costs for the production of compressed natural gas».

P. 56

Improving the safety of offshore oil and gas production on the Arctic shelf by using personal protective equipment

Alexey Terekhov, Alexander Sementsev

The article describes the working conditions in detail at offshore oil and gas production facilities on the Arctic shelf, the professional risks of personnel are assessed, the problems associated with determining the requirements for overalls and personal protective equipment for workers in the oil and gas industry in the Arctic are examined. The results of studies of the impact of natural and climatic factors, characteristic of the conditions of the Arctic shelf, on protective clothing are shown. The requirements and recommendations for the developed samples of protective clothing and personal protective equipment are given.

Keywords: Arctic shelf, overalls and personal protective equipment, ergonomics and comfort.

References

1. Manual R 2.2.2006-05 «Guidance on the hygienic assessment of working environment factors and the work process. Criteria and classification of working conditions».
2. Terekhov A.L. Improving the safety of production processes by managing professional risks at oil and gas production facilities in the Arctic // Gas Industry. – 2017. – No. 1. – P. 94-99.
3. Terekhov A.L., Sohil S. Creation of healthy and safe working conditions while working on the oil and gas platforms of the Arctic shelf // Gas industry. – 2011. – No. 11. – P. 92-96.
4. Technical regulations of the Customs Union TR TS 019/2011 «On the safety of personal protective equipment».
5. Technical regulations of the Customs Union TR TS 010/2011 «On the safety of machinery and equipment».
6. Rules of the Russian Maritime Register of Shipping ND 2-090601-001 «Regulations on Oil and Gas Equipment of Offshore Floating Oil and Gas Production Complexes, Floating Drilling Units and Offshore Fixed Platforms».
7. Safety rules for offshore oil and gas facilities. Series 08, no. 23, 2015.
8. Lebedeva E.O., Brink I.Yu., Terekhov A.L. The change in the heat-protective properties of special clothing in the climatic conditions of the coast of the Arctic seas // Gas industry. – 2012. – No. 1. – P. 71-74.
9. Brink I.Yu., Kurenova S.V., Terekhov A.L. Prospects for the implementation of individual noise protection facilities at Gazprom facilities. Environmental safety in the gas industry. International Conference. Moscow, November 25-26, 2009. Abstracts of reports. – P. 79.
10. Brink I.Yu., Kurenova S.V., Terekhov A.L. Prospects for the introduction of personal protective equipment for the body against noise at the facilities of OAO Gazprom // Gas industry. – 2010. – No. 7. – P. 88-90.
11. Brink I.Yu., Cherunova I.V., Lebedeva E.O., Terekhov A.L. Perspective developments to improve the effectiveness of personal protective equipment in offshore oil production on the shelf of the Arctic seas. The development of oil and gas resources of the Russian shelf: the Arctic and the Far East. IV International Conference. Moscow, October 10-11, 2012. Abstracts of reports. – P. 80.
12. Terekhov A.L., Brink I.Yu. Development of advanced personal protective equipment for personnel of production platforms in the Arctic shelf. The development of oil and gas resources of the Russian shelf: the Arctic and the Far East. III International Conference. Moscow, October 14-15, 2010. Abstracts of the reports – P. 77.
13. Lebedeva E.O., Brink I.Yu., Terekhov A.L. Evaluation of the operational properties of special clothing and promising developments to improve the effectiveness of human protection in offshore oil production on the Arctic shelf. Environmental safety in the gas industry. International Conference. Moscow, December 11-13, 2013. Abstracts of reports. – P. 95.

Авторы статей в журнале №2 (56) 2017 г.

Дрыгина Юлия Николаевна,
ведущий специалист ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
115583, Москва, а/я 130, тел.: (498) 657-41-35,
e-mail: Y_Drygina@vniigaz.gazprom.ru

Евстифеев Андрей Александрович,
начальник лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
доцент Национального исследовательского ядерного
университета «МИФИ», к.т.н., 115583, Москва, а/я 130,
тел.: (910) 460-78-86, +7 (498) 657-43-82,
e-mail: A_Evstifeev@vniigaz.gazprom.ru

Ермолаев Алексей Енальевич,
зам. начальника лаборатории
ООО «Газпром ВНИИГАЗ, р.т. (498) 657-42-05

Ерохов Виктор Иванович,
д.т.н., профессор Московского политехнического
университета (Московский политех),
Заслуженный деятель науки РФ,
адрес: 107023, г. Москва, ул. Большая Семёновская,
д. 38, р.т. 8 (499) 785-62-05, м.т. 8 916-150-17-87,
e-mail: PDO@mami.ru

Кондрашов Алексей Михайлович,
магистрант, Национальный исследовательский ядер-
ный университет «МИФИ», м.т. 915 271-03-55

Кислый Евгений Анатольевич, заместитель начальни-
ка Управления по работе с предприятиями ТЭК –
начальник отдела по работе с группой компаний
«Газпром» и корпоративными клиентами
ПАО «Газпром автоматизация», тел. (499) 580-31-14
e-mail: gazauto@gazprom-auto.ru

Коротков Максим Владиславович,
к.т.н., доцент, в.т.: 7 (495) 777-77-97 (доб. 1220),
м.т.: 8 915 248-46-87, 8 915 230 20 16;
e-mail: korotkov2004@gmail.com

Пронин Евгений Николаевич,
координатор проекта «Голубой коридор»,
руководитель РК5 Международного газового союза,
e-mail: e.pronin@mail.ru

Сальников Сергей Владимирович,
директор ООО Фирма «Калининградгазприборавтоматика»;
тел., факс: (4012) 53-34-96
e-mail: office@kgpa.ru

Сарма Роман Евгеньевич,
инженер технического отдела
ООО Фирма «Калининградгазприборавтоматика»;
тел., факс: (4012) 53-34-96,
e-mail: office@kgpa.ru

Семенцев Александр Михайлович,
д.т.н., доцент, зам. директора центра стандартизации
и сертификации ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
тел. 8 909 675-90-58,
e-mail: A_Sementsev@vniigaz.gazprom.ru

Сергеев Максим Станиславович,
к.т.н., доцент, кафедра 29 НИЯУ «МИФИ»,
e-mail: MSSergeev@mephi.ru

Терехов Алексей Леонидович,
д.т.н., профессор, главный научный сотрудник центра
информатизации и автоматизации
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», тел. 8 905 526-48-68,
e-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru

Тимофеев Владимир Валентинович,
ведущий инженер лаборатории «Прогнозирования
использования и экономики газомоторного топлива
Центра использования газа» ООО «Газпром ВНИИ-
ГАЗ», к.т.н., тел.: +7 (498) 657-42-05,
e-mail: V_Timofeev@vniigaz.gazprom.ru

Contributors to journal issue No 2 (56) 2017

Drygina Yulia,
leading specialist, LLC Gazprom VNIIGAZ,
office phone: +7 (498) 657-41-35,
e-mail: Y_Drygina@vniigaz.gazprom.ru

Ermolaev Alexey,
deputy head of laboratory «Gazprom VNIIGAZ» LLC,
phone: + 7 (498) 657-42-05

Erokhov Viktor,
the professor of the Moscow state technical university
(MAMI), Dr.Sci.Tech.,
the Honored worker of a science
of the Russian Federation,
e-mail: PDO@mami.ru

Evstifeev Andrey,
PhD, Head of laboratory, JSC «Gazprom VNIIGAZ»,
p/o 130, Moscow, Russia, 115583,
e-mail: A_Evstifeev@vniigaz.gazprom.ru

Kislyy Yevgeny,
deputy Head of the Department
for Work with Enterprises of the Fuel
and Energy Complex – Head of the Department for Work
with the Gazprom Group and Corporate Clients
of PAO «Gazprom avtomatizatsiya»,
e-mail: gazauto@gazprom-auto.ru

Kondrashov Alexey,
Master's Degree Student,
National Research Nuclear University MEPHI,
phone: + 7 915 271-03-55

Korotkov Maxim,
Head of the Gas Usage
and Development Department JSC «Gazprom
gazenergoset», Ph.D.,
e-mail: korotkov2004@gmail.com

Pronin Eugene,
IGU WOC5 Chairman,
e-mail: e.pronin@mail.ru

Salnikov Sergey,
director, ООО Firm «Kaliningradgaspriboravtomatika»,
e-mail: office@kgpa.ru

Sarma Roman,
technical department engineer,
ООО Firm «Kaliningradgaspriboravtomatika»,
e-mail: office@kgpa.ru

Sementsev Alexander,
Associate Professor, Deputy Director, Center
for Standardization and Certification, ООО Gazprom
VNIIGAZ, Doctor of Engineering Science,
e-mail: A_Sementsev@vniigaz.gazprom.ru

Sergeev Maxim,
Ph.D., Associate Professor, Department 29
of National Research Nuclear University MEPHI
(Moscow Engineering Physics Institute),
e-mail: MSSergeev@mephi.ru

Terekhov Alexey,
ООО Gazprom VNIIGAZ, Professor,
Doctor of Engineering Science, Chief Researcher,
Center of Informational and Energy Support,
e-mail: A_Terekhov@vniigaz.gazprom.ru

Timofeev Vladimir,
leading engineer of Laboratory
of forecasting gas motor fuel use and economics
of the Centre «GAS USE»
of LLC «Gazprom VNIIGAZ»,
Ph.D., phone: + 7 (498) 657-42-05,
e-mail: V_Timofeev@vniigaz.gazprom.ru