Color profile: Disabled
Composite Default screen

СОДЕРЖАНИЕ

Селиванов С.В.
Современная газодизельная система ЭСУ-ГДД 3

Загорских Б.П., Коцарь Ю.А., Бебенин Е.В.
Совершенствование системы подачи газа для работы двигателя по газодизельному циклу 9

Певнев Н.Г., Трофимова Л.С., Банкет М.В.
Обеспечение работоспособности газобаллонных автомобилей в условиях отрицательных температур окружающего воздуха 12

Жук Г.В., Пятничко А.И., Баннов В.Е.
Система отбора и утилизации биогаза полигона твердых бытовых отходов 16

Летуновский А.А.
Учет СУГ в резервуарах: возможности и перспективы 21

Зубков Ю., Суслов А., Шапков А., Федоров В.
Экспериментальные исследования экологической безопасности дизельного двигателя, конвертированного на природный газ 26

Терешин В., Совлуков А., Летуновский А.
О методических погрешностях учета СУГ в резервуарном парке 29

Минэнерго: "Газпром" нельзя лишать сверхприбыли 36

Дементьев В.
Вопросы "Газпрому" 37

Горбатский Ю., Передельский В., Довбиш А., Дарбинян Р., Ляпин А.
Применение криогенных СПГ-технологий в переработке попутных нефтяных газов 41

Лучков С., Шестакова М., Гатин Р.
Сравнительный расчет эффективности строительства АГНКС и проблемы использования КПГ на автотранспорте Самарской области 47

ООО "НТК "Криогенная техника" – 50 лет в криогенике. 51

Обучение специалистов газомоторного комплекса . . 53

А вы застраховали свою станцию? Страховка от опасностей 55

ISSN 2073-8323
АвтоГазоЗаправочный Комплекс +
Альтернативное топливо
№ 5 (65) 2012 г.

Международный научно-технический журнал
Свидетельство о регистрации ПИ № 77–15873
Издается с января 2002 г.
Периодичность – ежемесячно

Учредитель –
ООО "Издательство Машиностроение"

Главный редактор,
директор НП СР "Совет ГазоМоторной Отрасли"
Владимир Дементьев

Шеф-редактор
Надежда Нефёдова

Научный редактор
Михаил Васильев

Редактор
Александр Портнов

Редактор международного отдела
Сергей Троицкий

Ответственный секретарь
Любовь Глазунова

Компьютерная верстка
Светлана Жиркина

Редакционная коллегия:
А.И. Гайворонский,
начальник отдела ООО "Севморнефтегаз", к.т.н.
С.П. Горбачёв,
главный научный сотрудник ООО "ВНИИГАЗ", д.т.н.
А.А. Галушкин,
главный юрист-консульт НП СР "Совет ГазоМоторной Отрасли"
В.И. Ерохов,
профессор МГТУ (МАМИ), д.т.н.
Н.А. Иващенко,
зав. кафедрой, профессор МГТУ им. Н.Э. Баумана, д.т.н.
Н.Г. Кириллов,
директор ООО "ИИЦ Стирлинг-Технологии", д.т.н.
Г.К. Лавренченко,
главный редактор журнала "Технические газы" (Украина), профессор, д.т.н.
А.В. Николаенко,
ректор МГТУ (МАМИ), профессор, к.э.н.
Н.Н. Патрахальцев,
зав. кафедрой, профессор Университета Дружбы народов, д.т.н.
В.А. Саркисян,
исполнительный директор ФГУП "ЦНИЭИуголь", д.т.н.
К.А. Степанов,
ген. директор Фонда им. В.И. Вернадского, к.э.н.
И.Р. Хасанов,
зам. начальника ФГУ ВНИИПО МЧС России, д.т.н.
А.С. Хачиян,
профессор МАДИ (ГТУ), д.т.н.

Адрес и телефон редакции:
107076, г. Москва, Стромынский переулок, д. 4
Тел. 8 (499) 268-41-77
E-mail: info@agzk-at.com
www.agzk-at.com
mashpuble@mashin.ru www.mashin.ru

Подписка "Роспечать" – инд. 84180
"Пресса России"– инд. 39543,
"Почта России" – инд. 10044

Подписано в печать 25.07.2012 г.
Формат 60×84 1/8. Бумага мелованная.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 6,86. Уч.-изд. л. 8,11.
Отпечатано в ООО "Белый ветер", 115407, г. Москва, Нагатинская наб. д. 54, пом. 4

При перепечатке материалов ссылка на журнал обязательна.
Редакция не несет ответственности за точность научных формулировок и стилистику авторских материалов.
Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных материалах

Журнал включен в Перечень изданий ВАК Минобрнауки РФ

© “Издательство “Машиностроение”, “АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо”, 2012

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:42:05

Color profile: Disabled
Composite Default screen

CONTENTS

Selivanov S.V.
The modern system of the ESA-gazodizelnaya Child Friendly City 3

Zagorakih B.P., Kotsar Yu.A., Bebenin E.V.
Improving the system of gas supply for the engine to gazodizelnomu cycle 9

Pevnev N.G., Trofimova L.S., Banket M.V.
Ensuring efficiency gas-cylinder car in a negative ambient temperatures 12

Zhuk G.V., Pyatnichko A.I., Bannov V.E.
The system of selection and utilization of biogas waste storage 16

Letunovsky A.A.
Accounting for LPG tanks: Opportunities and Prospects 21

Zubkov Yu., Suslov A., Shapkov A., Fedorov V.
Experimental studies of the environmental safety of diesel engine converted to natural gas 26

Tereshin V., Sovlukov A., Letunovsky A.
On account of methodological errors in the LPG tank farm 29

Ministry of Energy, "Gazprom" should be denied profits 36

Dementyev V.
Questions for "Gazprom" 37

Gorbatsky Yu., Peredelsky V., Dovbish A., Darbinian R., Lyapin A.
The use of cryogenic LNG technologies in the processing of associated petroleum gas 41

Luchkov S., Shestakova M., Gatin R.
A comparative calculation of the efficiency of the construction of stations and the problem of using CNG vehicles in the Samara region 47

Ltd "STC" Cryogenic technique" – 50 years in cryogenics 51

Education experts NGV complex 53

Have you insured your station? Insurance against the dangers 55

ISSN 2073-8323
"Autogas filling complex + alternative fuel"
№ 5 (65) 2012

International Scientific-Technical Journal
State Registration Certificate ПИ № 77-15873
Published since January 2002
Bi – Monthly Journal in Russian Language

Founder and Publisher –
Mashinostroenie Publishers

Editor-in-Chief
Vladimir Dementyev

Chief Editor
Nadezhda Nefedova

Editor for Science
Michail Vasilyev

Editor
Alexander Portnov

Editor of International Department
Sergei Troitsky

Administrative Officer
Lvubov Glazunova

Computer Design
Svetlana Zhirkina

Editorial Board
A.I. Gaivaronsky
Head of Department, "SevMorNefteGas" Company, Candidate of Technical Sciences
S.P.Gorbachev,
Senior Researcher, All-Russian R&D Institute of Natural Gases, Doctor of Technical Sciences (D. Sc)
V.I. Yerohov,
Professor of Moscow Automobile Institute (Technical University), Doctor of Technical Sciences
N.A. Ivaschenko, Head of the Chair,
Professor of Moscow State Technical University ("Baumansky"), Doctor of Technical Sciences
N.G. Kirillov,
Director of a Research Center "Sterling Technologies", Doctor of Technical Sciences
G.K. Lavrenchenko,
Editor-in-Chief, "Technical Gases" Journal (Ukraine), Professor, Doctor of Technical Sciences
A.V. Nikolaenko,
Rector and Professor of Moscow Automobile Institute (Technical University), Candidate of Economic Sciences
N.N. Patrakhaltsev,
Head of the Chair, Professor of Moscow State "Friendship University", Doctor of Technical Sciences
S.S. Pustynnikov,
Director General of Scientific-Industrial Association "Fire Protection Service" Candidate of Technical Sciences (Ph. D in Technical Science)
V.A. Sarkisyan,
Executive Director of "Central State R&D Institute of Coal Industry" Doctor ofTechnical Sciences
K.A. Stepanov,
Director General of "V.I. Vernadsky Fund", Candidate of Economic Sciences (Ph.D in Economics)
I.A. Khasanov,
Deputy Head of State R&D Institute of Fire Protection, Ministry of Emergency Situations, Russia Doctor of Technical Sciences
A.S. Khachiyan,
Professor of Moscow Automobile and Auto Road Institute (University), Doctor of Technical Sciences

Address of the Editorial Board 107107, Moscow, Stromynsky per., building 4
Тел. 8 (495) 268-41-77
E-mail: info@agzk-at.com
www.agzk-at.com
mashpuble@mashin.ru www.mashin.ru

"Rospechat" – Index 84180,
"Pressa Rossii" – Index 39543,
"Pochta Rossii" – Index 10044

Journal has been included in the Directory of scientific publications of the Highest Certification Commission of the Ministry of Education and Science of Russian Federation

© "Mashinostroenie Publishers", "Autogas filling complex + alternative fuel", 2012

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:42:05

Color profile: Disabled
Composite Default screen

СОВРЕМЕННАЯ ГАЗОДИЗЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ЭСУ-ГДД

С.В. Селиванов, главный конструктор ООО "РариТЭК"

Специалистами предприятия ООО "РариТЭК" совместно с аналитическими и конструкторскими службами завода "КАМАЗ" за несколько лет научно-технической и аналитической работы были созданы современные газовые и газодизельные двигатели, отвечающие требованиям ЕВРО-4 и ЕВРО-5. Сегодня эти двигатели и машины с ними начали выпускаться серийно. В статье показан ход работы над конструкциями двигателей, экологические и экономические преимущества их в эксплуатации.

Ключевые слова: двигатели внутреннего сгорания, газодизельные, газовые, компримированный природный газ.

THE MODERN SYSTEM OF THE ESA-GAZODIZELNAYA CHILD FRIENDLY CITY

S.V. Selivanov, chief designer of the company "RariTEK"

The specialists of "RariTEK" Company, jointly with analytical and R&D divisions of "KAMAZ" Auto Plant after several years of scientific, technical and analytical work have created a modern Gas and Gas-Diesel vehicle engine which corresponds with Euro-4 and Euro-5 emission norms. Today these engines and vehicles with such engines are in serial production. The article describes how this work was proceeding with an accent on constructive features of these engines and on their ecological and economic advantages.

Keywords: engine of internal combustion, gas-diesel engine, gas engine, compressed natural gas.

Рис. 1. *Автомобиль КАМАЗ-65116. Автомобиль КАМАЗ-65115*

Цель работы:

В настоящее время в эксплуатации находится большое количество автомобилей КамАЗ с турбированными двигателями и механическими регуляторами ТНВД (740.11.240, 740.13.260 и др.).

Традиционные механические газодизельные системы, хорошо зарекомендовавшие себя на безнаддувных модификациях двигателей КамАЗ были применены с небольшими доработками и для турбированных двигателей. Но не удалось обеспечить оптимальное соотношение и равномерности подачи запальной дозы дизельного топлива и газовоздушной смеси, что приводит, в отдельных случаях, к возникновению аварийных ситуаций в процессе эксплуатации: детонации и прогару поршней. Учитывая большую популярность механических газодизельных систем, специалистами РариТЭК проведена их глубокая модернизация – внедрено электронное управление подачей газа с учетом давления, температуры и режима работы двигателя. Новый газодизельный комплект с электронным управлением получил торговое название "РАРИТЭК-1-КАМАЗ". Штатная дизельная система питания при использовании газодизельного комплекта с электронным управлением подвергается также большим переделкам и дорабатывается до

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:42:07

Color profile: Disabled
Composite Default screen

Рис. 2. Участок сборки автомобилей Газового сервиса ООО "РМЗ РариТЭК"

современного уровня – насос заменяется на топливный насос с рейкой управляемой электромагнитом, на двигателе устанавливаются датчики и исполнительные механизмы – такая дизельная система может обеспечить более высокие требования по выбросам вредных веществ с отработавшими газами. Поэтому на практике комплект газодизельного ГБО с ЭСУ-ГДД "РАРИТЭК-1-КАМАЗ" позволяет двигателю не только работать в газодизельном режиме, экономя при этом дорогостоящее и дефицитное дизельное топливо, но и существенно улучшает работу дизеля в штатном режиме на дизельном топливе, а за счет встроенных функций оснастить двигатель и автомобиль рядом дополнительных возможностей, повышающих потребительскую привлекательность автомобиля с установленной на него газодизельной системой с ЭСУ-ГДД. **Газодизельный комплект "РАРИТЭК-1-КАМАЗ" прошел испытания в НТЦ КамАЗ и сертификационные испытания.**

Задача: создание газодизельных систем питания с электронным управлением.

Традиционные системы: Традиционные механические системы, простые и дешевые, обеспечивают работу безнаддувного дизельного двигателя в газодизельном режиме, но не могут оптимально регулировать подачу газа во всем широком диапазоне рабочего процесса двигателя, в процессе длительного периода эксплуатации и меняющихся внешних условий тем более для современных турбонаддувных дизелей. Тем не менее простые и надежные решения и принципы регулирования механических систем легли в основу разработки "РАРИТЭК-1-КАМАЗ".

Использование достигнутого уровня развития: автомобильной электронной промышленностью изготавливаются исполнительные механизмы, датчики и другие компоненты электронных систем управления, позволяющие с высокой степенью точности отражать процессы, происходящие в двигателе и адекватно воздействовать на рабочие параметры и характеристики. Имеющиеся электронные компоненты позволяют, используя готовые и разрабатывая на их основе новые, формировать эффективно действующие газовые системы питания.

Решение задачи: в ближайшей перспективе все шире будут использоваться сложные электронные дизельные системы Common Rail и системы непосредственного впрыска в бензиновых двигателях, обеспечивая тем самым абсолютную невозможность применения традиционных механических систем. В такой ситуации переход на электронно-управляемые газодизельные системы – единственное допустимое решение.

Оборудование: разработка использует серийно выпускаемые автомобильной промышленностью электронные компоненты и диагностическое оборудование, приспособленное для проверки и настройки газодизеля. Серийно выпускаемое оборудование (АСКАН-10 24 В, АКМ2008 Lite) для диагностики и настройки электронных систем, бензиновых двигателей и газовой техники на базе КАМАЗ (газовые автомобили и автобусы) адаптировано и для газодизельных систем управления.

Стандартизация: В газодизельной системе управления реализованы международные стандарты электронных систем управления инжекторных и дизельных двигателей. Реализованы стандартизованные дополнительные сервисные функции, например встроенная диагностика, круиз-контроль, контроль за работой АБС и моторным тормозом и др.

Работа газодизельной системы под управлением ЭСУ-ГДД:

Электронный блок управления *1* (ЭБУ) управляет ТНВД и подачей газа по сигналу электронной педали *2*, установленной в кабине водителя. Штатный ТНВД с механическим регулятором доработан: крышка, рычаги и грузики регулятора удалены из топливного насоса. Изготовлена оригинальная крышка, в которой установлен привод рейки *3* и датчик положения рейки *4*. Дизельное топливо подается через отсечной клапан *6*, на котором установлен датчик температуры топлива *6*. Водитель нажимает на педаль *2*, сигнал поступает в ЭБУ, блок подает команду передвинуть рейку на требуемую подачу дизельного топлива (в дизельном режиме

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:42:11

Color profile: Disabled
Composite Default screen

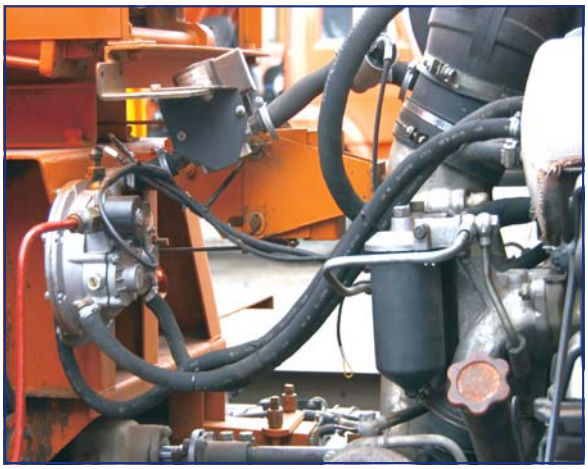


Рис. 3. Установка электронной педали

Рис. 4. Установка электронной педали

подается полная подача, в газодизельном – запальная). Отсечной клапан выполняет защитную функцию – отключает подачу дизельного топлива в случае, когда мотор "уходит вразнос" на повышенные обороты. Датчик температуры корректирует подачу дизельного топлива в частности при пуске (пуск холодного двигателя или прогретого). Датчик синхронизации *7* является основным, если с датчика не поступает сигнал о вращении коленчатого вала, система не работает. В зависимости от подаваемого с датчика синхронизации сигнала корректируется количество подаваемого дизельного топлива и соответственно газа и запальной дозы в газодизельном режиме. Датчик температуры охлаждающей жидкости *8* и датчик давления и температуры воздуха *9* нужны для коррекции количества топлива (контроль соотношения топлива и воздуха) в обоих режимах. Датчик температуры газа, *13* служит для расчета и коррекции количества газа и разрешения перехода в газодизельный режим после прогрева двигателя и газа. Количество газа, поступающего в двигатель зависит от угла открытия регулятора подачи газа *11*. Регулятором управляет ЭБУ по заложенным в его памяти алгоритмам и сигналу от педали *2*. Отсечной клапан *12* выполняет дополнительные защитные функции: прекращает подачу газа в режиме принудительного холостого хода, когда необходимо закрыть регулятор подачи газа на высоких оборотах синхронно с отключением подачи дизельного топлива. Электромагнитный клапан на входе в редуктор открыт постоянно, при включенной клавише газодизельного режима и включенном ключе зажигания.

Описание газодизельной системы питания с ЭСУ-ГДД "Раритэк-1-КАМАЗ"

Комплект газодизельного оборудования "Раритэк-1-КАМАЗ" рассчитан на применение с двигателями мощностью от 180 до 300 л.с. моделей

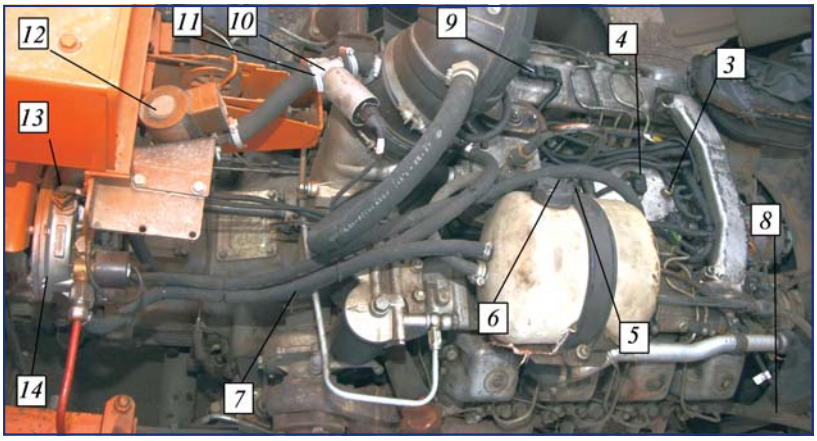


Рис. 5. Установка ГБО и датчиков системы управления:
1 – электронный блок управления в кабине автомобиля; *2* – электронная педаль в кабине вместо штатной; *3* – электромагнитный привод рейки ТНВД; *4* – датчик положения рейки ТНВД; *5* – датчик температуры дизельного топлива; *6* – отсечной клапан дизельного топлива; *7* – датчик синхронизации, частоты вращения коленчатого вала; *8* – датчик температуры охлаждающей жидкости; *9* – датчик температуры и давления воздуха; *10* – смеситель газа; *11* – регулятор подачи газа; *12* – отсечной клапан подачи газа; *13* – датчик температуры газа; *14* – редуктор газовый; *15* – крестовина заправочная; *16* – баллоны газовые

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:42:26

Color profile: Disabled
Composite Default screen

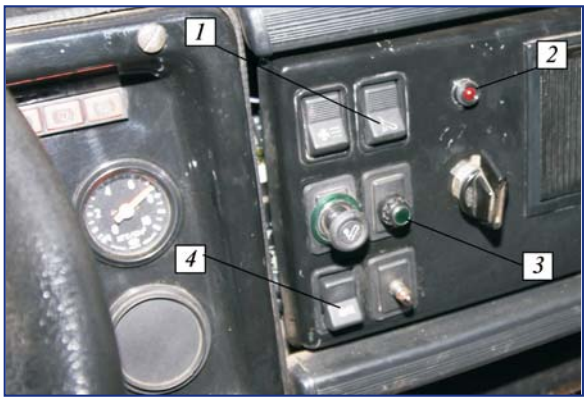


Рис. 6. *Панель переключателей автомобиля КАМАЗ*
1 – клавиша включения подачи газа; *2* – светодиод режима работы (слабое свечение – дизель, мерцание – готовность к переходу на газ, яркое свечение – газодизель); *3* – лампа диагностики неисправностей; *4* – клавиша включения фиксированного холостого хода (1 пол. – 1000 об/мин ускоренный прогрев двигателя, 2 пол. – 1500 об/мин отбор мощности)

КАМАЗ-740; -7403; -7408; -740.11-240; -740.13-260; -740.30; -740.62-280 и их модификаций.

Калибровка газодизельной системы питания с ЭСУ-ГДД

Осциллограф, встроенный в АКМ-2004, во время движения автомобиля записывает показания датчиков и параметры работы двигателя (синий – давление надуувочного воздуха; желтый – подача дизельного топлива, мм^3/цикл; зеленый – обороты к.в. двигателя; красный – крутящий момент; белый – запальная доза дизельного топлива; голубой – подача газа в % открытия газовой заслонки; оранжевый и синий – ход рейки ТНВД). График желтого цвета демонстрирует величину подачи дизельного топлива в мм^3/цикл, по графику видно изменение подачи дизельного топлива при переходе с газодизеля в дизельный режим с 16 мм^3/цикл на 100 мм^3/цикл на номинальных оборотах 2200 мин$^{-1}$.

Осциллограмма может записывать и сохранять параметры работы двигателя в процессе отладки и

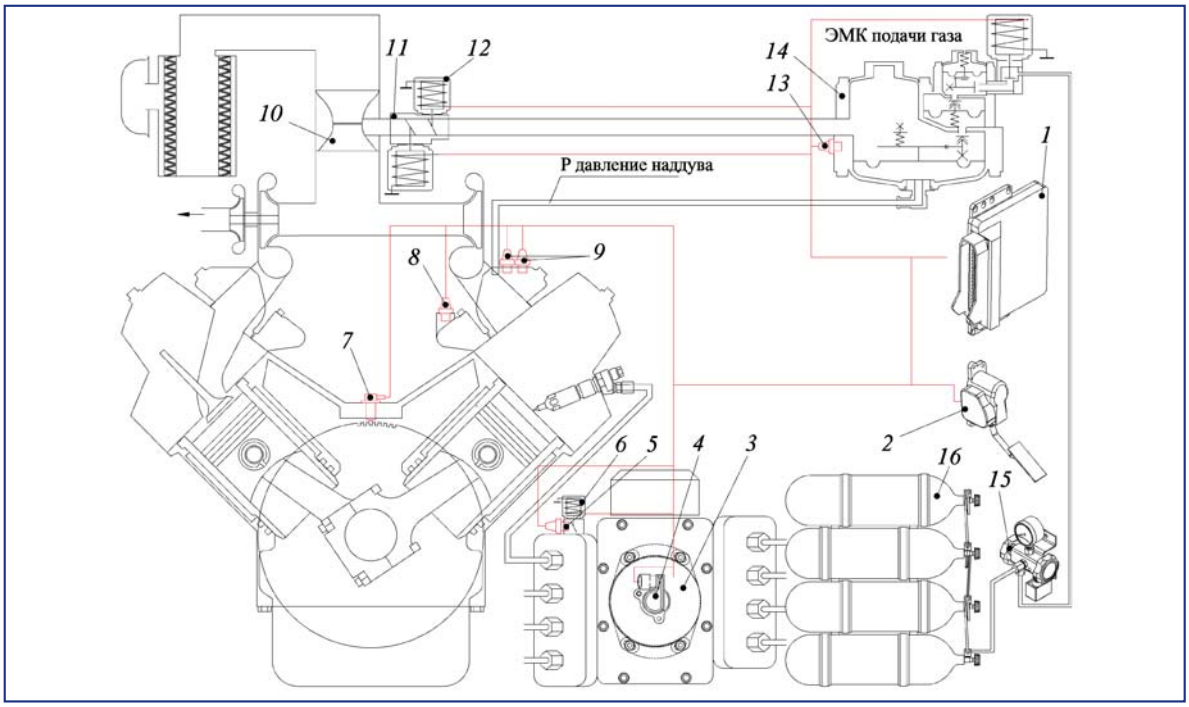


Рис. 7. *Схема принципиальная газодизельной системы питания с ЭСУ-ГДД для автомобилей КамАЗ с двигателями 740.11-240, 740.13-260*
1 – электронный блок управления; *2* – электронная педаль; *3* – электромагнитный привод рейки ТНВД; *4* – датчик положения рейки ТНВД; *5* – датчик температуры дизельного топлива; *6* – отсечной клапан дизельного топлива; *7* – датчик синхронизации, частоты вращения коленчатого вала; *8* – датчик температуры охлаждающей жидкости; *9* – датчик температуры и давления воздуха; *10* – смеситель газа; *11* – регулятор подачи газа; *12* – отсечной клапан подачи газа; *13* – датчик температуры газа; *14* – газовый редуктор; *15* – заправочная крестовина; *16* – газовые баллоны

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 °. 14:42:42

Color profile: Disabled
Composite Default screen

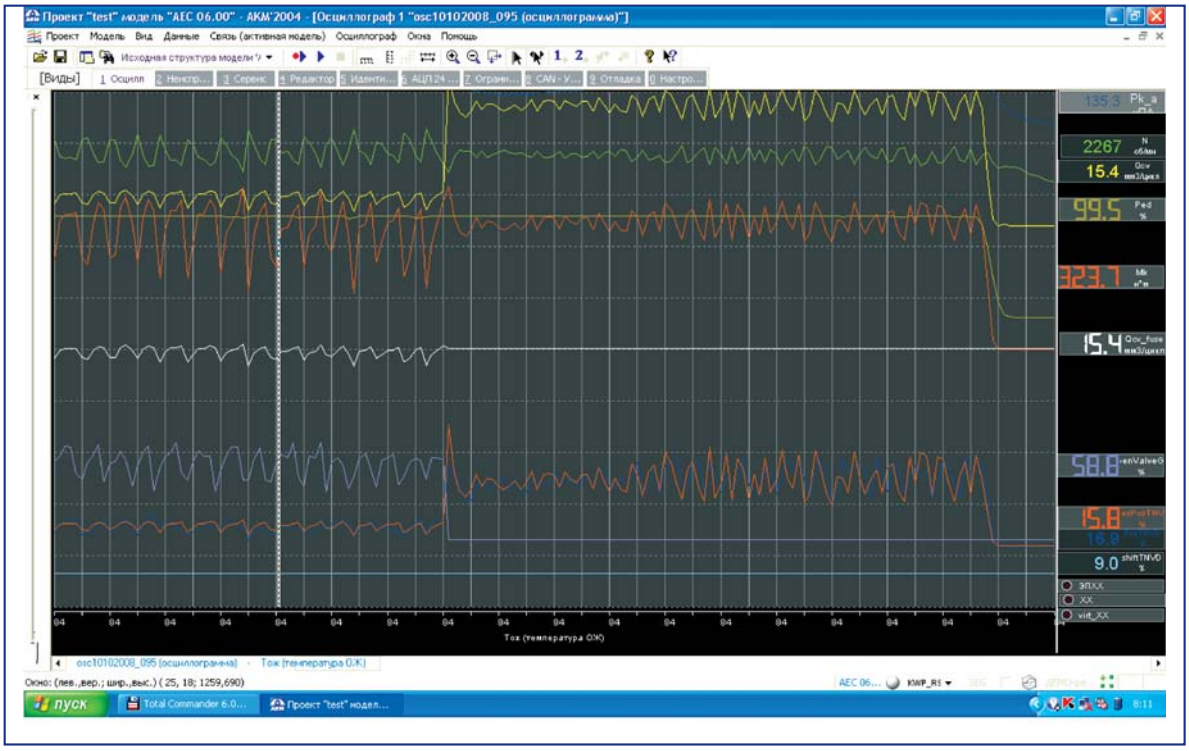


Рис. 8. Окно программного комплекса АКМ-2004 "осциллограф"

существенно упрощает процедуру регулировки за счет наглядного представления основных параметров работы двигателя, позволяет оперативно диагностировать состояние газодизеля во время движения автомобиля, сравнивать работу в дизельном и газодизельном режимах и оптимизировать настройки в условиях офиса на основе анализа сохраненного материала.

Диагностика и обслуживание газодизельной системы питания с ЭСУ-ГДД

Диагностика состояния системы управления и отдельных датчиков производится постоянно в процессе работы двигателя со встроенной системой.

После каждого включения зажигания проводится тест диагностической лампой двигателя – лампа зажигается на 3 с. Если диагностическая лампа продолжает светиться более 3 с или зажигается в процессе работы двигателя, это означает, что в системе управления двигателем возникла неисправность. Информация о данной неисправности хранится в памяти и может быть считана в любое время с помощью диагностического прибора или при помощи лампы и кнопки диагностики. После устранения неисправности диагностическая лампа перестает светиться.

Диагностика двигателя с помощью лампы диагностики проводится в следующей последовательности:

1. Нажать и удерживать кнопку диагностики более 2 с.

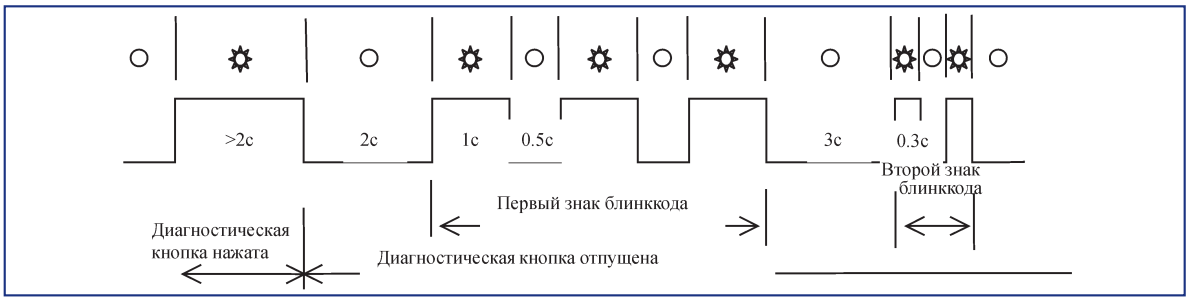
2. Отпустить кнопку диагностики – лампа диагностики начинает индицировать блинккод (двухзначное число) неисправности двигателя в виде нескольких длинных вспышек (первая цифра знака блинккода) и нескольких коротких вспышек (вторая цифра знака блинккода).

3. Следующее нажатие кнопки диагностики покажет блинккод следующей неисправности. Таким образом выводятся все неисправности, хранящиеся в электронном блоке. После вывода последней сохраненной неисправности выводится первая неисправность.

Для стирания неисправностей из памяти блока управления при нажатой кнопке диагностики включите зажигание и удерживайте кнопку диагностики около 5 с.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 °. 14:42:58

Color profile: Disabled
Composite Default screen



Пример: при физической ошибке датчика температуры наддувочного воздуха (блинккод 32) лампа диагностики просигналит 3 длинные вспышки – 1 с, и после 3-секундной паузы 2 короткие вспышки длительностью 0,3 с.

Например:

Описание неисправности	Блинккод	Ограничения	Порядок устранения неисправности
Неисправность педали газа	11	n_{max} = 1900 мин$^{-1}$	Проверить подключение педали газа. Обратиться в сервисный центр
Неисправность датчика атмосферного давления	12	$N_{max} \approx$ 300 л.с.	Можно продолжать движение. Обратиться в сервисный центр
Физическая ошибка датчика атмосферного давления	13		

Для более детальной диагностики и определения состояния рабочих параметров отдельных исполнительных механизмов и датчиков необходимо воспользоваться диагностическим тестером "АСКАН-10" 24 В. Для работы с газодизелем необходимо прогрузить специальную прошивку. Информацию по тестеру и прошивкам можно найти по адресу: http://www.abit.spb.ru/ascan10.htm.

Дополнительные возможности системы в дизельном и газодизельном режимах:

- диагностика неисправностей – кнопка диагностики неисправностей и наличие блинккодов, указывающих на неисправность;
- переключатель фиксированного ненагруженного холостого хода № 1 на оборотах 1000 мин$^{-1}$ используется для ускоренного прогрева двигателя;
- переключатель фиксированного ненагруженного холостого хода № 2 на оборотах 1500 или 2000 мин$^{-1}$ используется при наличии привода от отбора мощности оборудования;
- круиз-контроль;
- контроль работы сцепления;
- контроль работы тахометра;
- контроль работы тахографа;
- блокировка стартера;
- стояночный и моторный тормоза и АБС.

Выводы:

Дальнейшее развитие электронных газодизельных систем питания ведется в направлении совершенствования алгоритмов управления, повышения надежности и точности регулирования и разработки специализированных исполнительных механизмов. Ведутся работы по адаптации системы на двигатели отечественного производства: это, прежде всего, двигатели ЯМЗ – комплект ГБО "РАРИТЭК-1-ЯМЗ" и двигатели Д-245/247 – комплект ГБО "РАРИТЭК-1-Д245". По результатам маркетинговых исследований, формировании значительного потребительского спроса и наличия большого заказа возможна адаптация на другие модели двигателей, как отечественного, так и импортного производства.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 °. 14:43:00

Color profile: Disabled
Composite Default screen

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПОДАЧИ ГАЗА ДЛЯ РАБОТЫ ДВИГАТЕЛЯ ПО ГАЗОДИЗЕЛЬНОМУ ЦИКЛУ

Б.П. Загородских, д-р техн. наук, профессор кафедры "Технологии машиностроения и конструктивных материалов",
Ю.А. Коцарь, д-р техн. наук, зав. кафедрой "Отечественная и зарубежная мобильная энерготехника в АПК",
Е.В. Бебенин, канд. техн. наук, Саратовский ГАУ им. Н.И. Вавилова

Наиболее простым и приемлемым для сельского хозяйства способом перевода дизельного двигателя на газообразное топливо является использование газодизельного цикла, так как не требуется значительных переделок дизеля, сохраняется его стандартная топливная аппаратура и способность работать либо на одном дизельном, либо на бинарном топливе. Данная статья посвящена исследованиям эффективной работы двигателей по газодизельному циклу, для успешного осуществления которой необходимо иметь такую систему управления, которая бы регулировала подачу газа, дизельного топлива и оптимизировала их соотношение в соответствии со скоростным и нагрузочным режимом работы двигателя.

Ключевые слова: газодизельный цикл, перевод дизельного двигателя на газообразное топливо, бинарное топливо, система управления, скоростной и нагрузочный режим работы двигателя.

PERFECTION OF GAS FEEDING SYSTEM FOR ENGINES WORKING IN A GAS-DIESEL CYCLE

B.P. Zagorodsky, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Chair "Technologies of Machine Buildingl Engineering and Constructive Materials",
Yu.A. Kotsar, Doctor of Technical Scienses, Professor of the Chair "Russian and Foreign Mobile Energy Sources Machinery in Agro-Industrial Complex",
E.V. Bebenin, Candidate of Technical Scienses, Saratov State Agrarian University named after N.I. Vavilov

The most simple and acceptable for agriculture mode of transfer of diesel engines to a gaseous fuel is the use of a so called gas-diesel cycle as it does not require considerable alterations of a diesel engine and it retain its standard fuel equipment and the ability to work on a diesel or on a binary fuel. The article is devoted to research and probes of effective work of engines in a gas-diesel cycle for the successful realization of which it is necessary to have such control and operational system which would regulate the fuel feeding of gas and a diesel fuel and than optimize their parity according to high-speed and loading power setting of the engine.

Keywords: a gas-diesel cycle, conversion of a diesel engine for gaseous fuel, binary fuel, control and operational system, speed and loading power setting of an engine.

В Саратовском государственном аграрном университете им. Н.И. Вавилова совместно с НТЦ "Авангард" разработана, изготовлена и прошла эксплуатационные испытания усовершенствованная система подачи газа для трактора РТМ-160.

Трактор РТМ-160, тягового класса 20 кН, выпускается Нижнетагильским НПК "Уралвагонзавод", оснащен двигателем ЯМЗ-236Д-2 мощностью 160 л.с. (рис. 1).

Для переоборудования дизельного двигателя на работу по газодизельному циклу на трактор устанавливается следующее дополнительное оборудование (рис. 2):

1) газовые баллоны для хранения сжатого природного газа;

2) вентили;

3) арматура для соединения элементов газовой системы;

Рис. 1. Трактор РТМ-160

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:43:05

Color profile: Disabled
Composite Default screen

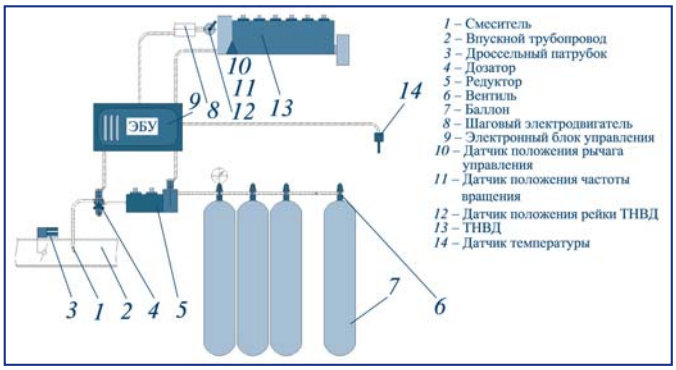


Рис. 2. *Система подачи компримированного природного газа в двигатель трактора РТМ-160*

4) манометр для оценки количества газа в баллонах;

5) заправочное устройство для заправки баллонов газом.

6) редуктор (один или два) для снижения давления газа;

7) регулятор подачи газа (дозатор) для регулировки количества газа поступающего в цилиндры двигателя;

8) смеситель для подачи газа во впускной коллектор двигателя.

9) устройство для регулировки запальной дозы дизельного топлива, которое в газодизельном режиме устанавливает величину подачи дизельного топлива около 30 % от номинальной в дизельном режиме.

Для применения газа на тракторе РТМ-160 использованы цельнометаллические баллоны БТ-81-20-320/1250 производства Орского машиностроительного завода объемом 80 л длиной 1250 мм и диаметром 320 мм. Каждый баллон имеет расходный вентиль для обеспечения возможности обслуживания газовой аппаратуры при заправленных баллонах. На одном из баллонов устанавливается манометр. Для крепления баллонов на тракторе изготавливается специальная кассета, представляющая собой сборную металлическую конструкцию из труб квадратного сечения с ложементами для крепления баллонов. К раме кассеты с правой стороны трактора крепится заправочное устройство ЗУК-1. В качестве редуктора высокого давления был выбран редуктор РВД-200/3-25 (разработка НТЦ "Авангард", производство "СЭПО-ЗЭМ", г. Саратов), поддерживающий давление на выходе с точностью ±2 % при постоянном расходе независимо от давления в баллонах.

Редуктор размещен под капотом трактора, так как требует подвода к нему охлаждающей жидкости двигателя с целью обогрева седла клапана первой ступени во избежание его замораживания из-за высокой степени редуцирования газа. Редуктор также снабжен электромагнитным клапаном для отключения подачи газа в редуктор при неработающем двигателе, работы в дизельном режиме и аварийной ситуации.

Для монтажа редуктора изготавливается специальная рама, которая крепится под капотом. Разработанная газодизельная эжекторная система с центральным впрыском газа оснащена электронным блоком, который представляет собой вычислительное устройство, осуществляющее обработку сигналов с датчиков с последующим управлением рейкой топливного насоса шаговым электродвигателем и дозирование расхода топлива. Дозатор газа производства "СЭПО-ЗЭМ" обладает высокой точностью дозирования (± 0,5 %) и позволяет перекрывать подачу газа в двигатель на режиме принудительного холостого хода, что позволяет не только экономить топливо, но и предотвратить хлопки в глушителе. Вместо механического регулятора на топливном насосе устанавливаются: датчик частоты вращения коленчатого вала двигателя, датчик положения рейки ТНВД, датчик положения рычага управления ТНВД и регулятора положения рейки ТНВД.

Система работает в следующих режимах: по дизельному циклу и по газодизельному циклу (рис. 2). Запуск двигателя (как и при отсутствии необходимого в магистрали давления газа), осуществляется по дизельному циклу независимо от положения переключателя режимов.

1. По дизельному циклу система работает следующим образом. Электрический сигнал с датчика положения рычага управления топливным насосом (ТНВД) *10*, поступает в электронный блок управления (положение рычага управления задает тракторист) *9*. Одновременно в электронный блок управления поступают сигналы с датчика частоты вращения двигателя *11*, и с датчика положения рейки ТНВД *12*.

В зависимости от положения рычага управления насосом (задатчика оборотов двигателя) электронный блок вырабатывает сигнал на перемещение привода рейки ТНВД. Тем самым рейка ТНВД устанавливается в положение, обеспечивающее подачу дизельного топлива, необходимое для поддержания заданных рычагом управления оборотов коленчатого вала двигателя.

2. По газодизельному циклу система работает следующим образом. Параллельно работе канала электронного регулирования положением рейки ТНВД (регулирование запальной дозы дизельного топлива – дизельный режим) включается канал регулирования подачей газа, т.е. осуществляется одновременная подача запальной дозы дизельного топлива и газа в двигатель.

Газовое топливо из баллона под давлением поступает в газовый редуктор.

При включении режима работы "газодизель", электрический сигнал с электронного блока поступает на клапан высокого давления, при открытии которого газ поступает в редуктор *5*.

На выходе редуктора устанавливается рабочее давление газа, который подается на вход электронного дозатора газа, с выхода которого газ через смеситель поступает в коллектор двигателя.

Электронным блоком управления с учетом давления и температуры газа формируются управляющие сигналы на изменение проходного отверстия дозатора *4*, тем самым обеспечивая подачу необходимого объема газа в двигатель.

Таким образом, электронным блоком управления формируются одновременно два сигнала дозирования запальной дозы дизельного топлива и газа, в зависимости от положения рычага управления ТНВД.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:43:10

Color profile: Disabled
Composite Default screen

Соотношение между объемами запальной дозы дизельного топлива и газа на всех режимах работы двигателя определяется законами управления, заложенными в память электронного блока.

Результаты эксплуатационных испытаний

При эксплуатации в хозяйствах области трактор отработал без отказов 800 ч. Система подачи газообразного топлива показала высокую надежность. Руководители хозяйств, в которых эксплуатировался трактор, отмечали высокие эксплуатационные показатели системы и высказывали желание о приобретении тракторов, оснащенных подобными системами. При проведении полевых испытаний использовались плуги ПБС-4 и ПЛН-5-35.

В процессе проведения экспериментальных исследований измерялись и регистрировались следующие параметры: давление газа в одном баллоне, скорость агрегата, глубина вспашки, расход топлива за 1 опыт, время опыта *t*.

На основании полученных данных была построена диаграмма (рис. 3) расхода газообразного и дизельного топлива в зависимости от загрузки двигателя, которая определялась через глубину пахоты.

Из диаграммы видно, что процентное соотношение между расходами газообразного и дизельного топлива увеличивается с ростом нагрузки, т.е. с увеличением глубины вспашки, а так как увеличение мощности достигается за счет увеличения расхода газообразного топлива, то и отношение расхода газообразного и дизельного топлива будет меняться.

С использованием специально выведенных зависимостей и результатов эксплуатационных испытаний рассчитаны основные параметры трактора РТМ-160, представленные на рис. 4.

Данный график представляет собой тяговую характеристику трактора по первым трем скоростям трактора по расходу газообразного и дизельного топлива, из которого видно, что двигатель начинает работать по газодизельному циклу при превышении усилия на крюке 7 кН, что свидетельствует о возможности использования газодизельного цикла при проведении всех сельскохозяйственных работ.

На основе полученных данных при эксплуатации трактора РТМ-160 при работе в газодизельном цикле и литературных источников определены зависимости потребления дизельного и газового топлива при выполнении основных полевых работ (рис. 4), которые свидетельствуют о его работоспособности в сельскохозяйственном производстве.

Выводы

Разработана и изготовлена усовершенствованная система подачи газа для работы тракторных двигателей по газодизельному циклу, которая регулирует подачу как газообразного, так и дизельного топлива в зависимости от загрузки трактора.

Эксплуатационные испытания трактора РТМ-160, оснащенного усовершенствованной топливной аппаратурой для работы двигателя по газодизельному циклу, показал устойчивую работу дизеля при проведении основных сельскохозяйственных работ. Трактор проработал без отказов 800 ч.

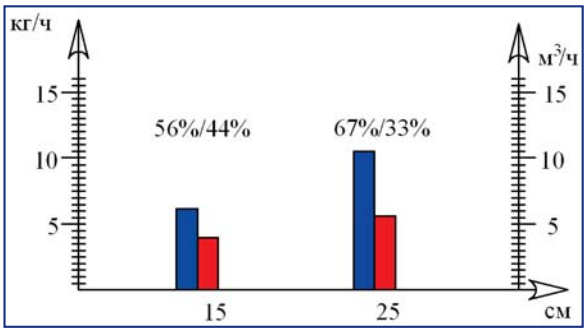


Рис. 3. Диаграмма зависимости потребления газообразного и дизельного топлива от глубины вспашки

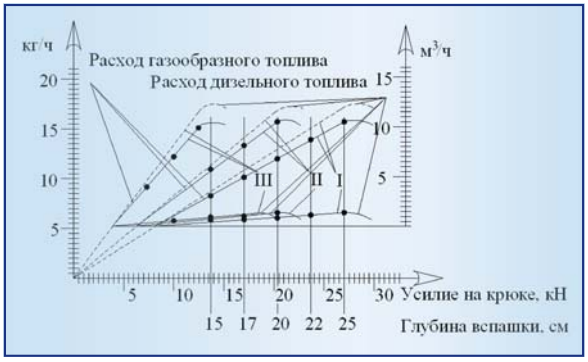


Рис. 4. Зависимость потребления газообразного и дизельного топлива от силы тяги на крюке, развиваемой трактором. I, II, III – передачи трактора; штриховая линия – расход дизельного топлива в дизельном режиме работы

При проведении пахотных работ с увеличением глубины пахоты (повышением сопротивления силы тяги на крюке) происходит увеличение соотношения газообразного и дизельного топлива. Так, при глубине пахоты в 15 см, замещение дизельного топлива газовым достигает 51 %, а при глубине 25 см – 65 %. Установлено, что на одной заправке дизельным и газовым топливом (шесть баллонов по 80 л газа) трактор работает 8–12 ч в зависимости от вида сельскохозяйственной операции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Стативко В.Л.** Применение природного газа в качестве моторного топлива в сельскохозяйственном производстве // Техника и оборудование для села. 2004. № 10.

2. **Рекомендации** по использованию компримированного природного газа в качестве моторного топлива для транспортно-энергетических средств сельскохозяйственного назначения. М.: ВИМ, 2003.

3. **Камышников О.В.** Природный газ как моторное топливо на транспорте // Национальная газомоторная ассоциация. 2004. № 8.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:43:17

Color profile: Disabled
Composite Default screen

 ISSN 2073-8323

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ГАЗОБАЛЛОННЫХ АВТОМОБИЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУР ОКРУЖАЮЩЕГО ВОЗДУХА

Н.Г. Певнев, д-р техн. наук, профессор; **Л.С. Трофимова,** канд. техн. наук, доцент;
М.В. Банкет, аспирант, ФГБОУ ВПО "СибАДИ"

На основе исследований эксплуатации газобаллонных автомобилей при отрицательных температурах окружающего воздуха предложен комплекс технических решений по поддержанию давления сжиженного углеводородного газа в газовом баллоне. Дана оценка влияния предложенного комплекса на работоспособность газобаллонных автомобилей и на уровень транспортного обслуживания населения.

Ключевые слова: отрицательная температура окружающего воздуха, сжиженный углеводородный газ (СУГ), газобаллонный автомобиль (ГБА), автомобильный газовый баллон, комплекс технических решений по поддержанию давления, работоспособность, уровень транспортного обслуживания.

ENSURING OPERABILITY OF GAZOBALLONNY CARS IN THE CONDITIONS OF NEGATIVE TEMPERATURES OF AIR

N.G. Pevnev, d.t.s., Professor; **L.S. Trofimova,** Candidate of Science., Associate Professor;
M.V. Banquet, a graduate student, FGBOU VPO "SibADI"

On the basis of researches of operation the gas automobile at negative temperatures of air the complex of the technical decisions on maintenance of pressure liquefied petroleum gas in a gas cylinder is offered. The estimation of influence of the offered complex on ability to work the gas automobile and on a level of transport service of the population is given.

Keywords: negative temperature of air, liquefied petroleum gas, the gas automobile, automobile gas cylinder, complex of the technical decisions on maintenance of pressure, ability to work, level of transport service.

Интерес к альтернативным видам моторного топлива в Российской Федерации во многом обусловлен пристальным вниманием к экологическим проблемам и ростом цен на нефть.

Являясь нефтедобывающей и газодобывающей страной, РФ располагает достаточной ресурсно-сырьевой базой для использования и расширения производства сжиженных углеводородных газов нефтяного происхождения, таких как сжиженный пропан-бутановый газ (СУГ) [1].

В разных регионах России развитие рынка СУГ происходит неравномерно.

В регионах, где имеется развитая инфраструктура для использования СУГ на автомобильном транспорте, его применение в качестве моторного топлива считается перспективным. К таким регионам относится вся Западная, Восточная Сибирь, Урал и др. Однако имеются ряд проблем обеспечения работоспособности ГБА при отрицательных температурах окружающего воздуха.

Современные автомобили оснащены инжекторной системой питания ДВС. Контроль над обеспечением работоспособности системы впрыска газа в условиях эксплуатации ГБА в городе Омске позволил установить причины снижения работоспособности ГБА, большинство которых происходит из-за снижения давления СУГ в газовом баллоне, которое обусловлено следующими факторами:

1) низкое качество газового топлива;

2) отрицательная температура окружающего воздуха.

Экспериментально установлено, что при подаче СУГ через газовые форсунки для обеспечения бесперебойной работы ДВС ГБА необходимо обеспечить минимальное избыточное давление насыщенных паров газа в газовом баллоне 0,15 МПа.

Учитывая продолжительность периода отрицательных температур окружающего воздуха в различных регионах РФ, использование СУГ становится проблематичным, в результате чего происхо-

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:43:17

Color profile: Disabled
Composite Default screen

Рис. 1. *Комплекс технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне*

дит снижение работоспособности ГБА на СУГ, что влечет за собой рост количества вредных выбросов, снижение показателей работы ДВС и увеличение затрат на топливо в результате использования в качестве моторного топлива бензина.

Исходя из вышесказанного, необходим комплекс решений, которые позволят эксплуатировать ГБА на СУГ при отрицательных температурах окружающего воздуха.

Сравнивая опыт ФГБОУ ВПО "СибАДИ" и МГТУ "МАМИ", которые в разное время предлагали устройства для испарения СУГ, такие как утилизационный контур отработавших газов двигателя на автомобильном газовом баллоне [2], электронагревательный контур на автомобильном газовом баллоне, вариант испарения СУГ в автомобильном газовом баллоне при помощи охлаждающей жидкости [3], а также опыт подогрева газа в подземных резервуарах в системе жилищно-коммунального хозяйства и эксплуатацию ГБА на СУГ в странах Европы, Америке, Японии и Корее сделан вывод, что наиболее подходящим для испарения СУГ в условиях отрицательных температур окружающего воздуха является электронагреватель с автоматическим поддержанием заданного давления СУГ [4]. Проведя анализ электронагревателей установлено, что наиболее рациональным для

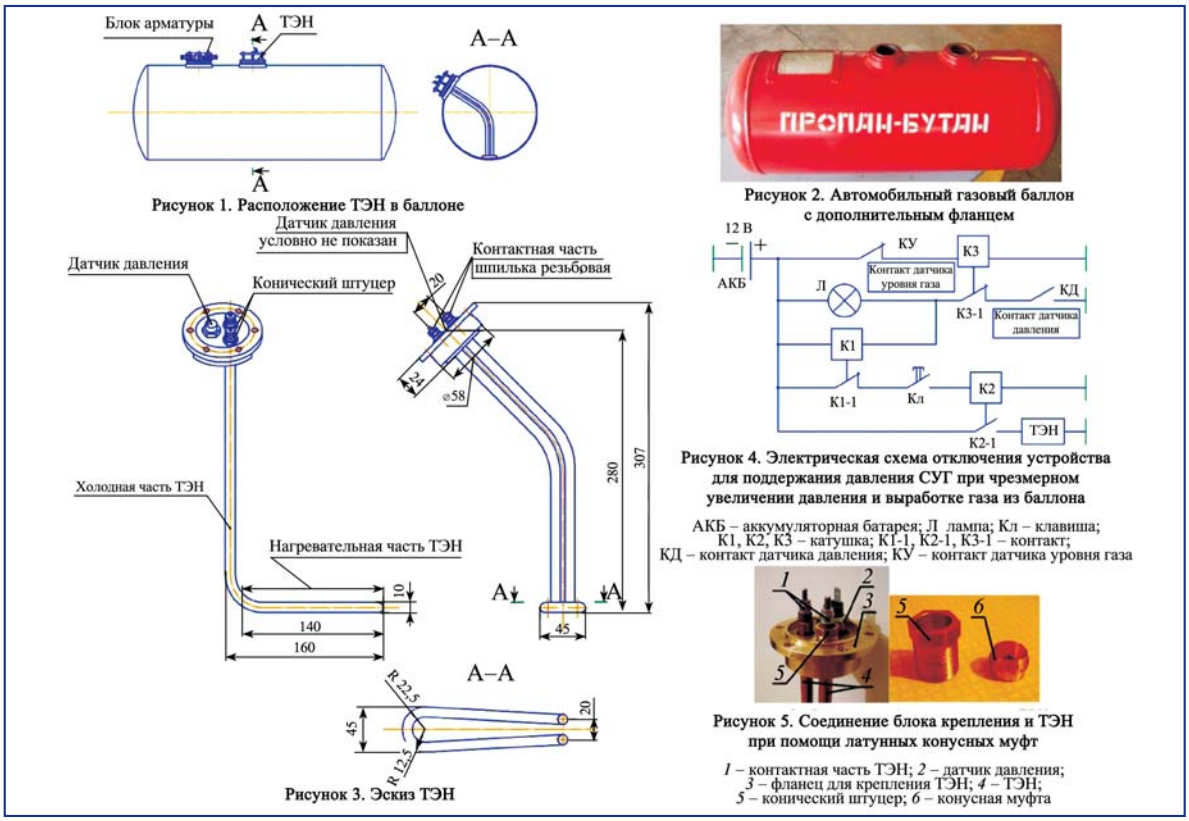


Рис. 2. *Составные элементы комплекса технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне*

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:43:37

Color profile: Disabled
Composite Default screen

испарения СУГ в автомобильном газовом баллоне является трубчатый электронагреватель (ТЭН).

Для разработки универсального метода поддержания заданного давления СУГ в газовом баллоне выявлены закономерности формирования агрегатного состояния СУГ в газовом баллоне и изменения количества тепла для поддержания заданного давления СУГ в газовом баллоне [5]. Разработана методика определения параметров комплекса технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне [6].

Элементы комплекса технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне представлены ниже.

Работоспособность ГБА на СУГ оценивается, прежде всего, временем работы ДВС на СУГ. В значительной степени на величину указанного показателя влияет комплекс технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне. Для количественной оценки работоспособности ГБА произведен расчет (см. формулу 1)

$$P = \frac{\tau - t}{t} 100\,\%, \qquad (1)$$

где P – работоспособность ГБА в условиях отрицательных температур окружающего воздуха при применении комплекса технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне, %;

t – время работы ГБА на СУГ при отрицательных температурах окружающего воздуха без комплекса технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне, ч;

τ – время работы ГБА на СУГ при отрицательных температурах окружающего воздуха с комплексом технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне, ч.

Работоспособность ГБА определена на примере 2 групп автомобилей ГАЗ 322132, оказывающих услуги пассажирских перевозок, работающих с комплексом технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне и без него при эксплуатации в условиях города Омска. Мощность ТЭН, равная 0,5 кВт, для данных ГБА выбрана согласно расчета выполненного по методике определения параметров комплекса технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне. Испытания проводились в течение 5 мес. (ноябрь–март),

$$P = \frac{2021 - 1709}{1709} 100\,\% = 18{,}3\,\%.$$

Для оценки влияния комплекса технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне на эксплуатационные затраты (в данном случае затраты на топливо) произведен расчет.

Исходя из расчета установлено, что для исследуемой группы автомобилей, в условиях города Омска, снижение затрат на топливо при применении комплекса технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне составит 12 100 руб. в год на 1 автомобиль.

Затраты на дооборудование ГБА комплексом технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне при серийном производстве (более 1000 экз.) представлены в таблице.

Работоспособность ГБА и соответственно развитие производства определяют доступ к безопасным и качественным транспортным услугам, при этом роль транспорта в социально-экономическом развитии страны определяется рядом объемных, стоимостных и качественных характеристик уровня транспортного обслуживания населения [7].

Комплекс технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне влияет на работоспособность ГБА на СУГ при отрицательных температурах окружающего воздуха, что обеспечивает возможность перемещения всех слоев населения для удовлетворения производственных и социальных потребностей и, соответственно, влия-

Таблица

Затраты на дооборудование ГБА (ГАЗ 322132) комплексом технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне

Статья затрат	Стоимость, руб.
Автомобильный газовый баллон, спаренный, 95 л, оснащенный дополнительным фланцем для установки ТЭН, за вычетом установленного газового баллона на ГБА	4678,50 – 4179,97 = 498,53
ТЭН с креплением (фланец, латунные конусные муфты)	1141,30
Автоматическая схема отключения с датчиком давления	496,00
Теплоизоляция с креплением	315,50
Дооборудование одного ГБА	600,00
Итого	3051,3

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 °. 14:43:38

Color profile: Disabled
Composite Default screen

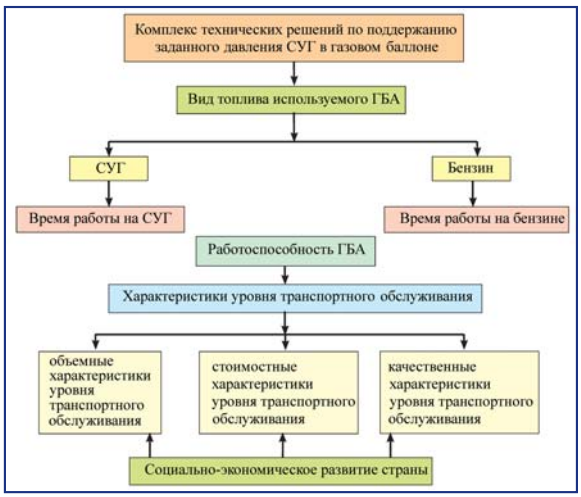


Рис. 3. *Влияние комплекса технических решений по поддержанию давления СУГ в газовом баллоне на работоспособность ГБА*

ет на характеристики транспортного обслуживания страны. Географическая и технологическая доступность транспортных услуг определяет возможности территориального развития экономики и социальной сферы [7].

Влияние комплекса технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне на работоспособность ГБА представлено ниже.

Следует учитывать, что затраты определяют конечную цену автотранспортной услуги – тариф на перевозку. Согласно транспортной стратегии РФ стоимостные характеристики перевозок любой продукции (тариф на перевозку) отражаются непосредственно на ее конечной цене, прибавляются к затратам на производство, влияют на конкурентоспособность продукции и зону ее сбыта. Стоимость перевозок в пассажирском сообщении ограничивает возможности для поездок населения, а во многих случаях для части населения с невысокими доходами делает эти поездки недоступными. Удешевление пассажирского сообщения, смягчающего эти ограничения, имеет не только большое социальное, но и экономическое значение [7].

Использование ГБА влияет на снижение вредного воздействия транспорта на окружающую среду, тем самым определяет качественные характеристики уровня транспортного обслуживания. Экологическая составляющая имеет большое социальное значение и может оказать значительное влияние на развитие городских агломераций [7].

В связи с тем, что автомобильный транспорт является одной из крупнейших системообразующих отраслей, имеющих тесные связи со всеми элементами экономики и социальной сферы, роль использования комплекса технических решений по поддержанию заданного давления СУГ в газовом баллоне достаточно значимая в рамках социально-экономического развития страны.

По мере дальнейшего развития страны, расширения ее внутренних и внешних транспортно-экономических связей, роста объемов производства и повышения уровня жизни населения значение автомобильного транспорта, работающего на СУГ, будет возрастать.

Выводы

1. Разработанный комплекс технических решений по поддержанию давления СУГ в газовом баллоне оказывает значительное влияние на работоспособность ГБА и уровень транспортного обслуживания.

2. Использование разработанного комплекса технических решений позволяет увеличить работоспособность ГБА в условиях отрицательных температур окружающего воздуха на 18,3 % и снизить затраты на топливо для одного автомобиля на 12 100 руб. в год.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Бок М.А.** Развитие индустрии и секторов конечного потребления сжиженных углеводородных газов в мире и в России // Автономное газоснабжение. 2007. № 7. С. 7–11 с.

2. **Певнев Н.Г.** Техническая эксплуатация газобаллонных автомобилей: учеб. пособие. Омск.: СибАДИ, 2002. 218 с.

3. **Ерохов В.И.** Система питания двигателя внутреннего сгорания сжиженным газовым топливом // АГЗК+АТ. 2008. № 2(38). С. 55–60.

4. **Певнев Н.Г., Банкет М.В.** К выбору испарителя жидкой фазы сжиженного нефтяного газа в автомобильном баллоне при отрицательных температурах окружающего воздуха // Вестник СибАДИ. Омск: СибАДИ, 2009. № 1 (11). С. 5–9.

5. **Певнев Н.Г., Гурдин В.И., Банкет М.В.** Оптимизация теплосодержания СУГ в автомобильном газовом баллоне для обеспечения бесперебойной работы ГБА // Транспорт на альтернативном топливе. 2010. № 4 (16). С. 10–13.

6. **Певнев Н.Г., Гурдин В.И., Банкет М.В.** Повышение эффективности эксплуатации газобаллонных автомобилей в зимнее время года // Транспорт на альтернативном топливе. 2012. № 1 (25). С. 74–77.

7. **Федеральная** целевая программа "Развитие транспортной системы России (2010–2015 гг.)". Подпрограмма "Автомобильные дороги": утв. постановлением Правительства РФ от 20 мая 2008 г. № 377. - М.: ИНФОРМАВТОДОР, 2008. 136 с.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:43:43

Color profile: Disabled
Composite Default screen

УДК 628.49

СИСТЕМА СБОРА И УТИЛИЗАЦИИ БИОГАЗА ПОЛИГОНА ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ

Г.В. Жук, А.И. Пятничко, В.Е. Баннов, Институт газа НАН Украины

Во многих странах в больших объемах ведется сбор биогаза с полигонов твердых бытовых отходов. Начали этим заниматься и в Украине. Специалисты Института газа Национальной академии наук разработали основные аспекты системы сбора и утилизации биогаза этого происхождения с применением надежных методов расчета, эффективных технических решений и материалов. Сообщается о создании такой системы на полигоне в Киевской области, состоящей из 44 скважин, каждая из которых имеет производительность около 20 м^3/ч. Математическое моделирование и расчеты системы проводились с использованием программного комплекса "ГазКондНефть". Добываемый на полигоне биогаз используется в пяти газопоршневых двигателях с электрогенераторами производства компании "TEDOM" (Чешская республика) модели "Cento T180". Общая электрическая мощность двигателей – 925 кВт. Электроэнергия передается в централизованную сеть. Дальнейшее освоение полигона позволит увеличить сбор биогаза и довести мощность установленного оборудования для производства электроэнергии до 4,5 МВт.

Ключевые слова: биогаз, альтернативная энергетика, полигон твердых бытовых отходов, газопоршневой двигатель, генерация электроэнергии.

SYSTEM OF BIOGAZ COLLECTION AND UTILIZATION OF LANDFILL SOLID DOMESTIC WASTES

Many countries in large volumes of biogas are collected from the solid waste landfills. The same were started to do in Ukraine. Specialists of the gas Institute National Academy of Sciences developed the main aspects of the system collection and utilization of biogas from this source using reliable methods of the calculation of effective technical solutions and materials. At the landfill in the Kiev region is reported about the creation such a system, consisting of the 44 boreholes, each of which has a capacity near 20 m^3/h. Mathematical modeling and calculations of the system were performed using the program complex "GazKondNeft". The biogas produced at the landfill is used in the five gas-piston engines with electric generators of production company "TEDOM" (Czech Republic) the model "Cento T180". General electrical engines power is 925 kVt. Electricity is transmitted into a centralized network. Further development of the landfill will allow to increase collection of biogas and to bring the power of installed equipment for the production of electricity up to 4,5 MWt.

Keywords: biogas, alternative energy, solid domestic waste landfill, gas-piston engine, generation of electricity.

Введение

В большинстве развитых стран мира (США, страны Западной Европы) активно ведется сбор биогаза (свалочный биогаз – БГС; landfill gas – LFG) с мест захоронения твердых бытовых отходов. В частности, в США проводится ряд мероприятий в рамках программы Глобальной метановой инициативы (GMI) правительственного Агентства по защите окружающей среды (EPA) [2]. Мероприятия направлены на снижение выбросов метана в атмосферу. Так как его парниковый эффект превышает действие углекислого газа в 21 раз, сбор и утилизация свалочного газа позволяют не только улучшить экологическую ситуацию, но и вырабатывать электроэнергию и тепло, частично заменяя ископаемые топлива.

В последнее время проекты сбора и утилизации БГС активно развиваются в Украине. Проведены исследования ряда полигонов твердых бытовых отходов (ТБО). В результате определены составы свалочных газов, продуктивность скважин, установлен потенциал добычи БГС [3]. Реализация проектов сдерживается в основном затягиванием с принятием закона, устанавливающего "зеленый тариф" на электроэнергию, полученную путем утилизации свалочного газа. Также далеки от совершенства Государственные строительные нормы, определяющие порядок сооружения систем сбора биогаза полигонов ТБО и его использования потребителем.

Особенности сбора и утилизации биогаза

В Институте газа НАН Украины разработана собственная система сбора и утилизации свалочного газа с применением современных методов расчета, технических решений и материалов. Сис-

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 °. 14:43:44

Color profile: Disabled
Composite Default screen

Рис. 1. Коллектор в бетонном колодце

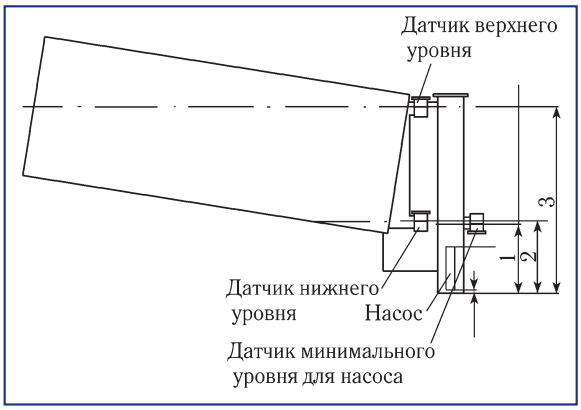


***Рис. 2.** Общая схема сепаратора с размещением датчиков уровня жидкости:*
1 – минимальный уровень в камере насоса; *2*, *3* – нижний и верхний уровень в сепараторе соответственно

тема адаптирована к условиям полигона ТБО № 5 (Киевская обл., Обуховский р-н), где намечена утилизация 600...800 м^3/ч БГС с выработкой около 1 МВт электроэнергии.

Система сбора и первичной подготовки свалочного газа к утилизации в двигателях внутреннего сгорания с генерацией электроэнергии состоит из следующих компонентов: скважины, шлейфовые трубопроводы, коллекторы шлейфов, магистральный трубопровод, сепаратор.

В скважины вводятся перфорированные пластиковые трубы, обсыпанные дренажным щебнем фракции 20...40 мм. Трубы из полиэтилена стойки к любым грунтовым условиям и не нуждаются в антикоррозионной защите. На поверхности скважина герметизируется вокруг пластиковой трубы слоем глины или бетона толщиной 300...500 мм. Скважины бурят по поверхности полигона, размеченной сеткой из трех систем параллельных прямых, расположенных под углом 60° друг к другу, образующих непрерывную систему из правильных треугольников со стороной 30 м. Скважины расположены в вершинах треугольников, что обеспечивает равномерность отбора газа из массива полигона. Каждая скважина оснащена шлейфовым трубопроводом, соединяющим ее с коллектором.

Коллекторы (рис. 1) в сети трубопроводов системы сбора и утилизации свалочного газа на полигоне ТБО объединяют потоки биогаза в единую линию их сбора – магистральный трубопровод. Коллектор изготовляется из полиэтиленовой или металлической трубы диаметром 110 мм, в которую вварены входные патрубки под шлейфовые трубы и выходной патрубок, на котором установлен вентиль регулирования потока с возможностью отбора проб газа. Входные патрубки оборудованы индивидуальными регулировочными вентилями. Регулировка производится с целью предотвращения попадания атмосферного кислорода в биогаз (при разрежении в сети), отбираемый из скважин. Допустимое содержание кислорода в биогазе не более 3 %. Все коллекторы через выходные патрубки подключены к магистральному трубопроводу.

Сепаратор размещен на выходе из магистрального трубопровода и предназначен для сбора жидкой фазы, которая накапливается в системе трубопроводов в процессе охлаждения биогаза. Сепаратор оснащен гидрозатвором, после которого жидкая фаза отбирается погружным насосом и транспортируется в отстойник фильтрата или в тело полигона (рис. 2). В процессе работы сепаратора его объем постепенно заполняется конденсатом.

Разработанная система сбора и коллектирования биогаза полигона ТБО № 5 состоит из продукционных скважин (44 шт.); шлейфовых трубопроводов (44 шт.); коллекторов-гребенок (7 шт.), объединяющих по 6 шлейфовых трубопроводов; магистральной трубы, состоящей из нескольких частей, соединенных в виде ломаной линии, и сепаратора, отделяющего жидкую фазу от газовой.

При достижении верхнего уровня жидкости в сепараторе срабатывает датчик максимального уровня и включается насос. Насос откачивает жидкость до снижения уровня жидкости ниже нижнего уровня, после чего размыкается датчик нижнего уровня, и насос выключается.

Математическое моделирование системы было проведено с использованием программного ком-

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:43:48

Color profile: Disabled
Composite Default screen

плекса (ПК) "ГазКондНефть" [4, 5]. ПК "ГазКондНефть" представляет собой интеллектуальный продукт, созданный на базе надежных термодинамических моделей с применением банка экспериментальных данных о фазовых превращениях, свойствах и технологических процессах добычи, подготовки и переработки природного газа и нефти. ПК предназначен для проектирования и модернизации обустройства газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, подземных хранилищ газа, установок по переработке газа, конденсата и нефти, а также нахождения наиболее эффективных технологических решений.

В ходе расчетов найдены диаметры шлейфовых и коллекторных газопроводов с учетом допустимых в них потерь давления согласно СП 42-101–2003. При выполнении гидравлического расчета газопроводов, проведенного по формулам (5)–(14) из СП 42-101–2003, расчетные внутренние диаметры газопровода предварительно определяли с помощью ПК "ГазКондНефть". Разница в результатах расчетов не превышала 10 %, что является вполне допустимым.

Проектное разрежение 0,015 МПа, поддерживаемое на выходе коллекторного газопровода газодувкой, моделировалось его созданием на выходе из сепаратора. На схеме системы сбора БГС (рис. 3) цифрами обозначены номера потоков.

Химический состав и термодинамические характеристики потоков газа из скважин были приняты одинаковыми. Их значения приведены в таблице. Производительность каждой скважины составила 20 м^3/ч. Биогаз состоит, в основном, из метана и диоксида углерода при влажности 100 % и температуре 30 °С (см. в таблице потоки 1 и 39).

От каждой скважины отходит шлейфовый трубопровод, длина которого соответствует расстоянию от нее до коллектора. Коллекторы направляют собранный газ в магистральный трубопровод, по которому газ доставляется через сепаратор к технологической площадке.

На первом этапе на основе моделирования схем с одиночным трубопроводом были определены оптимальные диаметры шлейфовых и коллекторных трубопроводов. Установлено, что при длине трубы до 283 м для достижения скорости газа по длине трубы 1...8 м/с необходимо применять трубы с внутренними диаметрами: шлейфовая – Ж44,2 мм, магистральная – Ж200 мм. При этом падение давления составляет в трубе Ж44,2 мм –

Характеристики потоков

Поток	1	2	26	39	Поток	40	90	91	92
Давление, МПа	0,096	0,096	0,0965	0,096	Давление, МПа	0,094	0,094	0,094	0,094
Температура, °С	30,00	2,00	1,98	30,00	Температура, °С	2,00	1,98	1,98	1,98
Доля фазы (мольн.):					Доля фазы (мольн.):				
газ	1,000000	0,964121	0,964162	1,000000	газ (пар)	0,964229	0,944263	1,000000	0,000000
водный раствор	0,000000	0,035879	0,035838	0,000000	водный раствор	0,035771	0,035737	0,000000	1,000000
Состав	мольн. доля	мольн. доля	мольн. доля	мольн. доля	Состав	мольн. доля	мольн. доля	мольн. доля	мольн. доля
Азот	0,0394633	0,0394633	0,0394633	0,0394633	Азот	0,0394633	0,0394633	0,0409258	0,0000005
Метан	0,6314114	0,6314114	0,6314114	0,6314114	Метан	0,6314114	0,6314114	0,6548109	0,0000295
Диоксид углерода	0,2861083	0,2861083	0,2861083	0,2861083	Диоксид углерода	0,2861083	0,2861083	0,2967077	0,0001087
Вода	0,0430171	0,0430171	0,0430171	0,0430171	Вода	0,0430171	0,0430171	0,0075556	0,9998613
Расход, ст. м^3/ч	19,47	817,84	116,83	19,47	Расход, ст. м^3/ч	19,47	817,84	788,61	

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 °. 14:43:49

Color profile: Disabled
Composite Default screen

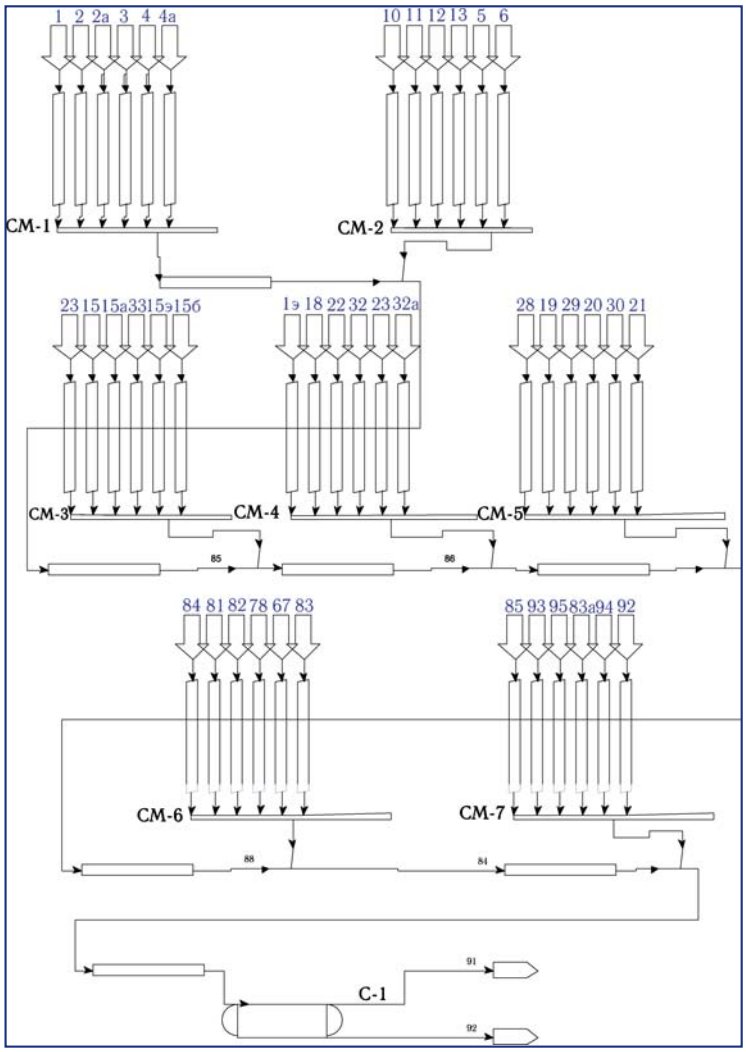


Рис. 3. Принципиальная расчетная схема системы сбора БГС

0,02 ата, что подтверждается результатами натурных испытаний. Падение давления в трубе Ж200 мм составило 0,01 ата.

На основании данных линейного расчета разработана программная схема комплексного расчета системы сбора и коллектирования биогаза полигона ТБО (см. рис. 3). Система объединяет 42 входных потока (по количеству скважин), соответственно 42 шлейфовых трубопровода длиной от 65 до 283 м; 7 шт. 10 входных смесителей (с задействованными 6-ю входами); 6 шт. 2 входных смесителей; 9 участков коллекторной трубы и сепаратор, т.е. всего – 113 потоков. Учтены реальные перепады высот по длине всех труб, которые составили от 1 до 18 м. Расчеты были проведены для наиболее жесткого из допустимых температурного режима, когда на внешней стенке трубы температура +2 °С.

В результате расчетов получены основные характеристики системы: материальный баланс биогаза в системе, разности давлений (вход-выход) на всех участках трубопроводов, скорости потоков газа, фазовые составы потоков.

Анализ системы подтвердил невозможность ее выхода за допустимые пределы указанных ранее параметров.

В качестве примеров в таблице приведены данные по наиболее характерным потокам и участкам труб:

самый короткий шлейф № 1 (поток на входе 1 и выходе из него 2);

самый длинный шлейф № 15 Б (поток на входе 39 и выходе из него 40);

первый участок коллекторной трубы после первого (коллектора поток на выходе из него 26);

участок коллекторной трубы после последнего коллектора (поток на выходе из него 90);

выходные потоки из сепаратора перед входом на технологическую площадку (газовый 91 и жидкостный 92).

Теплофизические расчеты показали, что падение температуры от 30 °С до температуры внешней стенки трубы 2 °С происходит очень быстро – на расстоянии всего 10...20 м (рис. 4). Поэтому вся избыточная вода (0,5 кг со скважины) выделяется уже в шлейфовых трубопроводах и в дальнейшем стекает по трубам благодаря перепаду высот.

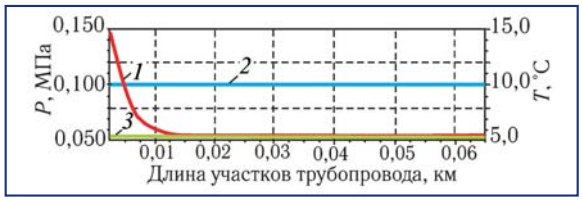


Рис. 4. Изменения давления (1) и температуры (2) потока по длине трубопровода относительно температуры окружающей среды (3)

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:44:08

Color profile: Disabled
Composite Default screen

Рис. 5. Станция переработки свалочного биогаза в электроэнергию мощностью 1 МВт

Рис. 6. Газопоршневая машина в контейнере

Из моделирования установлено, что спроектированная и созданная система трубопроводов работает в пределах допустимых технологических параметров. Диаметры труб – 44,2 мм для шлейфа и 200 мм для коллектора полностью соответствуют технологическим требованиям.

Производительность системы – 800 м^3/ч, общая длина шлейфовых трубопроводов составляет 6997 м, магистрального трубопровода – 258 м. Перепад давления во всей системе достигает 0,004 МПа. На выходе из системы газ имеет следующие параметры: давление (разрежение) – 0,004 МПа; водная фракция – 21,9 кг/ч.

Заключение

Разработанная модель системы сбора и коллектирования биогаза полигона ТБО № 5 позволяет в дальнейшем оперативно производить необходимые расчеты при изменении проектных параметров.

Технологические разработки Института газа НАН Украины были успешно внедрены на полигоне ТБО № 5 компанией ЛНК, являющейся одной из ведущих в области утилизации БГС на полигонах Украины.

Создана станция по переработке БГС в электроэнергию мощностью 925 кВт (рис. 5), включающая систему сбора и подготовки биогаза, описанную выше, а также блок из пяти газопоршневых двигателей с генераторами компании "TEDOM" (Чехия) марки "Cento T180" (рис. 6) с трансформаторной подстанцией. Производимую электроэнергию передают в централизованную сеть на постоянной основе. Станция является первой очередью комплекса, рассчитанного после его создания на производство 4,5 МВт электроэнергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Крушневич Т.К., Пятничко А.И.** Извлечение метана из биогаза полигонов и подача его в магистральный газопровод // Технические газы. 2006. № 3. С. 41–43.

2. **http:**//www.epa.gov/globalmethane/index.htm.

3. **Пятничко А.И., Жук Г.В., Баннов В.Е.** Результаты обследования полигонов ТБО Украины для установления объемов добычи и состава биогаза // Технические газы. 2010. № 2. С. 63–66.

4. **Калашников О.В., Иванов Ю.В.** Инженерные расчетные модели технологических сред газопереработки. 1. Фазовое состояние жидкость–пар // Химическая технология. 1990. № 6. С. 28–36.

5. **Калашников О.В., Иванов Ю.В., Будняк С.В.** Вопросы адекватности теплофизической базы программных систем HYSYS, PRO-2 и ГазКондНефть. 2. Смеси углеводородов, воды, метанола и гликолей // Экотехнологии и ресурсосбережение. 2000. № 1. С. 31–35.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 °. 14:44:17

Color profile: Disabled
Composite Default screen

УЧЕТ СУГ В РЕЗЕРВУАРАХ: ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

А. Летуновский, технический директор ООО "АВК-Петербург"

Ключевым элементом предлагаемого автором перспективного метода учета СУГ является выбор в качестве главного параметра измерений самой массы газа в жидкой и газообразной формах. Она замеряется прежде всего. Все же остальные параметры – уровень, объем и иные параметры рассчитываются по мере необходимости. Авто предлагает производить измерения с помощью специальных датчиков дифференциального давления, устанавливаемых в нижней части резервуара и на верхнем уровне жидкости. Физический смысл измеряемой датчиками разницы давлений – вес всех молекул газа, в жидкой и газообразной форме, воздействующих на датчики давления на разных уровнях СУГ. Разница этого давления на дне резервуара и на поверхности жидкости посредством расчетов дает нам искомый параметр – массу газа в его обеих фазах. Подобные датчики имеют погрешность не более ±0,2 % или не более ±15 кг СУГ для резервуара в 10 м^3. Если применить большее количество датчиков, на разных уровнях СУГ в резервуаре, то точность учета будет еще выше. Статья содержит таблицу возможностей измерения параметров СУГ предлагаемым методом.

Ключевые слова: сжиженный углеводородный газ (СУГ), измерение, параметры, датчики, приборы.

MEASUREMENT OF LIQUEFIELD PETROLEUM GASES IN VESSELS: POSSIBILITIES AND PERSPECTIVES

A. Letunovsky, technical director of "ABK-Petersburg" Company

The key element of the described perspective method of measurements is the choice of a primary parameter which must be measured first of all. And this parameter is a mass of gas in a vessel in both liquid and gaseous phases. The author proposes to measure with special pressure sensors the difference of pressure of LPG at the upeer and the bottom levels of LPG contained in a vessel. The physical sense of this measured difference of pressure is based on the different weight of all moleculas of gas – including both liquid and gaseous phases which press on a densitive element of this device as a column of a liquid substance. The difference of such a pressure at the bottom of the vessel and at the surface of a liquid by way of calculations gives the parameter we are seeking for – the mass of gas. Such devices have a mistake of 0,2 % and if instead of one sensor three or four devices are installed at different levels of a vessel – than the correctness of a measurement will be even higher. The article contain a table of possibilities to measure the parameters of LPG by the proposed method.

Keywords: gas storage vessel; liquefield petroleum gas, gas mass measurement, liquid and gaseous phases of gas, gas pressure sensors, gas pressure differential sensor; parameters of measurements.

Точность учета СУГ в резервуарах (при приеме, хранении, отпуске и транспортировке) является одним из факторов, определяющих эффективность газового бизнеса. Рост требований к учету СУГ в последние годы привел к повышению технической оснащенности объектов и решению комплекса методических вопросов измерения массы СУГ [1]. При этом традиционный метод учета, основанный на измерении уровня и других параметров СУГ в резервуаре, практически достиг предела своих возможностей, но на практике так и не смог обеспечить показателей точности, требуемых для коммерческого учета нефтепродуктов.

Такое состояние доставляет неудобства сбытовым подразделениям ВИНК, где СУГ пока не вписывается в общую схему учета топлива. А издержки, связанные с ограниченными возможностями измерений, негативно сказываются на работе предприятий, специализирующихся на перевалке и сбыте СУГ.

Выйти на качественно новый уровень точности учета СУГ удалось благодаря пересмотру принципов построения измерительных систем и соответствующей переработке методологии учета. В результате работ, выполненных под руководством автора статьи, появились системы учета СУГ нового поколения, которые, благодаря уникальным точностным возможностям при простоте технического решения, открывают новые перспективы в коммерческом учете СУГ.

Рассмотрим и сопоставим основные принципы и возможности традиционного и перспективного методов.

Традиционный метод

Традиционный метод учета – косвенный метод статических измерений – пришел в СУГ из сферы нефтепродуктов. Он заключается в определении уровня в резервуаре и последующем расчете объема и массы вещества через градуировочные таблицы, температуру, плотность и другие параметры. В соответст-

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:44:18

Color profile: Disabled
Composite Default screen

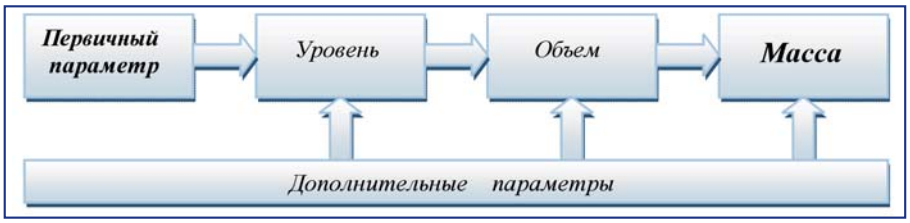


Рис. 1. Традиционный метод измерения массы СУГ в резервуаре

вии с ГОСТ Р 8.595–2004 метод обеспечивает погрешность учета массы жидких нефтепродуктов ±0,65 %. Однако по данным исследования, проведенного по заказу НК "ЛУКОЙЛ", для СУГ погрешность учета массы по данному методу в действительности не всегда укладывается даже в ±2 %.

На рис. 1 представлена упрощенная схема преобразования информации при определении массы СУГ традиционным методом. Чувствительный элемент основного измерительного канала формирует значение первичного параметра (например, для измерительных систем типа "Струна", "ПМП" и подобных – это положение поплавка относительно штока, для "СУ-5Д" – эквивалентная емкость радиоволнового зонда в среде, для радарных систем – временной или частотный сдвиг сигнала и т.д.). Затем первичный параметр преобразуется в значение измеряемой величины – уровня жидкой фазы, для чего используются параметры настройки и данные компенсационных каналов. Заметим, что это преобразование может проводиться в два этапа: сначала – техническими средствами самого измерительного прибора, а при наличии нескомпенсированных методических погрешностей – системой обработки информации согласно методике выполнения измерений [1]. После этого рассчитываются объемы, занимаемые жидкой и паровой фазами СУГ, с использованием градуировочных таблиц и с учетом температурного расширения резервуара и датчика уровня (для этого используется канал измерения температуры). Масса СУГ в резервуаре должна рассчитываться как сумма масс жидкой и паровой фаз, при этом требуются измерения плотности, давления и температуры, а также целый ряд физико-химических данных по СУГ.

Для точных количественных измерений в резервуаре очень важно, чтобы оборудование и методики выполнения измерений учитывали такие отличительные особенности СУГ от нефтепродуктов, как наличие паровой фазы, сильная зависимость плотности от температуры и состава, изменение состава жидкой и паровой фаз при изменении параметров состояния (температуры и давления) и количества СУГ в резервуаре.

Следует особо подчеркнуть, что переносить на СУГ метрологические характеристики уровнемеров, обоснованные для нефтепродуктов, недопустимо. При работе с СУГ уровнемеры находятся в совершенно других, метрологически менее благоприятных условиях. В частности, СУГ отличается очень широким диапазоном рабочих давлений (от 1 до 16 кг/см^2), увеличенным диапазоном изменений плотности (20...40 % против 8...10 % для нефтепродуктов), влиянием паровой фазы на результаты измерений уровня и рядом других специфических факторов, снижающих точность измерений [2]. В результате на практике, при эффективной компенсации систематических погрешностей по плотности, суммарная погрешность измерения уровня жидкой фазы СУГ обычно составляет ±2 мм против ±1 мм для нефтепродуктов. Если компенсация производится частично, только по температуре (канал плотности отсутствует), то погрешность определения уровня возрастает до ±3...4 мм.

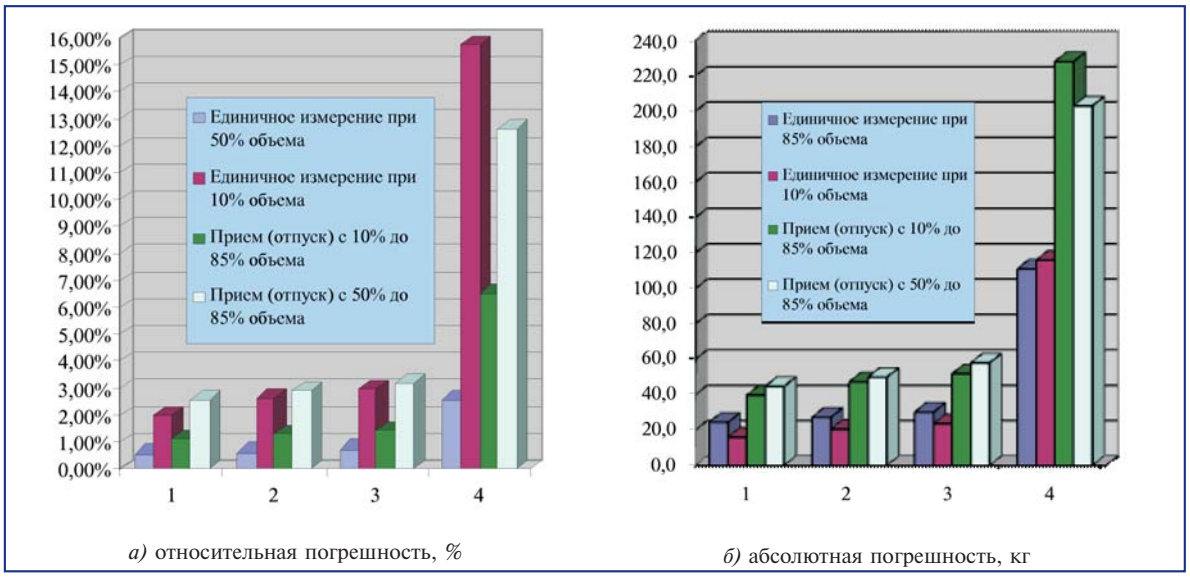
Оценить точность учета СУГ при заданных погрешностях измеряемых величин позволяют методики, разработанные автором для ряда систем, в которых используется традиционный метод измерения массы. Результаты такой оценки представлены на рис. 2. Расчеты проведены для резервуара объемом 10 м^3 и диаметром 1,4 м, для полного диапазона рабочих температур (–40...+50 °С) и составов СУГ (0...100 % пропана). Результаты, показанные группой 1 на рис. 2, можно считать пределом возможностей традиционного метода в естественных условиях.

Точность, соответствующая группам 1, 2 и 3 на рис. 2, на практике может быть достигнута только при наличии канала измерения плотности СУГ, при корректных градуировочных таблицах резервуаров с погрешностью не более ±0,25 % по ГОСТ 8.346–2000, при измерении температуры жидкой и паровой фаз СУГ с погрешностью ±0,5 °С, при использовании адекватных методик выполнения измерений (включая программы обработки данных) и необходимом метрологическом обеспечении, а для группы 3, кроме того, при отсутствии примесей, способных изменять диэлектрическую проницаемость СУГ. Эффективный учет СУГ традиционным методом без достаточно точного измерения плотности невозможен, что иллюстрирует группа 4 на рис. 2, *а* и *б*.

Рассмотренный традиционный метод определения массы через уровень и объем характеризуется длинной цепью сложных вычислений, в которых участвуют несколько десятков параметров. Наиболее важная для учета СУГ величина – масса – находится в самом конце этой цепи и поэтому имеет худшую точность, в то время как сугубо технологический па-

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:44:22

Color profile: Disabled
Composite Default screen



а) относительная погрешность, %

б) абсолютная погрешность, кг

Рис. 2. *Погрешность учета массы СУГ косвенным статистическим методом*
1 – $\Delta L = \pm 2$ мм, $\Delta\rho = \pm 1$ кг/м^3 (СЕНС с плотномером); *2* – $\Delta L = \pm 2$ мм, $\Delta\rho = \pm 1{,}5$ кг/м^3(струна с плотномером); *3* – $\Delta L = \pm 3$ мм, $\Delta\rho = \pm 1{,}5$ кг/м^3(СУ-5Д, 3 электрода и термодатчики); *4* – $\Delta L = \pm 3{,}5$ мм, $\Delta\rho = \pm 10$ кг/м^3 (определение плотности с помощью мерника и весов)

раметр – уровень жидкой фазы – может измеряться довольно точно. Очевидно, что оптимальная система учета СУГ должна строиться несколько иначе.

Перспективный метод

В ней значение массы СУГ в резервуаре формируется непосредственно на основании первично измеряемого параметра, а объем и уровень при необходимости вычисляются на следующих этапах.

Ключевое значение для синтеза измерительной системы по схеме рис. 3 имеет выбор первичного параметра. Первичный параметр должен измеряться просто и точно, иметь однозначную связь с массой СУГ в резервуаре при всех возможных состояниях и составах СУГ, а методика определения массы СУГ должна отличаться минимальной погрешностью. Для этого предпочтение следует отдавать параметрам, характеризующим суммарную массу жидкой и паровой фаз СУГ в резервуаре. Кроме того, первичный параметр не должен зависеть от диэлектрических и иных свойств, определяемых молекулярным строением веществ, входящих в состав измеряемой среды. Это необходимо, чтобы исключить влияние примесей с сильно отличающимися от пропана и бутана свойствами, таких как вода, остатки моющих реагентов, присадки к СУГ и т.д.

Наиболее простым решением данной задачи может показаться установка резервуаров на весовые опоры. Такие системы используются, в частности, в химической и пищевой промышленности, однако на объектах хранения СУГ они пока не применяются, так как не рассчитаны на работу под постоянной нагрузкой, неприменимы для подземных и обвалованных резервуаров, а при эксплуатации под открытым небом требуют регулярного ухода.

В качестве первичного параметра, удовлетворяющего указанным выше требованиям, предлагается использовать разность давлений в верхней и нижней точках резервуара.

Датчики разности давлений (их чаще называют датчиками дифференциального давления – ДД) являются типовыми средствами автоматизации и контроля технологических процессов, широко представлены отечественными и мировыми производителями, давно и успешно применяются в самых разных

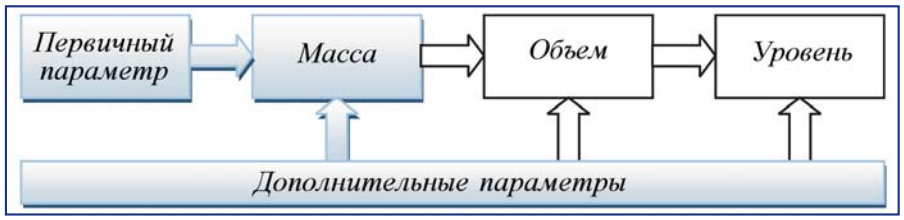


Рис. 3. *Перспективный метод измерения массы СУГ в резервуаре*

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:44:34

Color profile: Disabled
Composite Default screen

областях, в том числе в производстве, перекачке и хранении СУГ. Датчик ДД имеет два входа давления и один чувствительный элемент, формирующий разностный сигнал. По устройству чувствительных элементов и метрологическим свойствам датчики ДД близки весовым датчикам. Для передачи давления на входы датчика ДД используются импульсные трубки с гидравлической жидкостью и мембранными разделителями. Точность современных датчиков ДД составляет ±0,01...0,25 % верхнего предела измерений (ВПИ).

Физически измеряемая датчиком ДД разность давлений – это вес всех молекул, содержащихся в столбе единичной площади, ограниченном по высоте точками отбора давления. В общем случае в этом столбе будет находиться как жидкая, так и паровая фаза СУГ.

Для вертикального цилиндрического резервуара масса СУГ определяется как произведение измеренной разности давлений на площадь резервуара. При должной компенсации температурной и геометрической погрешностей точность расчета массы по данному методу практически определяется относительной погрешностью измерения разности давлений. Сравнение с весовым методом при равных классах точности датчиков показывает преимущество метода разности давлений: во-первых, верхний предел измерений, задающий масштаб погрешности, в этом случае может быть меньше на массу "тары" (резервуара); во-вторых, процесс измерения происходит внутри резервуара и защищен от каких-либо внешних влияний и человеческого фактора. Хотя вертикальные резервуары СУГ пока не получили распространения, именно они дают возможность создать наиболее точную и простую систему учета СУГ. По предварительным оценкам, такая система способна обеспечить точность около ±0,2 % массы операции.

В горизонтальном цилиндрическом резервуаре требуется учитывать более сложные взаимосвязи, вызванные изменением приращения объема, занимаемого жидкой фазой, по высоте. Перераспределение СУГ между жидкой и паровой фазами, вызываемое изменением температуры или состава, приводит к некоторому изменению массы СУГ в контролируемом датчиком столбе. Это показывает рис. 4, на котором приведен пример зависимости дифференциального давления от температуры СУГ для нескольких постоянных значений массы пропана и бутана в горизонтальном резервуаре (объем 10 м^3, диаметр 1,4 м). Приведенные данные характеризуют предел дополнительной систематической погрешности измерения массы СУГ с помощью датчика ДД. Согласно расчетам, выполненным для датчика ДД (класс точности 0,2) без коррекции, результирующая погрешность одиночного измерения не выходит за пределы ±100 кг, а это лучше результатов, показанных традиционной системой среднего уровня сложности в аналогичных условиях (группа 4 на рис. 2, *б*).

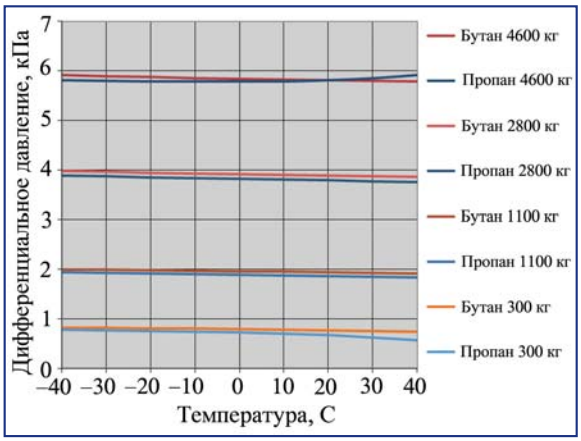


Рис. 4. *Зависимость дифференциального давления СУГ от температуры*

Компенсация систематической погрешности может проводиться двумя способами. Первый способ, связанный с подбором параметров системы передачи давления на датчик, может использоваться для автоматической компенсации температурной составляющей погрешности. При этом результирующую погрешность удается уменьшить до ±60 кг (для 10-кубового резервуара). Если плотность СУГ известна с точностью до ±10 кг/м^3 (например, определена с помощью 10-литрового мерника с погрешностью ±0,1 % и весов с погрешностью ±0,05 кг), то результирующую погрешность можно уменьшить до ±35 кг.

Второй способ, основанный на введении в систему компенсационных измерительных каналов, использует расчетные методики. Наиболее эффективным оказалось решение, связанное с разбиением диапазона измерения на несколько участков путем установки дополнительных мембран и датчиков ДД (рис. 5). При этом, во-первых, формируются компенсационные каналы плотности жидкой и паровой фаз СУГ, а во-вторых, погрешность основного канала уменьшается в соответствующее число раз. Для системы, состоящей из двух датчиков ДД и датчиков температуры, результирующая погреш-

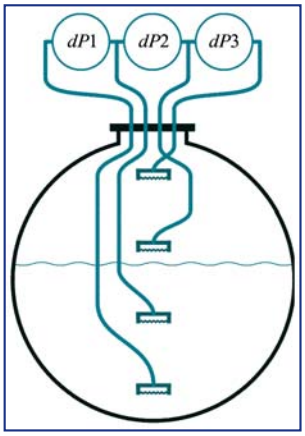


Рис. 5. *Схема установки трех датчиков и четырех мембран*

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:44:43

Color profile: Disabled
Composite Default screen

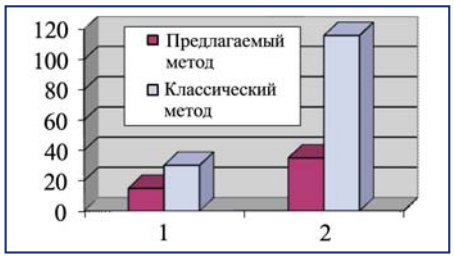


Рис. 6. Погрешность измерения массы СУГ в горизонтальном резервуаре объемом 10 м^3, кг.1 – 3 датчика + измерение температуры (сравнение с СУ-5Д); 2 – 1 датчик с термокомпенсацией, $\delta\rho = \pm 10$ кг/м^3 (без плотномера)

ность для 10-кубового резервуара характеризуется величиной ±20 кг, а при установке третьего датчика ДД погрешность уменьшится до ±15 кг (класс точности датчиков ДД 0,2). Дальнейшее увеличение числа датчиков целесообразно для достижения еще более высокой точности, а также для контроля высотного профиля плотности СУГ.

Измерительные возможности предлагаемого метода при типовых конфигурациях оборудования, соответствующие классу точности 0,2 датчиков ДД, сведены в таблицу.

Результаты, показанные предлагаемым и традиционным методами при максимально близкой конфигурации оборудования, сопоставлены на рис. 6.

Представленные выше результаты получены для датчиков ДД, которые имеют не самые лучшие метрологические характеристики, но подходят для широкого внедрения в сфере коммерческого учета СУГ по технико-экономическим параметрам. Применение более совершенных датчиков, безусловно, повысит точность измерения массы. В этом случае главную роль будет играть уже не основная погрешность, а совокупность дополнительных погрешностей измерения, которые пока не достаточно полно изучены и описаны. Но даже при использовании менее точных датчиков предлагаемый метод способен обеспечить точность измерения массы СУГ в резервуаре, соответствующую весовому методу по ГОСТ Р 8.595–2004 (0,4 % при взвешивании расцепленных цистерн).

К другим безусловным преимуществам метода относятся:

- простота и надежность технической реализации;
- отсутствие подвижных частей и активных воздействий в резервуаре;
- компенсация систематических погрешностей;
- нечувствительность к изменениям состояния, состава и качества СУГ;
- устойчивость к загрязнениям и отложениям;
- разнообразные возможности монтажа технических средств без изменения конструкции резервуара.

Широкий ассортимент выпускаемых датчиков ДД и комплектующих к ним позволяет не просто решить задачу определения массы СУГ с требуемой точностью, но при этом подобрать решение, соответствующее принципам технической политики заказчика и конкретным условиям. Повсеместная распространенность датчиков ДД на промышленных объектах снимает вопрос квалифицированной технической поддержки и метрологического обеспечения в регионах.

Благодаря легкой адаптируемости технических средств к ограничениям при монтаже, их нечувствительности к загрязнениям и вибрациям предлагаемый метод измерения массы СУГ имеет полный спектр применений для резервуаров СУГ всех видов и назначений. Датчики ДД легко устанавливаются там, где нет возможности монтировать уровнемеры или датчики другого типа. Для подключения импульсных трубок к измеряемому процессу, как правило, достаточно имеющихся технологических отверстий или

Таблица

Возможности измерения параметров СУГ предлагаемым методом

Конфигурация оборудования на резервуаре	Параметр и погрешность его измерения				
	Масса, % ВПИ	Плотность, %	Температура, °С	Процент пропана, %	Объем жидкой фазы, % ВПИ
3 датчика ДД, 3 датчика температуры	±0,4	±0,3	±0,5	±1,0	±0,6
2 датчика ДД, 3 датчика температуры	±0,5	±0,4	±0,5	±1,5	±0,75
1 датчик ДД, 3 датчика температуры	±1,2	–	±0,5	–	±1,8
1 датчик ДД	±2,0	–	–	–	–

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:44:45

Color profile: Disabled
Composite Default screen

линий, на которых можно устанавливать отводы. Так оснащается практически любой наземный или подземный резервуар, групповая установка, автогазовоз или железнодорожная цистерна.

Заключение

Сравнительный анализ традиционного и перспективного методов измерения массы СУГ в резервуаре позволяет сделать однозначный вывод о предпочтительности перспективного метода, способного обеспечить двукратный и более выигрыш в точности учета СУГ. Традиционный метод не имеет резервов совершенствования для достижения такого результата на практике. При сопоставимых затратах перспективный метод, кроме того, отличается простотой и надежностью технической реализации и имеет ряд эксплуатационных преимуществ.

Представленный перспективный метод способен обеспечить соответствие погрешности измерения массы СУГ требованиям ГОСТ Р 8.595–2004 во всем диапазоне.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Летуновский А.А.** Проблемы и опыт разработки методик выполнения измерений для организации коммерческого учета СУГ // АГЗК+АТ. 2008. № 5.

2. **Терешин В.И., Совлуков А.С., Летуновский А.А.** Особенности учета СУГ в резервуарном парке // Газ России. 2007. № 2.

3. **Летуновский А.А.** Технические возможности снижения потерь в автогазозаправочном бизнесе // АГЗК+АТ. 2005. № 2, № 3.

4. **Летуновский А.А.** Система автоматизации отпуска сжиженного газа на АГЗС // Современные технологии автоматизации. 2002. № 2.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДИЗЕЛЬНОГО ДВИГАТЕЛЯ, КОНВЕРТИРОВАННОГО НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Ю. Зубков, А. Суслов, А. Шапков, сотрудники управления аварийно-восстановительных работ ООО "Пермтрансгаз",
В. Федоров, доцент Ижевской государственной сельскохозяйственной академии, канд. техн. наук

Целью данного исследования является оценка использования природного газа в качестве газомоторного топлива по критериям экологической безопасности в дизельном двигателе после его конвертации. Определение содержания окиси углерода и углеводородов, а также показателей дымности ОГ конвертированного двигателя по отношению к ГОСТ Р 52033–2003.

Ключевые слова: природный газ, газомоторное топливо, конвертация дизельного двигателя.

EXPERIMENTAL STUDIES OF THE ENVIRONMENTAL SAFETY OF DIESEL ENGINE CONVERTED TO NATURAL GAS

Yu. Zubkov, A. Suslov, A. Shapkov, staff management remediation activities LLC "Permtransgaz",
V. Fedorov, associate professor of Izhevsk State Agricultural Academy, cand. techn. sci.

The aim of this study is to evaluate the use of natural gas as motor fuel according to the criteria of environmental safety in the diesel engine after his conversion. Determination of carbon monoxide and hydrocarbons, as well as the performance of smoke exhaust gas converted engine with respect to the GOST R 52033–2003.

Keywords: natural gas, gas fuel conversion diesel.

Истощение мировых запасов нефти и повышение цен на традиционные моторные топлива вынуждают двигателестроителей искать им замену. К этому же подталкивают и постоянно ужесточающиеся требования к токсичности отработавших газов двигателей. В итоге все чаще стали применяться так называемые альтернативные топлива – сжатый и сжиженные газы, топлива, получаемые из природного газа, угля и,

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:44:46

Color profile: Disabled
Composite Default screen

что самое главное, из возобновляемых источников энергии. Не случайно ЕЭК ООН уже приняла резолюцию о переводе к 2020 г. 23 % европейского автотранспорта именно на альтернативные топлива, в том числе 10 % – на природный газ, 8 % – на биогаз и 55 % – на водород [1].

В пользу использования природного газа выступает его ресурсная обеспеченность. По различным оценкам запасов нефти должно хватить на 40–60 лет, а газа – на 100–150 лет [2].

Экономически целесообразна конвертация (переоборудование) жидкотопливных двигателей в газовые, а не разработка специальных конструкций. Большие преимущества обеспечивает конвертация дизелей, приспособленных для надежной работы при высоких давлениях в цилиндре.

На основании проведенных ранее исследований и полученных рекомендаций [3,4] в управлении аварийно-восстановительных работ (УАВР) ООО "Пермтрансгаз" по выбранному способу перевода дизеля на компримированный природный газ (КПГ) было проведено переоборудование автомобиля КамАЗ-5511 (рис. 1).

При конвертации были произведены следующие изменения основных узлов и деталей двигателя КамАЗ-740:

1. Демонтирована дизельная система питания.

2. Установлена искровая система зажигания (распределитель, катушка зажигания, свечи зажигания, колпачки-наконечники и высоковольтные провода).

3. Смонтировано газовое оборудование для хранения, редуцирования и подачи газа в цилиндры двигателя. В газовый комплект входят следующие узлы:

- смеситель газа;
- тросовый дозатор газа – этот узел претерпел значительные изменения, стал проще, увеличилась надежность и ресурс в эксплуатации; применение тросового привода дозатора позволяет размещать дозатор в месте, удобном для обеспечения короткого газового тракта между редуктором и смесителем;
- дозатор-ограничитель газа;
- фильтр газа;
- электромагнитные клапаны ЭМК;
- редуктор высокого давления;
- двухступенчатый редуктор низкого давления;
- привод регулятора и дозатора газа;
- электрооборудование;
- баллоны, вентили, соединительные трубопроводы, арматура и установочные кронштейны.

4. Произведено уменьшение степени сжатия дизеля с 17 до 13 за счет увеличения объема камеры сгорания в поршне.

5. Во впускную воздушную систему установлен новый диффузор с дроссельной заслонкой.

При доработке двигателя максимально использовались стандартные детали. Все работы производились на оборудовании предприятия.

Как известно, автомобильные и тракторные двигатели внутреннего сгорания загрязняют атмосферу вредными веществами, выбрасываемыми с отработавшими газами (ОГ). Необходимо отметить, что в настоящее время основным источником загрязнения воздуха являются бензиновые двигатели. Тем не менее, снижение токсичности дизелей также является актуальной задачей. Состав ОГ этих двух типов существенно различается прежде всего по концентрации продуктов неполного сгорания (оксид углерода CO, углеводороды C_nH_m, сажа).

Основными токсичными компонентами ОГ бензиновых двигателей следует считать CO, C_nH_m, NO_x, дизелей – NO_x, сажу.

Целью исследования является оценка использования природного газа по критериям экологической безопасности. Объектом исследования стал автомобиль КамАЗ-5511 с дизельным двигателем до конвертации и после него.

Испытания выбросов загрязняющих веществ с отработавшими газами производились в соответствии с ГОСТ Р 52033–2003 и ГОСТ Р 17.2.02.06–99, дымность отработавших газов – ГОСТ Р 52160–2005, внешний шум – ГОСТ Р 52231–2004, вибрация – ГОСТ 12.1.012–78. Замеры выбросов оксида углерода CO, углеводородов C_nH_m и дымности производились с помощью микропроцессорного газоанализатора "Автотест СО-СН-Т-Д" (рис. 2).

Рис. 1. Автомобиль "КамАЗ-5511" с газовым двигателем

***Рис. 2.** Микропроцессорный газоанализатор*

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:44:50

Color profile: Disabled
Composite Default screen

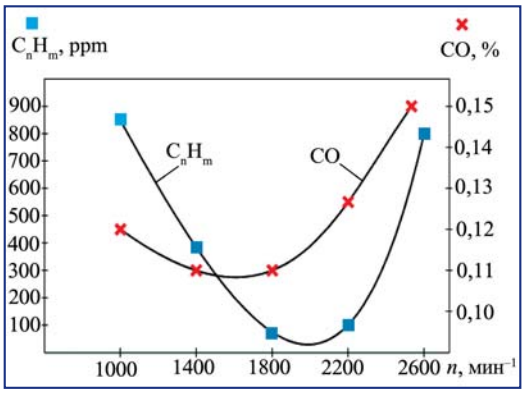


Рис. 3. *Зависимость состава отработавших газов конвертированного газового двигателя от частоты вращения коленчатого вала*

Таблица 2

Результаты виброакустических параметров

Режим работы	Результаты измерений, дБ				
	шума			вибрации	
	допустимое значение по норме	максимальный уровень шума	эквивалентный уровень шума	эквивалентный	допустимый
Дизельный	70,0	83,4	74,7	101	107
				109	112
Газовый	70,0	74,7	66,0	101	107
				108	112

Таблица 1

Показатели дымности и токсичности ОГ

Режим работы	Предельные нормы по ГОСТ 21393–85	Показатели на режимах	
		дизельном	газовом
Режим свободного ускорения	40	35	5
Режим максимальной частоты вращения КВ	15	14	0

Результаты замеров выбросов показаны на рис. 3.

Из графиков видно, что содержание оксида углерода на минимальной частоте вращения коленчатого вала (КВ) двигателя в 30 раз и на максимальной в 13 раз меньше, а углеводородов соответственно в 2,9 и 1,25 раза меньше норм, предписанных ГОСТ Р 52033–2003.

Рис. 4. *Анализатор звука и вибрации*

Сравнительные показатели дымности ОГ дизельного и конвертированного газового двигателей, полученные в режиме свободного ускорения и максимальной частоты КВ двигателя, приведены в табл. 1.

Из табл. 1 видно, что дымность ОГ в режиме свободного ускорения на конвертированном газовом двигателе в семь раз ниже, чем при работе на дизельном топливе, а на режиме максимальной частоты вращения КВ равна нулю, что свидетельствует об отсутствии сажи в продуктах сгорания.

Виброакустические параметры снимались с помощью анализатора звука и вибрации SVAN 912 AE (рис. 4).

Результаты виброакустических замеров приведены в табл. 2.

В результате проведенных измерений уровней шума и на основании данных хронометражных карт эквивалентный уровень шума, воздействующий на водителя при работе двигателя на газе, меньше на 8,7 дБ по сравнению с дизельным двигателем и соответствует СН 2.2.4/2.1.8.562–96. В то же время уровни вибрации исследуемого автомобиля с разными видами топлива приблизительно одинаковые.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Марков В., Гайворонский А., Девянин С., Пономарев Е.** Рапсовое масло как альтернативное топливо для дизеля // Автомобильная промышленность. 2006. № 2. С. 1–3.

2. **Клементьев А., Федоров В.** Альтернативные виды топлива: проблемы выбора ближайшей перспективы // АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо. 2006. № 3 (27). С. 63–65.

3. **Федоров В.** Методические основы разработки на базе дизелей малотоксичных двигателей, питаемых природным газом. Дисс. ... канд. техн. наук. Москва. 1998. С. 217.

4. **Кочкин Н., Клементьев А., Федоров В.** Проект переоборудования двигателя КамАЗ для работы на компримированном природном газе / Межрегион. сб. научн. статей конф. "Высшему агроинженерному образованию в Удмуртии – 50 лет". Ижевск. 2005. С. 15–22.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:44:56

Color profile: Disabled
Composite Default screen

О МЕТОДИЧЕСКИХ ПОГРЕШНОСТЯХ УЧЕТА СУГ В РЕЗЕРВУАРНОМ ПАРКЕ

В. Терешин, генеральный директор ЗАО "Техносенсор",
А. Совлуков, зам. генерального директора ЗАО "Техносенсор", профессор, д-р техн. наук,
А. Летуновский, технический директор ООО "АВК-Петербург"

Точный учет СУГ в резервуарном парке АГЗС и ГНС позволяет получить достоверную информацию о балансе СУГ по товарным операциям прихода, хранения и отпуска и по объекту в целом, обеспечивать эффективный контроль текущих запасов СУГ, выявлять утечки и несанкционированные операции. Измерительные системы на базе датчиков контроля в резервуаре все чаще используются для решения задач коммерческого или технологического учета СУГ. В связи с этим особую актуальность приобретают результаты последних исследований, показавших, что точность учета СУГ определяется не столько инструментальными погрешностями средств измерений, сколько методическими погрешностями измерений и связанных с ними расчетов.

Ключевые слова: сжиженный углеводородный газ (СУГ), пропан-бутановая смесь (топливо ПБТ), уровнемер, датчики уровня и плотности (ДЖС-7).

ABOUT THE METHODOLOGICAL ERRORS ACCOUNT OF LPG IN THE TANK

V. Tereshin, general director of CJSC "Tehnosensor",
A. Sovlukov, deputy. general director of JSC "Tehnosensor", professor d.t.s,
A. Letunovsky, technical director of "AVC-Petersburg"

Accurate records of LPG filling stations in the tank and the GNS allows to obtain reliable information about the balance of trade in LPG operations of the parish, and the storage and dispensing facility as a whole, to ensure effective monitoring of current stocks of LPG, identify leaks and unauthorized transactions. Measuring systems based on monitoring sensors in the tank are increasingly used for solving commercial and technological consideration of LPG. In this regard, of particular relevance acquire the results of recent studies have shown that the accuracy of accounting LPG is determined not so much instrumental errors of measurement as methodological errors in the measurements and associated calculations.

Keywords: liquefied petroleum gas (LPG), propane-butane mixture (fuel PBT), level gauges, level and density (HPD-7).

Методические погрешности возникают в результате того, что измеряемая физическая величина не идентична определяемому на ее основе параметру, а применяемая методика измерений и расчетов не в должной мере соответствует физической сущности процессов, происходящих в действительности.

Важнейшими источниками методических погрешностей при учете СУГ на АГЗС и ГНС являются следующие причины:

1. Объем жидкой фазы СУГ подвержен сильной зависимости от параметров состояния (в первую очередь от температуры и давления) и от состава СУГ (долей пропана и бутана, в меньшей степени других углеводородов и примесей). В связи с этим учет жидкой фазы СУГ без данных о фактической плотности не является адекватным.

2. СУГ в резервуаре представляет собой замкнутую двухфазную систему "жидкость–пар". Изменение температуры, давления или количества СУГ в системе сопровождается перераспределением СУГ между жидкой и паровой фазами, а при многокомпонентном составе СУГ – изменением состава жидкой фазы (за счет паровой).

3. Изменение температуры, давления или состава СУГ приводит к сильному искажению показаний датчиков уровня. Причиной этого для поплавков является изменение глубины погружения в жидкую фазу, а для радаров – изменение скорости распространения сигнала в паровой фазе.

4. Количество воды, которое способно растворяться в жидкой и паровой фазах СУГ, подвержено изменениям в широких пределах. При понижении температуры растворенная вода конденсируется, выпадает на стенках резервуара, конструктивных элементах технологического оборудования, затем стекает и скапливается на дне резервуара, а при повышении – вновь растворяется. Кроме того, вода превращается в лед и образуются кристаллогидраты, что может полностью нарушать работоспособность датчиков и технологического оборудования.

Первая из перечисленных выше особенностей СУГ имеет отношение не только к уровнемерам, но и

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:44:56

Color profile: Disabled
Composite Default screen

к средствам измерения проточного типа, в том числе к газонаполнительным колонкам. Составляющая погрешности, вызываемая данной особенностью, и пути ее устранения были рассмотрены в работах [2, 4].

Рассмотрим методические погрешности учета СУГ в резервуарах на конкретных примерах.

Методические погрешности расчета запасов СУГ по значению

Рассмотрим изменение физических параметров СУГ при изменении температуры в горизонтальном цилиндрическом резервуаре объемом 200 м^3, диаметром 3,4 м при разном заполнении. Для расчетов воспользуемся справочными данными и методиками расчетов, изложенными в [9], с. 45–64 (главы из этого справочника имеются на сайте ЗАО "Техносенсор" **www.tsensor.ru**). В качестве начальных условий принимается заполнение резервуара жидким пропаном при температуре 20 °С на 15, 50 и 85 % от максимального объема. Значения уровня, объема и массы для различных температур рассчитываются для равновесного состояния жидкости и пара.

На рис. 1 приведены диаграммы для массы жидкого пропана, а на рис. 2 – для объема жидкого пропана в диапазоне температур от –40 до +40 °С в закрытом резервуаре.

При заполнении (при температуре 20 °С) на 15 % масса жидкости в диапазоне температур –40...+40 °С уменьшается (за счет испарения), а объем изменяется незначительно. При заполнении на 50 % масса жидкости уменьшается, а объем значительно возрастает. При заполнении на 85 % масса жидкости почти не изменяется, а объем сильно возрастает.

При заполнении на 15 % объема в диапазоне температур изменение массы составляет 4,4 т, т.е. третья часть газа переходит в пар.

На рис. 3 приведены зависимости изменения уровня жидкого пропана при изменении температуры от –40 до +40 °С в закрытом резервуаре. Для расчета уровня по известным значениям объема воспользуемся тарировочной таблицей резервуара. При заполнении на 15 % уровень жидкости в диапазоне температур –40...+40 °С изменяется незначительно. При заполнении на 50 % уровень изменяется в диапазоне –150...+71 мм. Среднее изменение уровня при изменении температуры на 1 °С составляет 2,8 мм. При заполнении на 85 % уровень изменяется в диапазоне –395...+216 мм. Среднее изменение уровня при изменении температуры на 1 °С составляет 7,6 мм.

Изменение уровня при неизменной массе сжиженного газа в резервуаре фактически является методической погрешностью системы учета, основанной на измерении уровня. Она зависит от заполнения ре-

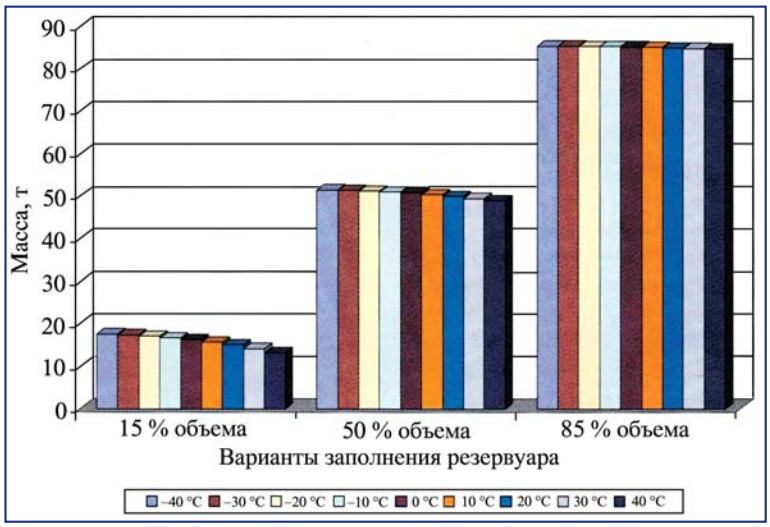


Рис. 1. *Диаграмма для массы жидкого пропана в зависимости от температуры*

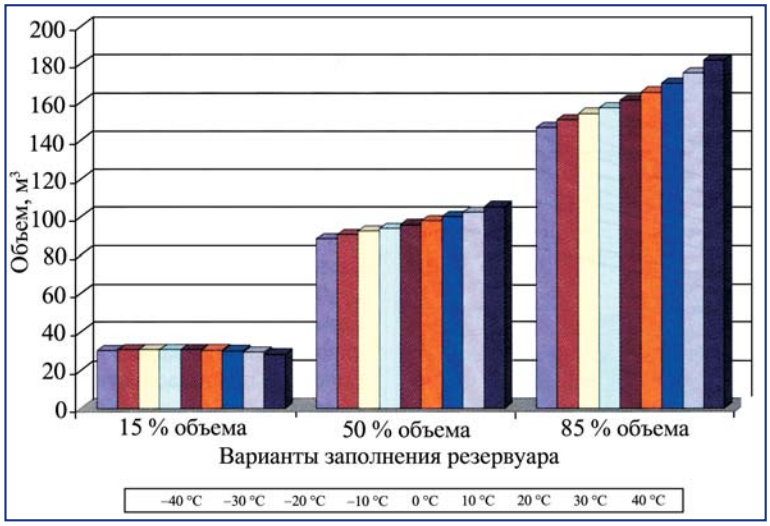


Рис. 2. *Диаграмма для объема жидкого пропана в зависимости от температуры*

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ^. 14:45:11

Color profile: Disabled
Composite Default screen

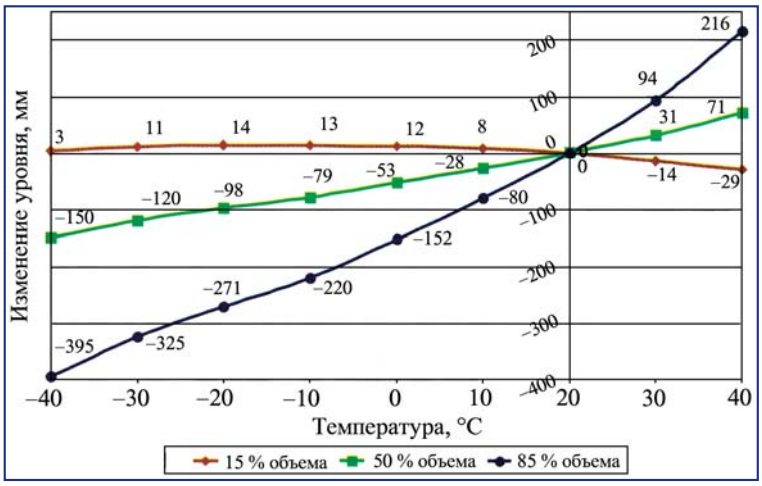


Рис. 3. Изменение уровня жидкого пропана в горизонтальном цилиндрическом закрытом резервуаре диаметром 3,4 м при изменении температуры

зервуара, состава газа, температуры и давления (при работе компрессора).

При наличии температурной компенсации, погрешность учета, приведенная к уровню, может быть уменьшена до величины ±50...±70 мм. Температурная компенсация малоэффективна, потому что погрешность зависит не только от температуры, но и от заполнения резервуара и состава газа, кроме того, температура паровой и жидкой фазы сжиженного газа при технологических процессах может изменяться в широком диапазоне, а состояние равновесия наступает только через 30...50 мин после окончания технологических процессов. На основе приведенных зависимостей нельзя построить эффективный алгоритм компенсации погрешностей по температуре, потому что при другом составе газа зависимости изменятся функционально. Например, при заполнении 15 % в диапазоне температур будет наблюдаться не уменьшение, а возрастание уровня.

Дополнительным источником погрешности является отсутствие учета массы паровой фазы СУГ, которая зависит от объема пара, давления и состава СУГ. Состав пара определяется парциальными давлениями компонентов газа, отличается от состава жидкого газа и изменяется при изменении температуры. Масса пара может достигать 5...7 % от массы газа в резервуаре при максимальном заполнении.

Методические погрешности уровнемеров, в которых используется поплавок

В дополнение к вышеописанным методическим погрешностям, носящим общий характер, уровнемерам (в том числе с использованием магнитострикционного, ультразвукового и других методов определения положения поплавка), в которых для определения уровня используется поплавок, свойственна специфическая методическая погрешность, вызванная зависимостью глубины погружения поплавка от плотности жидкой и паровой фаз. Плотность при этом определяется температурой и составом измеряемого вещества. Так как в рассматриваемых системах уровень вычисляется по положению поплавка, показания в общем случае будут отличаться от действительных значений.

На рис. 4 приведен пример расчета глубины погружения поплавка в СУГ, выполненный для одного из широко распространенных поплавков (вертикальный цилиндр, высота 50 мм, плотность 450 кг/м^3, номинальная глубина погружения в СУГ 43 мм) и двухкомпонентного СУГ (пропан-бутана). Расчеты произведены с использованием закона Архимеда. При понижении температуры или уменьшении доли пропана происходит увеличение плотности жидкой фазы СУГ, и поплавок всплывает относительно поверхно-

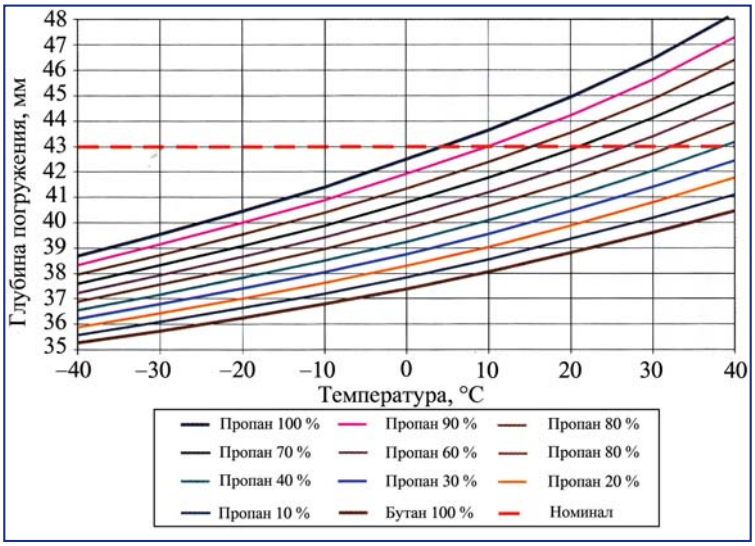


Рис. 4. Зависимость глубины погружения поплавка в СУГ от температуры для различных составов СУГ

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:45:27

Color profile: Disabled
Composite Default screen

сти раздела жидкой и паровой фаз, в результате чего показания уровнемера становятся завышенными. При повышении температуры или увеличении доли пропана в СУГ наблюдается обратный процесс, при этом (как видно из рис. 4) методическая погрешность для уровнемера с данным поплавком может превосходить ±5 мм.

Температурная компенсация этой погрешности для СУГ малоэффективна, потому что погрешность в одинаковой степени зависит от температуры и состава газа.

Методические погрешности радарных уровнемеров

В радарном уровнемере определяется время прохождения радиосигнала от головки датчика до зеркала жидкости и обратно, и на основе этого вычисляется уровень. При этом скорость прохождения радиосигнала в расчетах принимается равной скорости света или вычисляется как константа при калибровке прибора на пустой емкости. Фактически скорость прохождения радиосигнала зависит от плотности паровой фазы СУГ и изменяется при изменении давления и состава СУГ. Для расчета воспользуемся [10].

Фазовая скорость волны в среде определяется как результат деления скорости света на корень из диэлектрической проницаемости среды по формуле:

$$V = C / \sqrt{\varepsilon}.$$

Диэлектрическая проницаемость паров сжиженных газов в зависимости от плотности изменяется от $\varepsilon = 1{,}001$ до $\varepsilon = 1{,}03$. Изменение диэлектрической проницаемости паров в этом диапазоне приведет к изменению фазовой скорости волны на 1,4 %. Методическая погрешность определения уровня сжиженного газа с помощью микроволнового радара достигает при этом ±10...±20 мм.

Влияние воды, растворенной в СУГ

Нельзя не учитывать влияния растворенной в сжиженном газе воды на работу датчиков и технологического оборудования. Свободная вода в поставляемом газе должна отсутствовать, но при этом достаточно большое количество воды может присутствовать в растворенном виде. Для расчетов воспользуемся [9]. На рис. 5 приведена диаграмма значений растворенной воды в 1 м^3 жидкого и газообразного пропана в зависимости от температуры. Это количество воды будет присутствовать в газе, если на дне резервуара имеется свободная вода.

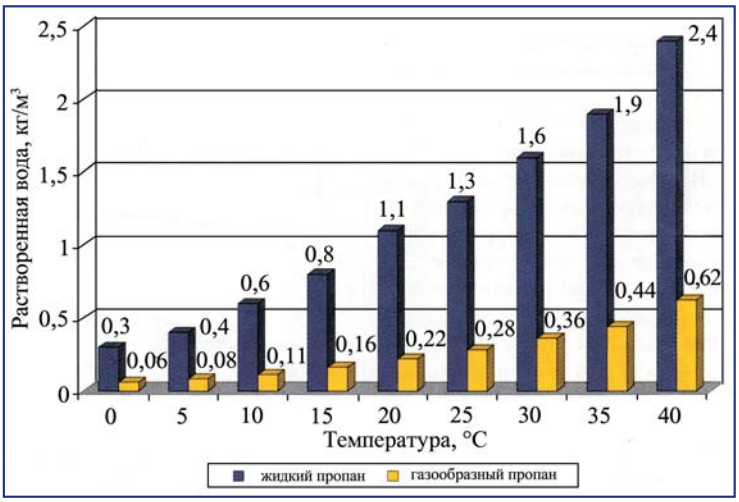


Рис. 5. Содержание воды, растворенной в пропане, в зависимости от температуры

На рис. 6 приведены значения конденсата воды, выпадающего в резервуаре объемом 200 м^3, заполненном жидким пропаном на 50 % от максимального объема, при изменении температуры на 5 °С для различных диапазонов изменения температуры.

При отрицательных значениях температуры при выпадении конденсата образуется лед. Сжиженные газы образуют кристаллогидраты, которые представляют собой белые кристаллические тела, похожие на снег или лед. Например, молекула пропана совместно с 18 молекулами воды образует кристаллогидрат

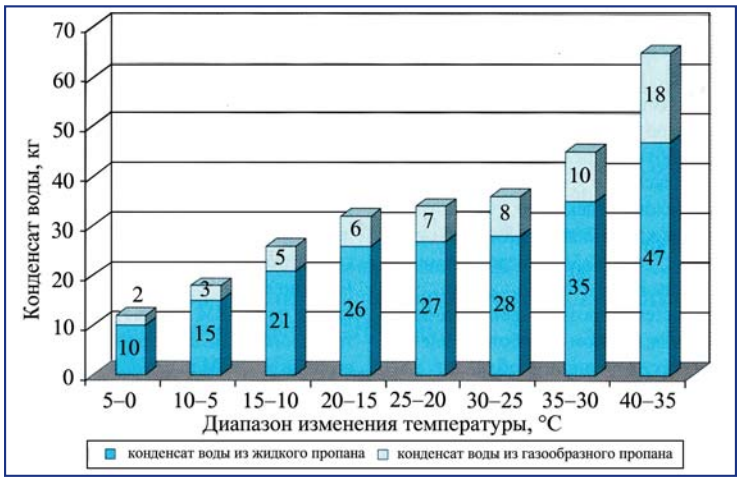


Рис. 6. Конденсат воды, выпадающий в резервуаре объемом 200 м^3

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:45:43

Color profile: Disabled
Composite Default screen

пропана (твердое кристаллическое вещество), который может образовываться при температурах от –12 до +5 °С в зависимости от давления и условий (турбулентность потока, пульсация компрессора и т.п.). Кристаллогидрат этана может образовываться при температуре до +14 °С.

Лед и кристаллогидраты, образуясь на механических узлах датчиков, могут вызывать примерзание их движущихся частей и полное нарушение работоспособности. Кусочки льда и кристаллогидратов, попадая в зазор между поплавком и направляющей трубой, могут вызывать заклинивание поплавков магнитострикционных (ультразвуковых) уровнемеров и плотномеров.

Для надежной работы датчики не должны иметь движущихся частей, а зазоры для прохождения жидкости должны быть не менее 5...8 мм.

Изменение температуры при технологических процессах

Изменение температуры СУГ происходит не только при изменении температуры окружающей среды, но и при технологических процессах за счет кипения газов, конденсации паров и изменения давления паров. При работе компрессора происходит как изменение давления, так и кипение и конденсация паров СУГ.

Рассмотрим для примера, как изменится температура в резервуаре с пропаном, если первоначально его было 15 % от максимального объема, а потом был закачан с помощью насоса жидкий пропан до заполнения 85 % объема. Для расчетов воспользуемся справочными данными и методиками расчетов, изложенными в [9]. Начальная температура 20 °С (резервуар перекрыт по паровой фазе). Процесс теплопередачи на корпус резервуара и в окружающую среду для упрощения рассматриваться не будет. При замещении 1 м^3 газообразного пропана жидким произойдет конденсация 18 кг газообразного пропана с выделением 335 кДж тепла при конденсации 1 кг. Выделится 6 МДж тепла, которое пойдет на нагрев 1 м^3 жидкого пропана (теплоемкость 2,65 кДж/(кг·°С) и вызовет повышение его температуры на 4,5 °С.

Рассмотрим, как изменится температура в резервуаре с жидким пропаном, если первоначально его было 85 % от максимального объема, а потом жидкий пропан был слит с помощью насоса до заполнения 15 % объема. Начальная температура 20 °С, резервуар перекрыт по паровой фазе. Процесс теплопередачи на корпус резервуара и в окружающую среду рассматриваться не будет. Если из резервуара объемом 100 м^3 слить 70 м^3 жидкого пропана для замещения его газообразным пропаном произойдет испарение 1200 кг жидкого пропана с поглощением около 400 МДж тепла. Это тепло пойдет на охлаждение оставшегося жидкого пропана и газообразного пропана (около 8000 кг) и вызовет уменьшение его температуры на 19 °С.

В реальных условиях нагрев и охлаждения СУГ будут меньше вследствие теплопередачи на корпус резервуара и в окружающую среду.

При нормальном течении техпроцесса температура может изменяться при технологических манипуляциях на ±5...10 °С. При этом уровень СУГ может изменяться на 30...50 мм. Образование льда и кристаллогидратов в резервуаре может происходить и при положительных температурах окружающей среды. Например, при температуре окружающей среды +10 °С при техпроцессе температура в емкости может упасть до +5 °С, при этом сконденсируется несколько литров воды (рис. 6) и могут образовываться кристаллогидраты.

Способы уменьшения методических погрешностей учета СУГ

Как видно из приведенных выше примеров, методические погрешности при использовании некоторых средств измерений могут во много раз превосходить инструментальные погрешности, что приведет к нарушению достоверности учета и может нанести ущерб бизнесу. В связи с этим возникает необходимость интеграции системы учета СУГ с минимальными методическими погрешностями.

Решение этой задачи может происходить двумя путями:

- для объектов, на которых уже имеется измерительная система, демонтаж которой нецелесообразен;
- для объектов, применительно к которым возможен выбор измерительной системы.

Первый путь требует дооснащения объекта дополнительными датчиками (плотности, давления, температуры), разработки и реализации методики комплексной обработки информации. При условии адекватной методологии качество решения определяется существующими на объекте средствами измерения, особенностями технологической системы и возможностями ее дооснащения. Опытом разработки и внедрения таких решений обладает ЗАО "ЭЛСИ ПЛЮС" (e-mail: **elsy02@rol.ru**). В этих решениях использовались датчики плотности ЗАО "Техносенсор".

Второй путь состоит в установке измерительной системы, изначально свободной от наиболее существенных методических погрешностей, например, рассматриваемой ниже системы с измерением уровня и плотности паровой и жидкой фаз СУГ радиоволновым методом.

Учет СУГ с изменением уровня и плотности паровой и жидкой фазы СУГ

Автоматизированный точный учет СУГ в резервуарном парке можно обеспечить при измерении уров-

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:45:43

Color profile: Disabled
Composite Default screen

ня и плотности паровой и жидкой фазы газа. В этом случае по уровню вычисляется объем паровой и жидкой фазы СУГ, масса жидкости вычисляется как произведение объема жидкой фазы на измеренное значение плотности жидкости, а масса пара– как произведение объема паровой фазы на измеренное значение плотности пара. При таком подходе учет ведется по массе и по объему одновременно.

Авторами разработаны и реализованы защищенные патентами РФ [7, 8] технические решения (аппаратные и программные средства), обеспечивающие реализацию автоматизированного (с исключением человеческого фактора) точного учета СУГ на АГЗС и ГНС [1, 3, 5, 6].

Оборудование поставляет Санкт-Петербургское ЗАО "Техносенсор", сайт **www.tsensor.ru,** e-mail: **technosensor@yandex.ru.**

В комплект поставки входят датчики уровня ДЖС-7, проточные датчики плотности, микропроцессорный электронный блок, программа для ПЭВМ.

По заказу производится разработка программного обеспечения для учета и комплексной автоматизации под конкретный объект. При этом обеспечивается автоматизированный контроль прихода (сравнение поступившего по весам или по накладной газа с поступившим в резервуарный парк по системе учета), расхода (сравнение отпущенного по счетчикам расхода или по весам газа с расходом в резервуарном парке по системе учета), управление газонаполнительными колонками (учет по объему и по массе), опрос и вывод на ПЭВМ параметров работы технологического оборудования, настройка с ПЭВМ параметров сигнализации и блокировки (команды формируются микропроцессорным блоком независимо от работы ПЭВМ).

Гарантия на все оборудование производства ЗАО "Техносенсор" – 5 лет.

Технические данные датчика уровня и плотности ДЖС-7 с фланцевым креплением

Датчик ДЖС-7 с фланцевым креплением предназначен для установки на стандартный лючок уровнемера с диаметром проходного сечения 100 мм. Функционально датчик представляет собой сборку из трех чувствительных элементов (измерение уровня и плотности паровой и жидкой фазы СУГ) и трубки диаметром 10 мм с датчиками температуры, размещенными на разных уровнях.

Контролируемые параметры:

- уровень, дискретность показаний 0,1 мм, максимальная погрешность ±3 мм;
- плотность жидкости в нижней части резервуара, максимальная погрешность ±1 кг/м^3;
- плотность жидкости в средней части резервуара, максимальная погрешность ±1 кг/м^3;
- плотность пара, максимальная погрешность ±1 кг/м^3;
- температура в трех точках, максимальная погрешность ±1 °С;
- объем (вычисляется по тарировочной таблице), дискретность показаний 1 л;
- масса жидкости, дискретность показаний 1 кг;
- масса пара, дискретность показаний 1 кг.

Датчик ДЖС-7 с фланцевым креплением обеспечивает погрешность учета массы СУГ в резервуаре в условиях эксплуатации не более ±0,25...±0,5 %, что значительно точнее, чем при использовании других средств измерений. Датчик устойчив к влиянию загрязнений и воды. Отсутствие механических частей и большие зазоры для прохождения жидкости обеспечивают устойчивость к воздействию кусочков льда и кристаллогидратов.

Технические данные датчика плотности ДЖС-7

Датчик плотности ДЖС-7 используется для измерения плотности и температуры СУГ в трубопроводе (проточный плотномер), а также может использоваться в качестве датчика уровня. Датчик вкручивается в крышку лючка, резьба трубная, 1 дюйм.

Контролируемые параметры:

- плотность жидкости, максимальная погрешность ±1 кг/м^3;
- плотность пара, максимальная погрешность ±1 кг/м^3;
- температура, максимальная погрешность ±1 °С.

Датчик обеспечивает непрерывное измерение плотности независимо от того, имеется или нет движение жидкости. Датчик устойчив к влиянию загрязнений, воды и к обледенению. Срок службы – 14 лет, гарантия – 5 лет.

Датчики эксплуатируются на ГНС с 1998 г. Фотографии и дополнительная информация на сайте **www.tsensor.ru.** Контактный тел./факс **(812) 389-91-64.**

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Терешин В., Совлуков А.** Беспроводные технологии в системах учета СУГ // АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо. 2006. № 3. С. 23–25.

2. **Летуновский А., Терешин В.** Система автоматизации АГЗС нового поколения // АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо. 2005. № 6. С. 18–21.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ^. 14:45:44

Color profile: Disabled
Composite Default screen

3. **Терешин В., Совлуков А.** Комплексный подход к организации высокоточного учета СУГ на АГНКС // АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо. 2005. № 5. С. 10–13.

4. **Летуновский А.** Технические возможности снижения потерь в автогазозаправочном бизнесе // АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо. 2005. № 2, 3.

5. **Solovkov V., Tereshin V.** Determination of tiguefied petroleum gas guantity in reservoir by radiofreguency technigues // Proc. of the 20th IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference. Vail, CO, USA. 2003. P. 368–373.

6. **Совлуков А., Терешин В.** Радиочастотный метод измерения количественных параметров сжиженных углеводородных газов в резервуарах // Измерительная техника. 2005. № 10. С. 68–71.

7. **Способ** определения физических параметров сжиженного газа в емкости / А. Совлуков, В. Терешин. Пат. РФ на изобретение № 226667. 2005.

8. **Устройство** для определения массы сжиженного газа / А. Совлуков, В. Терешин. Пат. РФ на изобретение № 2246702. 2005

9. **Стаскевич Н., Вигдорчик Д.** Справочник по сжиженным углеводородным газам. Л.: Недра, 1986. С. 543.

10. **Викторов В., Лункин Б., Совлуков А.** Радиоволновые измерения параметров технологических процессов. М.: Энергоатомиздат, 1989. С. 208.

СПИСОК АВТОРОВ РАЗДЕЛА "НАУКА"

Селиванов С.В., главный конструктор ООО "РариТЭК"

Загородских Б.П., д-р техн. наук, профессор кафедры "Технологии машиностроения и конструктивных материалов", Саратовский ГАУ им. Н.И. Вавилова

Коцарь Ю.А., д-р техн. наук, зав. кафедрой "Отечественная и зарубежная мобильная энерготехника в АПК", Саратовский ГАУ им. Н.И. Вавилова

Бебенин Е.В., канд. техн. наук, Саратовский ГАУ им. Н.И. Вавилова

Певнев Н.Г., д-р техн. наук, профессор ФГБОУ ВПО "СибАДИ"

Трофимова Л.С., канд. техн. наук, доцент ФГБОУ ВПО "СибАДИ"

Банкет М.В., аспирант ФГБОУ ВПО "СибАДИ"

Жук Г.В., Пятничко А.И., Баннов В.Е., Институт газа НАН Украины

Зубков Юрий, Суслов Алексей, Шапков Александр, сотрудники управления аварийно-восстановительных работ ООО "Пермтрансгаз"

Федоров Владимир, доцент Ижевской государственной сельскохозяйственной академии, канд. техн. наук

Терешин Виктор, генеральный директор ЗАО "Техносенсор"

Совлуков Александр, зам. генерального директора ЗАО "Техносенсор", д-р техн. наук, профессор

Летуновский Александр, технический директор ООО "АВК-Петербург"

S.V. Selivanov, chief designer of the company "RariTEK"

B.P. Zagorodsky, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Chair "Technologies of Machine Buildingl Engineering and Constructive Materials" Saratov State Agrarian University named after N.I. Vavilov

J.A. Kotsar, Doctor of Technical Scienses, Professor of the Chair "Russian and Foreign Mobile Energy Sources Machinery in Agro-Industrial Complex " Saratov State Agrarian University named after N.I. Vavilov

E.V. Bebenin, Candidate of Technical Scienses, Saratov State Agrarian University named after N.I. Vavilov

N.G. Pevnev, d.t.s., Professor FGBOU VPO "SibADI"

L.S. Trofimova, Candidate of Science., Associate Professor FGBOU VPO "SibADI"

M.V. Banquet, a graduate student FGBOU VPO "SibADI"

H.V. Zhuk, A.I. Pyatnichko, V.E. Bannov, Gas Institute of the NAS of Ukraine

Yuri Zubkov, Alex Suslov, Alexander Shapkov, staff management remediation activities LLC "Permtransgaz"

Vladimir Fedorov, associate professor of Izhevsk State Agricultural Academy, Candidate. Technical. Sciences

Victor Tereshin, General Director of CJSC "Tehnosensor"

Alexander Sovlukov, Deputy General Director of JSC "Tehnosensor" Professor, Doctor of Technical Sciences

Alexander Letunovsky, technical director of "AVC-Petersburg"

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:45:44

Color profile: Disabled
Composite Default screen

МИНЭНЕРГО: "ГАЗПРОМ" НЕЛЬЗЯ ЛИШАТЬ СВЕРХПРИБЫЛИ

Со следующего года государство намерено существенно повысить налоговую нагрузку на газовую отрасль, причем не только для "Газпрома", но и для независимых производителей газа, которые до сих пор пользовались понижающим коэффициентом при уплате налога на добычу – НДПИ. Но на помощь компаниям уже спешит Минэнерго с пакетом льгот, – сообщает "Финмаркет".

Министерство предлагает усовершенствовать НДПИ на газ, так чтобы "налог стал не бременем, а мерой государственной поддержки" добычи.

Проработать возможность оказания господдержки газовой отрасли тогда еще премьер Владимир Путин поручил в конце марта 2012 г. Ответ Минэнерго представило уже новому премьеру – Дмитрию Медведеву. В письме (копия есть в распоряжении "Финмаркета") и.о. министра энергетики Сергей Шматко сообщает, что в данный момент Минэнерго обсуждает план развития газовой отрасли и вместе с "Газпромом" и независимыми производителями работает над мерами, которые этому развитию могли бы помочь.

Конкретных предложений у министерства пока нет, пишет Шматко. Но есть понимание – налогообложение и ценообразование в отрасли должны быть устроены так, чтобы государство помогало компаниям, а не изымало у них излишки доходов.

Министерство предлагает учитывать оценку допустимого уровня цен на газ на внутреннем рынке. Рост цен не должен стать угрозой конкурентоспособности отдельных отраслей и экономики в целом. Стоимость тепловой и электрической энергии в России сильно зависит от стоимости газа, гораздо больше, чем, например, в Европе. Нужно оценить, смогут ли газопотребляющие отрасли оставаться конкурентоспособными при росте цен.

Ситуация с ценами на газ на европейском рынке крайне неопределенная, стоимость газа на европейском рынке может упасть, причины: **ценовое давление со стороны импортного СПГ**, формирование конкурентного рынка, успешная разработка сланцевого газа, отмечает министерство, напоминая и о том, что российские газодобывающие предприятия институционально очень неоднородны.

Проблема "пограничной рентабельности" крупных северных и восточных проектов должна быть решена, по мнению Минэнерго, за счет привязки НДПИ к цене на газ, а также обеспечения гибкого таможенно-тарифного регулирования экспорта газа.

Поэтому в ведомстве считают, что должен быть расширен перечень льгот при добыче газа на новых территориях (Восточная Сибирь, Дальний Восток, Прикаспийский регион) – это повысит привлекательность инвестиций и поможет компенсировать падение добычи на старых месторождениях газа.

Более подробные предложения министерство обещает представить после обсуждения с компаниями.

По мнению экономического обозревателя NEWSru.com Максима Бланта, нужда "Газпрома" в новых налоговых стимулах и льготах свидетельствует о стратегических просчетах руководства газовой монополии и правительства в последние годы.

"Надеяться на то, что российская газовая монополия перестроит всю свою стратегию и скорректирует планы развития, исходя из относительно новых условий, не приходится, поскольку в этом случае придется признать, что все инвестиционные программы последних лет, в угоду которым правительство держало налоговое бремя на газовую отрасль на гораздо более низком уровне, чем в "нефтянке", были неэффективным расходованием средств", – пишет Блант.

"А поскольку "Газпром" – один из столпов современной российской экономической и политической модели, не только позволяющий финансировать изрядную долю бюджетных расходов, но и служащий одним из инструментов во внешней политике, признание того, что газовая корпорация допустила серьезные ошибки в стратегическом планировании, заставило бы многих совершенно иначе взглянуть на всю политику последних лет", – считает обозреватель.

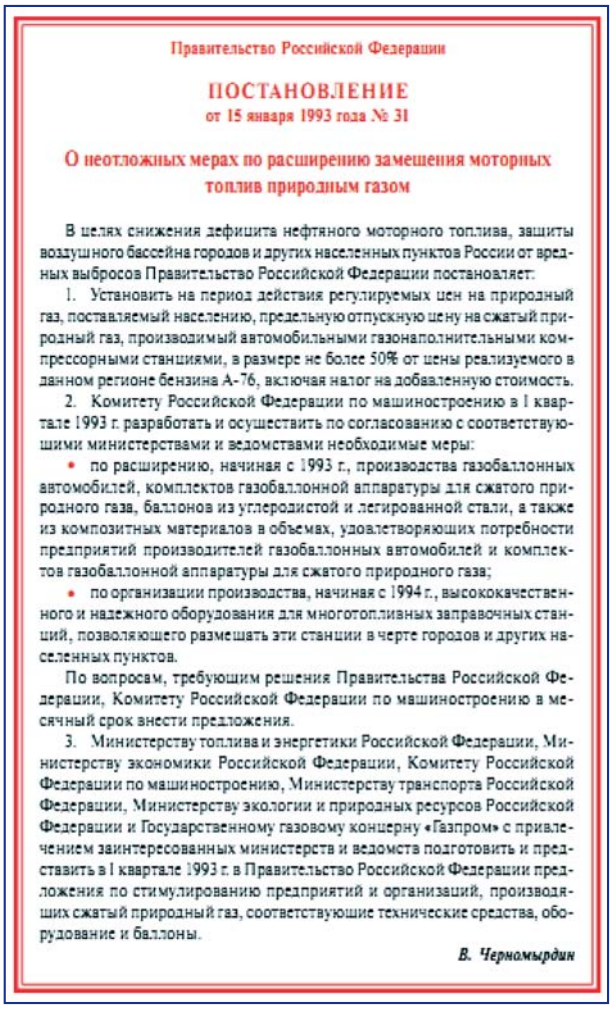
"Нефть России"

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:45:45

Color profile: Disabled
Composite Default screen

ВОПРОСЫ "ГАЗПРОМУ"

В. Дементьев, главный редактор журнала "АГЗК+АТ"



Правительство Российской Федерации

ПОСТАНОВЛЕНИЕ
от 15 января 1993 года № 31

О неотложных мерах по расширению замещения моторных топлив природным газом

В целях снижения дефицита нефтяного моторного топлива, защиты воздушного бассейна городов и других населенных пунктов России от вредных выбросов Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Установить на период действия регулируемых цен на природный газ, поставляемый населению, предельную отпускную цену на сжатый природный газ, производимый автомобильными газонаполнительными компрессорными станциями, в размере не более 50% от цены реализуемого в данном регионе бензина А-76, включая налог на добавленную стоимость.

2. Комитету Российской Федерации по машиностроению в I квартале 1993 г. разработать и осуществить по согласованию с соответствующими министерствами и ведомствами необходимые меры:

- по расширению, начиная с 1993 г., производства газобаллонных автомобилей, комплектов газобаллонной аппаратуры для сжатого природного газа, баллонов из углеродистой и легированной стали, а также из композитных материалов в объемах, удовлетворяющих потребности предприятий производителей газобаллонных автомобилей и комплектов газобаллонной аппаратуры для сжатого природного газа;
- по организации производства, начиная с 1994 г., высококачественного и надежного оборудования для многотопливных заправочных станций, позволяющего размещать эти станции в черте городов и других населенных пунктов.

По вопросам, требующим решения Правительства Российской Федерации, Комитету Российской Федерации по машиностроению в месячный срок внести предложения.

3. Министерству топлива и энергетики Российской Федерации, Министерству экономики Российской Федерации, Комитету Российской Федерации по машиностроению, Министерству транспорта Российской Федерации, Министерству экологии и природных ресурсов Российской Федерации и Государственному газовому концерну «Газпром» с привлечением заинтересованных министерств и ведомств подготовить и представить в I квартале 1993 г. в Правительство Российской Федерации предложения по стимулированию предприятий и организаций, производящих сжатый природный газ, соответствующие технические средства, оборудование и баллоны.

В. Черномырдин

В 80-х годах прошлого столетия правительство СССР, заботясь об улучшении здоровья своих граждан и думая об экономической целесообразности, приняло программу перевода автотранспорта на газомоторное топливо (ГМТ). Уже к 1986 г. на территории Советского Союза были введены в эксплуатацию более 360 АГНКС-500 и АГНКС-250.

Промышленность освоила выпуск газовой аппаратуры для перевода двигателей внутреннего сгорания на ГМТ. В широких масштабах начался перевод грузового автотранспорта на ГМТ на автотранспортных предприятиях.

После государственного переворота 1991 г. СССР прекратил свое существование, распавшись на самостоятельные государства. В России началась эра капитализма. Количество АГНКС сократилось до 220. Предприятия, выйдя из-под государственного контроля, стали разрушать созданную инфраструктуру, обеспечивавшую работу автотранспорта на ГМТ, снимать с автомобилей аппаратуру и возвращаться к использованию жидкого нефтяного топлива.

Делалось это, конечно, из меркантильных соображений. В хаосе первых лет становления рыночных отношений никому не было дела до государственных интересов, люди думали не о чистом воздухе, а о хлебе насущном.

В 90-х гг. прошлого столетия уже правительству капиталистического государства Россия помимо прочих государственных задач пришлось решать доставшиеся в наследство проблемы дефицита нефтяного моторного топлива и ухудшения экологической обстановки. В связи с этим выходит постановление правительства РФ от 15 января 1993 г. № 31 "О неотложных мерах по расширению замещения моторных топлив природным газом". Ниже публикуется текст этого документа.

Прошли первые 20 лет со дня выхода данного постановления. Что же изменилось за это время? Менялись президенты, премьеры, правительства. Изменился и "Газпром" – из правительственного концерна стал негосударственным открытым акционерным обществом, в нем сменился руководящий состав. И если внимательно прочитать приведенное выше постановление, то можно убедиться, что ни один пункт, кроме цены на КПГ, этого важного документа не выполнен. Причем, создавались различные комиссии, принимались решения, но все осталось на бумаге. Вспомним хронологию проведенных мероприятий.

В мае 2004 г. в Казани состоялось заседание Комиссии НП Российского газового общества по использованию природного и сжиженного (СУГ) нефтяного газа в качестве моторного топлива под председательством Б. Будзуляка. Комиссия констатировала:

1. Реализация КПГ в сравнении с 1998 г. в 2003 г. увеличилась на 20 %, построено 8 АГНКС (введено в действие).

2. В п. 2.6 было отмечено, что в постановлении РФ от 12.06.03 № 344 плата за использование наиболее чистого вида моторного топлива – природного газа – на 10 и 40 % соответственно превышает нормативы платы, установленной для бензина и сжиженного газа (СУГ).

3. В п. 5 постановления Комиссии решено одобрить проекты "Типового договора о сотрудничестве между администрацией республики (края, области) и ОАО "Газпром" по реализации мер, обеспечивающих широкое использование природного газа в качестве моторного топлива на автотранспортных средствах и сельскохозяйственной технике" и "Программы республики (края, области) по расширению использования КПГ как моторного топлива на автотранспортных средствах, сельскохозяйственной технике на 2004–2007 гг. и на период до 2020 г.", предусматривающие конкретизацию обязанностей сторон и объемы их инвестиций в проведение этих работ.

Комиссия не отметила, что построенные восемь АГНКС – это маломощные станции (всего на 40–60 запра-

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:45:56

Color profile: Disabled
Composite Default screen

вок в сут.), находящиеся в стадии экспериментальных отработок. **И в это же время в Санкт Петербурге было ликвидировано шесть АГНКС постройки 1984–1986 гг.** Чего, таким образом, стоит отмеченное "достижение" по увеличению реализации КПГ на 20 % за период в 5 лет?

10 февраля 2005 г. в Государственной Думе проведен "круглый стол" под эгидой Комиссии НП "РГО" по теме "О законодательной поддержке альтернативных видов топлива на транспортных средствах и сельскохозяйственной технике".

На заседании Комиссии принято решение (п. 3) рекомендовать рабочей группе Комитета по энергетике, транспорту и связи продолжить подготовку дополнений в Налоговый кодекс РФ, Федеральные законы "Об охране окружающей среды", "Об охране атмосферного воздуха" и предложений по внесению изменений в постановление правительства РФ от 12 июня 2003 г. № 344 "О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ...", предусматривающих стимулирование широкомасштабного перевода транспортных и иных средств на альтернативные виды моторных топлив.

Решено было также предложить ОАО "Газпром" при заключении договоров с регионами продолжить практику включения в них мероприятий по переводу регионального автотранспорта и других транспортных средств на альтернативные виды моторного топлива.

И каковы же результаты этого круглого стола? Что сделано по его предложениям? Почему не был поднят вопрос о застрявшем в Государственной Думе РФ проекте федерального закона "Об использовании альтернативных видов моторного топлива"?

В очередной раз мы видим, что время уходит, а никаких результатов нет.

И вновь 8 апреля 2005 г. в г. Касимов (Рязанская область) на открытии новой экспериментальной АГНКС заседает Комиссия по использованию природного и сжиженного нефтяного газа в качестве моторного топлива, и вновь принимается решение по итогам заседания, в котором опять одни рекомендации руководителям администраций субъектов РФ и руководителям комиссий о разработке и реализации мер по обеспечению интенсификации работ по использованию альтернативных видов моторного топлива.

20 октября 2005 г. в Туле проводится очередное совместное заседание комиссии правительства РФ и НП "РГО" по газомоторному топливу.

В постановляющей части снова звучит повторение решений предыдущих заседаний:

- рекомендовать руководителям администраций субъектов РФ (раздел 1, п. 1) совместно с ОАО "Газпром", НП "РГО" и НП "Национальная газомоторная ассоциация" разработать региональные, муниципальные и отраслевые программы использования природного газа в качестве моторного топлива;
- **п. 2 – при разработке программ предусматривать в первую очередь перевод транспортных средств предприятий и организаций, финансируемых из бюджетов различных уровней;**
- п. 4 – при разработке схем газификации регионов или муниципальных образований предусматривать дальнейшее развитие сети АГНКС и других средств заправки природным газом;
- разд. 4, п. 4 – просить администрации регионов РФ предоставить в ОАО "Газпром" исходные статистические данные по состоянию автомобильного транспорта и сельскохозяйственной техники по разработанным формам.

Опять ничего из принятых решений на практике не было выполнено.

Прошло еще полтора года и **13 апреля 2006 г.** в Москве в выставочном центре "Сокольники" собирается заседание круглого стола на тему "О проблемах использования газомоторного топлива в транспортном комплексе Московской области". В резолюции участников заседания, в частности, говорится о необходимости проведения следующих мер:

2.1. Возможность финансирования программ внедрения газомоторного топлива банковскими и коммерческими структурами, а также применения лизинга при закупке оборудования.

3. Активизировать работу по созданию региональных программ и целевых проектов по внедрению газовых моторных топлив.

5. Рекомендовать администрациям всех уровней содействовать расширению создания и эксплуатации транспортных средств, использующих газовые моторные топлива.

6. Развивать обеспечение потребителей и эксплуатирующих организаций информацией об опыте перевода АТС на газомоторное топливо. Учитывая социальную и экологическую значимость данного направления, необходимо на льготных приоритетных условиях обеспечить публикацию материалов по переводу автотранспорта на альтернативное газомоторное топливо.

7. Разработать единые требования к реконструкции производственно-технической базы предприятий, обеспечивающих безопасные условия эксплуатации и технического обслуживания транспортных средств на газовом топливе.

9. Расширять сеть АГНКС, в том числе за счет компактных и мобильных заправочных комплексов.

10. Разработчикам и производителям обеспечить внедрение в производство новых разработок и технологий, направленных на улучшение потребительских и экологических качеств газоиспользующей техники.

Решения хоть и верные, но не имеют законодательного статуса и поэтому никем не выполняются.

Например, в Московской области имеется 19 АГНКС-500 и АГНКС-250. Из них девять размещены на Московской кольцевой автодороге (МКАД). На них заправляются ГМТ московские автобусы, грузовой и легковой транспорт, а также транзитный автотранспорт из регионов. На АГНКС-1 на Каширском шоссе заправляется междугородный транспорт из Рязанской области (прямой маршрут Москва–Касимов–Рязань). Все 19 АГНКС принадлежат ООО "Мосавтогаз".

"Мосавтогаз" принадлежал, как дочернее предприятие, ОАО "СГ-Транс" и в 2006 г. был приватизирован. Большая часть АГНКС была реконструирована и с помощью АГЗС превращена в многотопливные МАЗС.

В декабре 2006 г. организации, имеющие финансовые отношения с ООО "Мосавтогаз", получили информационное письмо с извещением о том, что ООО "Мосавтогаз" обанкротилось (а это 19 АГНКС!), и все дела надо вести с управляющей компанией. В настоящее время редакции неизвестно, как проходит процесс банкротства и будут ли АГНКС сохранены, но работают с КПГ только три станции.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:45:57

Color profile: Disabled
Composite Default screen

20 сентября 2006 г. в Москве в МВЦ "Сокольники" состоялось совместное заседание комиссий правительства РФ и НП "РГО" по использованию КПГ в качестве моторного топлива. За 19 лет, прошедших со дня принятия постановления от 15.01.1993 г. № 31, было принято много других решений, постановлений, распоряжений (в том числе в 2004 г. и поручение Президента РФ В. Путина правительству РФ об ускорении применения газомоторного топлива в сельскохозяйственной технике) различными органами на разных уровнях, но все оказалось всего лишь демагогией. К настоящему времени ни одно распоряжение или решение, ни одна программа не были реализованы.

В то время, когда во всех странах мира государственные руководители думают об экологических интересах и о сохранении нефтяных ресурсов, издают множество законов, стимулирующих применение альтернативных видов топлива на автотранспорте, и в первую очередь природного газа, в России государственная власть, региональные властные органы совершенно не думают об интересах страны, ее народа.

Вполне очевидное нежелание исполнительной власти способствовать развитию применения газомоторного топлива базируется на личных интересах определенных группировок и лоббирование тех, кого развитие газомоторной отрасли (институтов, лабораторий, заводов и газозаправочных комплексов, работающих над совершенствованием двигателей внутреннего сгорания, питающихся газовым топливом, и самого топлива) может ударить по карману, стать для них конкурентом – ведь газ украсть невозможно. Личные интересы явно доминируют над государственными.

Но, несмотря на отсутствие государственной поддержки, газомоторное топливо в России пробивает себе дорогу. Во всех регионах строятся АГЗС – их уже почти 6000. На этих станциях транспорт заправляется сжиженным углеводородным газом (СУГ). На этом топливе эксплуатируются более 1,2 млн легковых и грузовых автомобилей, работают тысячи стационарных двигателей (электрогенераторы, компрессоры и т.п.). Но СУГ – это продукт нефтепереработки, это пропан-бутановые смеси, которые, помимо прочего, являются важнейшим сырьем химической промышленности и сжигание его в двигателях внутреннего сгорания не лучший вариант его использования.

В настоящее время во многих странах мира интенсивно идет перевод автотранспорта на КПГ.

В нашей стране КПГ тоже используется. Имеется необходимая нормативная база по его применению. Российские предприятия выпускают оборудование для АГНКС и аппаратуру для установки на двигатели внутреннего сгорания. На автозаводе "КамАЗ" начат серийный выпуск газовых двигателей. Из-за рубежа поступает и сертифицируется импортное оборудование. Имеются также инвесторы, строящие и желающие строить АГНКС.

Многие российские фирмы занимаются установкой аппаратуры для КПГ на автомобили. Казалось бы, все необходимое есть, однако, почему развитие применения КПГ отстает от темпов развития СУГ?

Не секрет, что оборудование и аппаратура для КПГ в 2–3 раза дороже, чем для СУГ. В целях скорейшего распространения КПГ не помешали бы государственные льготы для снижения стоимости перевода транспорта на этот вид топлива. Сам КПГ дешевле СУГ на 15–20 %, что весьма положительно сказывается на его экономичности, поэтому применение КПГ хоть и медленно, но все же растет.

Главным препятствием быстрого расширения применения КПГ является неопределенность, с которой сталкиваются предприниматель, желающий построить АГНКС на свои средства, и владелец автотранспорта.

Например, предприниматель, намеревающийся построить АГНКС, должен обязательно обращаться в ОАО "Газпром" со следующими запросами: получить лимит на газ и разрешение на врезку в газопровод.

ОАО "Газпром" – это многоступенчатая бюрократичная организация. Предпринимателю предстоит пройти через всю цепочку согласований, начиная от верхней инстанции и кончая дочерними организациями "Газпрома". Сегодня нет законодательно прописанного регламента для этой процедуры, так же как нет и внутреннего регламента в самом "Газпроме" – как и в какие сроки предоставлять ответы предпринимателю на его запросы, и в особенности четко прописать те причины, по которым возможен отказ.

В процессе прохождения инстанций необходимо решать технические и, главное, ценовые вопросы по отпуску газа на АГНКС для производства КПГ. И вот тут все зависит, к сожалению, от конкретного газпромовского чиновника. Ответ будет формироваться не на основе государственных интересов, а на основе личного понимания чиновником вопроса и его отношения к делу. Надо иметь огромное упорство и терпение, заручиться поддержкой местной и региональной администрации, а также потратить значительные средства (еще до начала выполнения проекта), чтобы через год-два получить положительное решение на то, что вот в этом месте вам разрешено сделать врезку в газопровод, что вам дан такой-то лимит на отбор газа и обойдется он вам в такую-то сумму. Не каждый способен решиться пройти такой путь от начала и до конца.

Сегодня ОАО "Газпром" является единственным монополистом на газопроводы, на газ, на продажу газа. Эта крупнейшая российская компания, заключая договоры и соглашения с регионами, включает в них пункты о содействии развитию применения КПГ в качестве моторного топлива, но ни в одном из них не оговаривается, кому и на каких условиях дается право строить АГНКС, из какого лимита отпускать газ и по какой цене.

В ОАО "Газпром" неоднократно принимались различные решения о развитии применения газомоторного топлива, в том числе и по собственным предприятиям, но даже в своей системе КПГ не получил еще должного развития.

На совместном заседании комиссий правительства РФ И НП "РГО" 20.09.2006 г. был представлен проект целевой комплексной программы "Развитие газозаправочной сети и парка техники, работающей на природном газе", разработанный в ОАО "Газпром" и предусматривающий строительство 200 новых АГНКС. И такая программа в 2007 г. была принята. Компания "Газпром" очень богата, но даже ей не под силу построить такое количество АГНКС в короткий срок и – выполнение программы сорвано.

Комиссии рекомендовали руководителям администраций субъектов Российской Федерации:

- рассматривать перевод техники на использование природного газа как практическую меру реализации на региональном уровне национальных проектов в области

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:45:57

Color profile: Disabled
Composite Default screen

здравоохранения и развития агропромышленного комплекса;

- начать практическую реализацию положений о расширении использования природного газа в качестве моторного топлива, включенных в соглашения о сотрудничестве с ОАО "Газпром";
- оказывать содействие предприятиям, ведущим строительство объектов газомоторного бизнеса.

ОАО "Газпром" рекомендовано предусматривать в балансе поставок газа потребителям на 2007 и последующие годы поставки газа, как моторного топлива, в объемах, обеспечивающих потребности действующих и вновь вводимых АГНКС независимо от отраслевой подчиненности и форм собственности.

Из предложенных рекомендаций видно, что в проекте не учтены те вопросы, которые поставлены в настоящей статье. Указанная программа без конкретизации вновь является очередным невыполнимым документом.

При строительстве АЗС количество годовой потребности в жидком моторном топливе определяется проектной мощностью будущей станции. Фактический расход определяется количеством проданного топлива в зависимости от наличия заправляющегося транспорта. Для АГНКС необходимо принять такое же правило, и при предоставлении будущему владельцу станции лимита на газ требовать от него сведения только о производительности проектируемой станции.

Строительство АГНКС частными инвесторами невозможно заранее спланировать на определенный период. В комплексной программе заложено строительство 200 АГНКС малой и большой производительности. Усредненная цифра дает объем необходимого количества резервного газа, подаваемого в систему газопроводов. При этом невостребованный на АГНКС газ всегда может быть реализован на другие нужды. При такой системе новые АГНКС и повышающие свою производительность действующие станции всегда будут гарантированно иметь газ.

Сегодня технология получения СПГ в малых количествах на АГНКС уже достаточно хорошо отработана. СПГ востребовано не только в ЖКХ, но и на автотранспорте. Сельскохозяйственную технику легче заправлять в поле не с помощью ПАГЗ, а заправщиком СПГ. Кроме этого, оборудование для СПГ легче, чем для КПГ, при работе на СПГ увеличивается пробег автомобиля и т.д.

От АГНКС до АГНКС могут быть большие расстояния без газопроводов, в этом случае между ними необходимо располагать промежуточные станции, работающие на регазифицированном СПГ. Заправка железнодорожного транспорта и стационарных ДВС – для всего этого также возможно применение СПГ, получаемое на АГНКС.

Следовательно, в региональных программах следует учитывать дополнительный объем газа, который пойдет на производство СПГ, а в **регламенте получения разрешений на врезку и лимит на газ предусмотреть безотказное положительное решение.**

ОАО "Газпром", согласно Киотскому протоколу, начало торговлю с западными странами квотами на выброс загрязняющих веществ в атмосферу. Известно, что выбросы от автотранспорта составляют основную долю загрязнений атмосферы. Чем больше двигателей внутреннего сгорания будет переведено на газомоторное топливо, тем больше квот "Газпром" может продавать, тем больше он должен быть заинтересован в максимально скором выполнении своей и региональных комплексных программ.

Хорошо, если наши законодатели когда-нибудь примут "Закон о применении газомоторного топлива", и для участников автогазозаправочного рынка, для всей отрасли появятся различные льготы, но пока это все лишь из области мечтаний. И хорошо, что есть решительные люди, понимающие, что применение природного газа в качестве моторного топлива не только полезно с точки зрения защиты здоровья людей, но и выгодно с точки зрения бизнеса. А как же быть с существующими проблемами вхождения в этот бизнес? Вот именно тут "Газпром" и может своей волей решить многие проблемы и открыть зеленый свет развитию применения газомоторного топлива. Нужна лишь воля руководства ОАО "Газпром" (или Президента РФ). Эта компания имеет такие колоссальные средства, располагает таким количеством газа, что расход этого ресурса для нужд АГНКС, сколько бы их не появилось в ближайшее десятилетие, никак не отразится на прибылях акционеров "Газпрома".

А ведь именно непомерная жажда получения прибыли с каждого кубометра газа не позволяет дать приемлемую для развития газомоторного бизнеса цену на газ для АГНКС. И не без подачи известных заинтересованных лиц Федеральная служба по тарифам выражает недовольство ценой газомоторного топлива. "Цены на газ для машин сегодня занижены, – сказал корреспонденту газеты "Аргументы и Факты" (№ 1–2 2007 г.) глава Федеральной службы по тарифам С. Новиков. – Поэтому тариф на метановую смесь может быть увеличен". Если при такой высокой стоимости оборудования АГНКС, земли, коммуникаций, аппаратуры для ДВС еще и повышать цену на отпускаемый для АГНКС газ, то кто же решит взяться за выполнение программы перевода автотранспорта на КПГ? Ведь подобные заявления ответственных государственных служащих могут отпугнуть сегодняшних смельчаков.

Все страны мира в большей или меньшей степени переходят на газомоторное топливо. Многие автопроизводители налаживают серийный выпуск автомобилей на газовом топливе.

Европа ужесточает экологические требования. Недалек тот день, когда в Европу не пустят грузовой автотранспорт, работающий на жидком моторном топливе, а из Европы в Россию не поедут грузовики из-за отсутствия возможности заправляться КПГ. Хотят того наши законодатели или не хотят, но решать этот важнейший государственный вопрос (точнее будет сказать – межгосударственный) им придется в максимально положительную сторону.

В завершение данной статьи редакция обращается к руководству ОАО "Газпром" с вопросами:

1. Могут ли сегодня частные инвесторы получить доступ к газопроводу для подключения АГНКС?

2. Будет ли им дан лимит или безлимитное получение газа для работы АГНКС?

3. Будет ли для частных АГНКС сохранен тариф на отпускаемый газ для целей производства газомоторного топлива, какой существует для действующих сегодня АГНКС, принадлежащих ОАО "Газпром"?

Редакция выбрала только четыре этих вопроса из тех, которые задают нам наши читатели, и надеется, что сможет опубликовать официальный консолидированный ответ членов правления ОАО "Газпром", который поставит точку в решении проблемы: заниматься КПГ частному бизнесу или нет.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ^. 14:45:58

Color profile: Disabled
Composite Default screen

ПРИМЕНЕНИЕ КРИОГЕННЫХ СПГ-ТЕХНОЛОГИЙ В ПЕРЕРАБОТКЕ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ

Ю. Горбатский, вице-президент ЗАО "ПРОМСВЯЗЬКАПИТАЛ", канд. техн. наук,
В. Передельский, главный специалист ОАО "Криогенмаш",
А. Довбиш, ст. научн. сотр. ОАО "Криогенмаш", канд. техн. наук,
Р. Дарбинян, ст. научн. сотр. ОАО "Криогенмаш", канд. техн. наук,
А. Ляпин, начальник сектора ОАО "Криогенмаш"

Сжиженный природный газ (СПГ) по праву называют энергоносителем XXI века. Его более 30 лет широко используют для межконтинентальной транспортировки газа, прежде всего в страны, не имеющие своей газодобычи. Общеизвестны его экономические и экологические преимущества, которые обусловливают применение криогенных СПГ-технологий в транспорте, газификации удаленных от газовых магистралей населенных пунктов, автономной миниэнергетике [1–4]. Поэтому на разных уровнях формируются программы по развитию таких СПГ-технологий. Для реализации этих программ в России предусматривается использование криогенного оборудования, производимого отечественными машиностроительными предприятиями и, прежде всего, ОАО "Криогенмаш".

Актуальность переработки попутных нефтяных газов (ПНГ)

Все еще остается привычным, когда рядом с установками нефтедобычи и сепарации нефти, как правило, горят факелы ПНГ – ценного высококалорийного углеводородного сырья. Сжигание попутного газа в факелах приводит не только к огромным потерям этого сырья, но и способствует глобальному разрушению экосистемы Земли из-за выбросов в атмосферу углекислого газа и окислов азота.

Инициаторы проекта Федерального закона "О регулировании использования нефтяного попутного газа" [5] утверждают, что в настоящее время в России только около 40 % ПНГ подвергается переработке с целью получения сырья для нефтехимических предприятий и сжиженного нефтяного газа для населения. Еще 40 % сжигается без переработки в котельных, на ГРЭС или автономных ТЭС для собственных нужд, а 20 % уничтожается на промыслах путем сжигания в открытых факелах.

Основные причины сжигания ПНГ в факелах:

- низкая заинтересованность в утилизации ПНГ, связанная с непродуманной ценовой политикой, в соответствии с которой его цена колеблется от 73 до 442 руб. за 1000 м^3 [6];
- отсутствие или нецелесообразность создания соответствующей инфраструктуры для транспортирования газа, которая должна включать трубопроводы и компрессорные установки.

Первая стадия переработки ПНГ происходит, как обычно, на площадке сбора газов, оснащенной установками комплексной переработки газа с получением стабильного конденсата по ОСТ 51.65–80 и осушенного природного газа по ОСТ 51.40–93. При этом стабильный конденсат доставляется на нефтегазопереработку автомобильным или железнодорожным транспортом. Проблема же транспортировки выделяемого природного газа может быть решена с помощью трубопроводного транспорта, что часто не является экономически обоснованным решением вследствие необходимости строительства дорогостоящих трубопроводов, или внедрением новых технологий, к одной из которых следует отнести криогенную СПГ-технологию. Использование этой технологии позволит после сжижения природного газа отправлять его потребителям железнодорожным или автомобильным транспортом, как и стабильный конденсат, но с применением криогенных средств доставки [7].

СПГ, как продукт переработки ПНГ, может найти широкий сбыт как на внутреннем рынке, так и внешнем по ценам 120–210 долл. США за 1 т. Это, например, уже делается в России в результате реализации таких программ ОАО "Газпром", как газификация Ленинградской области и продажа СПГ за рубеж (Финляндия) [3, 4].

Характеристики и технологические особенности криогенного комплекса

Криогенные технологии реализуются в компактном блочном оборудовании, большей частью размещаемом на открытой площадке, не требующей значительных строительно-монтажных работ. Используемые в них процессы поддаются полной автоматизации, что позволяет существенно снизить эксплуатационные расходы.

Техническую сущность предлагаемой технологии проиллюстрируем конкретным примером соз-

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:45:58

Color profile: Disabled
Composite Default screen

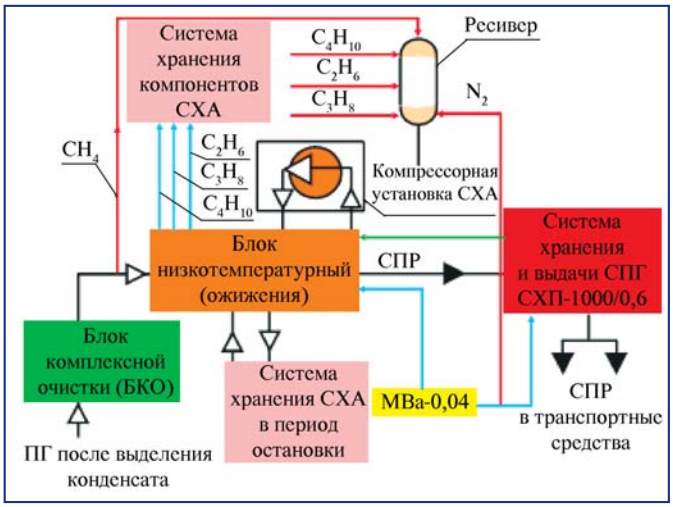


Рис. 1. *Структурная схема криогенного комплекса переработки попутных нефтяных газов с установкой ОП-6:*
► – основные потоки жидких и газо- или парообразных продуктов, соответственно; ➔ – потоки компонентов СХА

дания криогенного комплекса для производства СПГ объемом 6 т/ч.

Структурная схема криогенного комплекса по производству, хранению и заправке СПГ в транспортные средства была разработана нами для технико-экономического обоснования внедрения криогенного комплекса и СПГ-технологий на ООО "Лукойл-Нижневолжскнефть" (Волгоград). Указанное обоснование было выполнено ОАО "Гипрогазоочистка" (Москва) как вариант полной утилизации попутных нефтяных газов ряда нефтяных месторождений Волгоградской области.

Структурная схема комплекса представлена на рис. 1. В состав оборудования комплекса входят:

- блок комплексной очистки и осушки (БКО);
- установка ОП-6, которая в свою очередь включает блок ожижения природного газа производительностью 6 т/ч СПГ;
- компрессорное оборудование;
- вспомогательное оборудование;
- система хранения и заправки сжиженного природного газа СХП-1000/0,6;
- система автоматического контроля и управления (АСКУ).

Работа комплекса организуется следующим образом. Исходный ПНГ после компримирования до давления 5,0 МПа и отделения основной части конденсата углеводородов и воды в виде природного газа (ПГ), соответствующего ОСТ 51.40–93, поступает в блок подготовки газа (БКО), где очищается от механических примесей, CO_2 и осушается. Из БКО природный газ выходит осушенный (до состояния насыщения парами воды, соответствующего температуре "точки росы" –70 °С) и очищенный от CO_2 до остаточного содержания 50 ppm, который далее направляется в низкотемпературный блок ожижения. В этом блоке происходит ожижение ПГ в дроссельном цикле на базе циркуляции смешанного хладагента (СХА), состоящего из азота, метана, этана, пропана и бутанов в определенной пропорции. Для сжатия СХА используются специальные компрессоры без смазки рабочих полостей с электро- или газопоршневым приводом.

С учетом того, что в перерабатываемом газе имеется некоторое количество этана, пропана и бутанов, блок ожижения комплектуется узлом ректификации, позволяющим использовать эти компоненты в качестве составных частей СХА для дозаправки установки, поддержания на неизменном уровне его оптимального состава и подпитки с целью компенсации утечек из компрессоров. Излишки этана, пропана и бутанов могут нарабатываться в комплексе и выдаваться в качестве продуктов. Для подпитки СХА азотом, а также проведения технологических продувок и "полосканий" оборудования в периоды пусков и остановок в составе комплекса предусмотрена мембранная азотная установка МВа-0,04 производительностью до 40 нм^3/ч азота с концентрацией до 98 % и давлением до 1,2 МПа.

СПГ из установки ОП-6 направляется в систему хранения СХП-1000/0,6 объемом 1000 м^3 и с рабочим давлением 0,6 МПа, базирующуюся на четырех горизонтальных резервуарах РЦГП-250/0,6 заводского изготовления с экранно-вакуумной изоляцией. Из систем хранения ведется заправка транспортных средств СПГ. Пары, возникающие в процессе захолаживания резервуаров при первой заправке и при хранении СПГ, возвращаются в блок ожижения для рекуперации холода и последующей утилизации. В качестве транспортных средств наиболее целесообразно использовать цистерны-контейнеры объемом 35 м^3 марки КЦМ-35/0,6 (на базе 40-футового контейнера ISO) или объемом 16 м^3 марки ЦТП-16/0,8 (на базе 20-футового контейнера ISO) производства соответственно ОАО "Уралкриомаш" (г. Нижний Тагил) и ОАО "Криогенмаш".

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 °. 14:46:06

Color profile: Disabled
Composite Default screen

Управление оборудованием криогенного комплекса осуществляется с помощью автоматизированной системы контроля и управления (АСКУ).

Основной частью установки ОП-6 является блок ожижения ПГ, в котором при реализации криогенных процессов происходит его охлаждение и конденсация.

Наибольшее применение в производстве СПГ получили дроссельные и детандерные циклы. Особое внимание при выборе вариантов уделяется, как правило, дроссельным циклам в связи с их простотой и надежностью. Нами за основу также взят дроссельный цикл, называемый однопоточным [8, 9]. Хладагентом в этом цикле является СХА, который представляет собой смесь азота и углеводородов от CH_4 (метана) и до *z*- и *n*-C_4H_{10} (бутанов).

Дроссельные циклы с СХА строятся как двух- или однопоточные с различным количеством дроссельных ступеней. К преимуществам дроссельных циклов на СХА следует отнести наличие одной компрессорной установки и отсутствие другого холодильного и машинного оборудования, например, детандеров, что ведет к удешевлению оборудования и повышению надежности установки в целом. Однако указанные циклы не лишены следующих недостатков:

- сложная гидрогазодинамика обратных потоков основных теплообменников, которая должна учитываться при обеспечении равномерного распределения двухфазных потоков по каналам;
- сложность создания и поддержания оптимального состава СХА как в период первоначального пуска установки, так и во время работы установки, что связано с его утечками через уплотнения циркуляционного компрессора.

Информацию о циклах и схемах ожижения и их основных характеристиках можно получить из [8–12].

При проведении анализа были выполнены расчеты схем ожижения с однопоточным дроссельным циклом на СХА и тремя дроссельными ступенями, схемы на СХА с одной дроссельной ступенью (цикл "PRICO"), схемы с детандерным холодильным циклом и предварительным охлаждением на природном газе при следующем составе (% об.):

N_2 – 1,20; CH_4 – 94,055; C_2H_6 – 2,53; C_3H_8 – 1,23; *i*-C_4H_{10} – 0,24; *n*-C_4H_{10} – 0,6; *i*-C_5H_{12} – 0,14; CO_2 – 0,005.

Давление принималось равным 5,0 МПа.

Как показали расчеты, удельные энергозатраты в схеме с детандерным циклом на 12 %, а в схеме с циклом "PRICO" на 23 % выше, чем в схеме на СХА с тремя дроссельными ступенями.

Схема, базирующаяся на дроссельном цикле с СХА и тремя дроссельными ступенями, по сравнению с рассмотренными схемами, обладает более высокой надежностью в эксплуатации. Конкретно, в сравнении с детандерным циклом, это обусловлено, как уже отмечалось, меньшим количеством эксплуатируемого машинного оборудования, так как в схему с детандерным циклом, кроме циркуляционного компрессора, входят холодильная машина и сложный в создании и эксплуатации двухступенчатый турбодетандер – компрессорный агрегат (ТДКА). Схема с циклом "PRICO", помимо более высоких энергозатрат, нуждается в большей поверхности теплообмена (в 1,6 раза). Кроме этого, в схеме с циклом "PRICO" возможно выпадение кристаллов бутанов [13].

Выполненные расчеты и анализ имеющихся технических решений позволили для дальнейшей разработки принять за основу схему блока ожижения установки ОП-6 с включенным в ее состав однопоточным дроссельно-компрессорным циклом со смешанным хладагентом и тремя дроссельными ступенями.

Принципиальная схема блока низкотемпературного криогенного комплекса представлена на рис. 2.

Работа блока осуществляется в следующем порядке.

Очищенный ПГ из блока комплексной очистки и осушки природного газа поступает в блок ожижения, где последовательно охлаждается в теплообменниках Т-1 до температуры 208 К (*2*) и Т-2 до температуры 204 К (*3*), при которой мольная доля жидкости в потоке составляет 0,1, и затем направляется в сепаратор С-3. Из сепаратора широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) направляется в узел ректификации, а пар (*23*) – на охлаждение и конденсацию в теплообменник Т-3. В теплообменник Т-3 поступает также обогащенный метаном поток из деметанизатора ДМ, который после охлаждения и конденсации дросселируется вентилем Др-5, смешивается с основным потоком сжиженного ПГ и подается в хранилище СПГ.

Охлаждение и конденсация прямых потоков СХАи ПГ выполняются обратным потоком СХА. Поясним более подробно работу циркуляционного контура СХА.

Поток СХА низкого давления с $P = 0,25$ МПа (*6*) поступает на вход компрессора, в котором сжима-

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:46:06

Color profile: Disabled
Composite Default screen

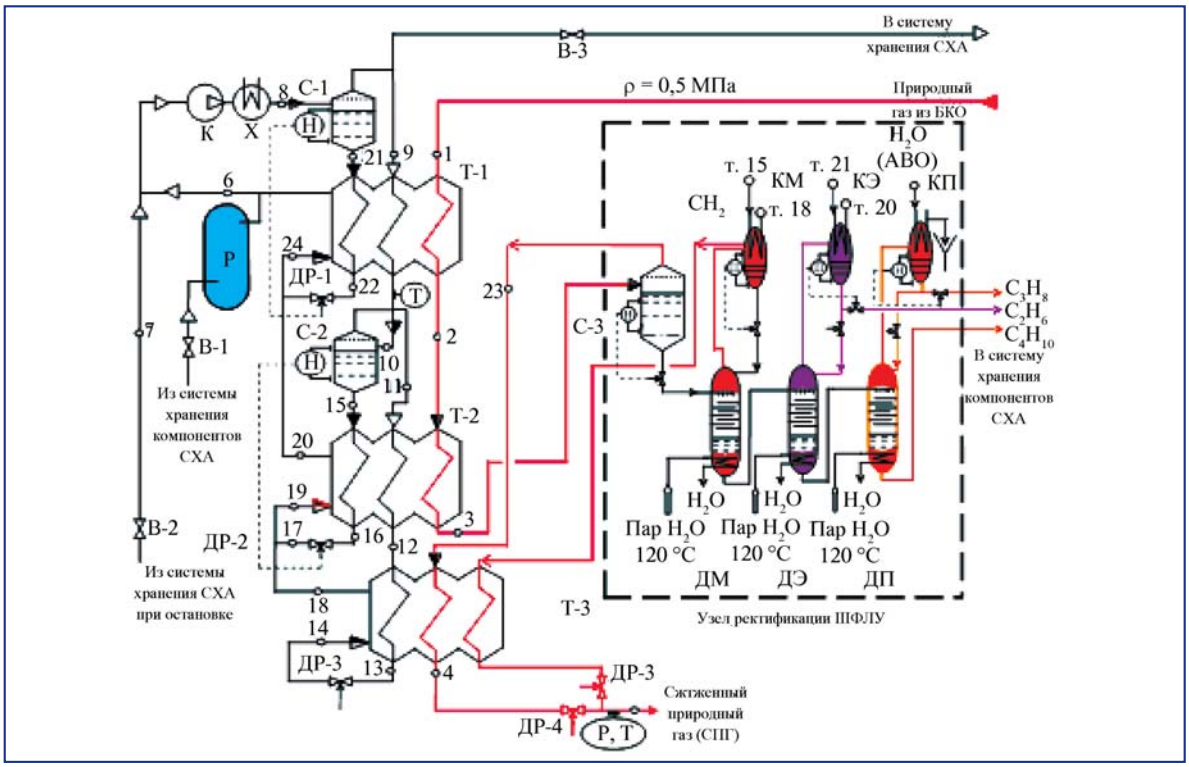


Рис. 2. *Принципиальная схема блока низкотемпературного криогенного комплекса:*
К – компрессор СХА ($P_{вс}$ = 0,25 МПа; $P_{нагн}$ = 4,25 МПа); Х – концевой холодильник; Р – ресивер на всасывании СХА; Т – теплообменник; С – сепаратор; ДМ – колонна деметанизатора; ДЭ – колонна деэтанизатора; ДП – колонна депропанизатора; КМ – метановый конденсатор; КЭ – этановый конденсатор; КП – пропановый конденсатор; Др – дроссельный клапан; В – запорный вентиль

ется до давления 4,25 МПа и охлаждается в его концевом холодильнике до температуры 300 К (*8*).

При этих параметрах в потоке СХА образуется значительная часть жидкости, состоящая преимущественно из "тяжелых" компонентов – пропана и бутанов. Поток с параметрами (*8*) поступает в сепаратор С-1. Жидкость на выходе из сепаратора (*21*) делится на две части: небольшая часть в качестве хладоносителя подается в конденсатор деэтанизатора КЭ, а основной поток (*21*) – в Т-1, где охлаждается до температуры 208 К (*22*), дросселируется вентилем Др-1, смешивается с потоками из Т-2 (*20*) и конденсатора деэтанизатора КЭ (*20*). После этого двухфазный обратный поток (*24*) направляется в теплообменник Т-1, где испаряется, нагревается, охлаждая прямые потоки, и поступает на вход компрессора СХА(*6*). Поток пара из сепаратора С-1 (*9*) подается в Т-1, где частично конденсируется в нем и охлаждается до температуры 208 К (*10*), а затем поступает в сепаратор С-2. Жидкость из сепаратора (*15*) делится на два потока.

Небольшая часть в качестве хладоносителя идет в конденсатор деметанизатора КМ, а основной поток (*15*) направляется на охлаждение в Т-2 до температуры 150 К (*16*), дросселируется вентилем Др-2, смешивается с потоками из Т-3 (*18*) и конденсатора деметанизатора КМ (*18*). Далее двухфазный поток (*19*) поступает в теплообменник Т-2, где испаряется, нагревается, охлаждая прямые потоки, и направляется на вход теплообменника Т-1 (*20*).

Поток пара из сепаратора С-2 (*11*) охлаждается в теплообменнике Т-2 до температуры 150 К (*12*) и далее в Т-3 до температуры 107 К (*13*), а затем, после дросселирования вентилем Др-3 подается в качестве обратного потока в Т-3 (*14*), где испаряется, нагревается (*18*), охлаждая прямые потоки, и направляется в Т-2.

Работа узла ректификации происходит следующим образом. ШФЛУ из сепаратора С-3, отделяемая при температуре 150 К, дросселируется до давления 3,0 МПа и поступает в среднюю часть

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:46:17

Color profile: Disabled
Composite Default screen

ректификационной колонны деметанизатора ДМ. В процессе ректификации из нижней части колонны отводится жидкость, содержащая в основном этан с высшими углеводородами (C_{2+} высшие), а из верхней части – пар, состоящий в основном из метана и азота.

Пар из колонны ДМ подается на охлаждение и конденсацию в теплообменник Т-3, где охлаждается до температуры 107 К, дросселируется и в качестве СПГ поступает в хранилище. Жидкость из колонны ДМ разделяется в ректификационной колонне деэтанизатора ДЭ. Конденсатор деметанизатора КМ охлаждается частью фракции СХА (*15*), а испаритель деметанизатора нагревается водяным паром. В деэтанизаторе ДЭ поток разделяется на жидкость, отбираемую из нижней части колонны и состоящую, в основном, из пропана с высшими углеводородами (C_{3+} высшие), и жидкую этановую фракцию (C_2H_6), отбираемую из верхней части колонны, которую направляют в систему хранения компонентов СХА. Конденсатор деэтанизатора КЭ охлаждается частью фракции СХА (*21*), а испаритель деэтанизатора греется водяным паром. Жидкость из нижней части деэтанизатора ДЭ дросселируется до давления 1,7 МПа и направляется на орошение колонны депропанизатора ДП. В депропанизаторе поток разделяется на жидкость, отбираемую из нижней части колонны и состоящую в основном, из бутанов и остатков высших углеводородов (C_{3+} высшие), и жидкость, отбираемую из верхней части колонны, состоящую в основном из пропана. После охлаждения этих потоков до температуры, близкой к окружающей среде, продукты "Пропан" и "Бутаны+высшие" направляются в систему хранения компонентов СХА.

Конденсатор депропанизатора и продуктовый пропан могут охлаждаться водой или воздухом в аппаратах воздушного охлаждения. Окончательный выбор теплоносителя определяется на стадии рабочего проектирования. Испаритель депропанизатора нагревается водяным паром.

Уровень в сепараторе С-1 поддерживается регулятором с помощью дросселя Др-1, в сепараторе С-2 – регулятором уровня с помощью дросселя Др-2. С помощью дросселя Др-4 (расход природного газа) также регулируется и затем устанавливается неизменным соотношение расходов СХА/природный газ. Оптимальные промежуточные и конечная температуры СПГ поддерживаются изменением состава СХА.

Основные режимы работы установки включают: заполнение объемов оборудования рабочими средами; пуск установки; временная остановка и пуск после временной остановки; полная остановка с отогревом.

Отметим некоторые особенности указанных режимов работы.

1. Заполнение объемов оборудования рабочими средами. В период первоначального пуска установки необходимо заменить воздух, находящийся в трубопроводах и аппаратах, на рабочие среды. Выполняется эта операция заменой воздушной среды на азотную и затем заменой азотной среды на рабочие: природный газ и СХА. Окончание каждой операции смены среды подтверждается газоанализом.

2. Пуск установки включает заполнение циркуляционного контура компонентами СХА с одновременным захолаживанием аппаратов блока ожижения, получением нужного состава СХА и выходом на режим сжижения ПГ.

3. Временная остановка и пуск после временной остановки. При временной остановке важно сохранить компоненты СХА. Для этой цели служит система хранения СХА. После временной остановки основным источником СХА является система его хранения. Для окончательной коррекции состава СХА используются чистые компоненты из системы хранения отдельных компонентов

4. Полная остановка с отогревом. При полной остановке установки осуществляется слив остатков жидкостей из аппаратов, отогрев оборудования путем продувки чистым теплым ПГ, удаление рабочих сред из полостей установки с их заменой на азотную среду.

Проблемным оборудованием установки являются многопоточные теплообменники с распределителями двухфазных потоков по каналам. Наиболее оптимальным представляется решение укомплектовать установку ОП-6 пластинчато-ребристыми многопоточными теплообменниками фирмы "Chart" (Висконсин, США), скомпонованными в единый блок. Компрессорное оборудование СХА предполагается создать на базе поршневых машин с электроприводом фирмы "Dresser Rand" (Германия) или аналогичным с газопоршневым приводом фирмы "Ariel" (США).

Основные характеристики установки ОП-6 приведены ниже в таблице.

Компоновка блока ожижения установки ОП-6 представлена на рис. 3.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:46:18

Color profile: Disabled
Composite Default screen

Таблица

Характеристики установки ОП-6

Параметры	Значения
1. Природный газ на входе в блок ожижения	
расход, нм^3/ч	8500
температура, К	300
давление, МПа	5,0
влажность (температура "точки росы" по H_2O)	–70 °С
содержание CO_2, ppm	≤ 50
2. Циркуляционный поток СХА:	
расход, нм^3/ч	22 500
температура на входе, К	300
давление на входе, МПа	4,25
температура на выходе, К	290
давление на выходе, МПа	0,25
3. Производительность по продуктам, кг/ч	
СПГ	6148
этан (97,5 % об.)	95
пропан технический (ГОСТ 20448–90)	133
бутан технический (ГОСТ 20448–90)	190
4. Потребляемая мощность компрессорным оборудованием (два компрессора "Dresser Rand", ФРГ), кВт	3114
5. Расчетные удельные энергозатраты кВт·ч/кг СПГ	0,507

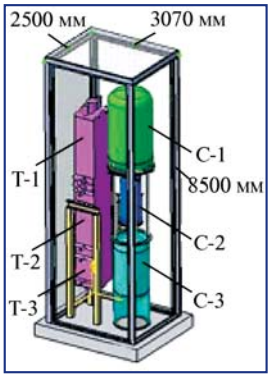


Рис. 3. *Внешний вид блока ожижения установки ОП-6*

Заключение

Результаты разработки ТЭО для ООО "Лукойл-Нижневолжскнефть" использовались для технико-экономических расчетов. Было показано, что инвестиции в криогенный комплекс СПГ окупятся в течение 3–4 лет.

В условиях рыночных отношений, когда появилась заинтересованность в максимальном использовании принадлежащих владельцам сырьевых потенциалов, внедрение криогенных СПГ-технологий, базирующихся на отработанных технических решениях и оборудовании может дать возможность нефтяникам получать значительные доходы от полной переработки ПНГ.

Попутные нефтяные газы являются ценным углеводородным сырьем, их переработка на месте выделения и последующая реализация товарных компонентов сулят получение дополнительной прибыли, соизмеримой с прибылью от реализации продуктов переработки нефти. В связи с этим может представлять интерес вложение средств финансовых организаций в выполненную нами перспективную разработку.

По материалам журнала "Технические газы"

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Горбатский Ю., Домашенко А., Передельский В., Скородумов Б.** Проблемы и перспективы создания инфраструктуры комплексов производства сжиженного газа // Химическое и нефтяное машиностроение. 2001. № 12. С. 19–22.

2. **Скородумов Б., Передельский В., Дарбинян Р. и др.** Децентрализованное энергоснабжение с использованием СПГ // Автономная вентиляция, отопление, кондиционирование. 2003. № 2. С. 64–70.

3. **Саркисян В.** Экономические проблемы газификации и использования СПГ // Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. 2002. № 2. С. 45–49.

4. **Сердюков С., Ходорков И.** Санкт-Петербург и Ленинградская область. Перспективы создания демонстрационной зоны технологии и бизнеса СПГ в России // Холодильный бизнес. 2002. № 3. С. 28–31.

5. **Покровский С.** Попутный газ и штрафы. Компания "Энеско". // http:\\wv.cogeneration.ru/art/png.shtml/

6. **ТНК** и "Роснефть" обратились к премьер-министру с просьбой отменить госрегулирование цен на попутный нефтяной газ / saint-petersburg.ru/show/25338/

7. **Зашляпин Р., Черемных О.** Создание транспортных и стационарных средств для доставки и хранения сжиженных газов // Технические газы. 2006. № 1. С. 20–26.

8. **Клименко А.** Сжиженные углеводородные газы. М.: Недра. 1974. С. 368.

9. **Бродянский В., Семенов А.** Термодинамические основы криогенной техники. М.: Энергия, 1980. 448 с.

10. **Изотов Н., Одишария Г., Мутовин Ю., Трифонова Л.** Холодильные установки газовой промышленности / Сб. науч. тр. "Современные проблемы трубопроводного транспорта газа". М.: ООО "ВНИИ-ГАЗ", 1998. С. 266–280.

11. **Изотов Н., Никифоров В.** Исследования в области СПГ в бывшем Советском Союзе и России. Материалы междунар. конф. "СПГ и СЖТ: Российские перспективы". М.: ООО "ВНИИГАЗ", 2004. С. 67–68.

12. **Иванцов О., Двойрис А.** Низкотемпературные газопроводы. М.: Недра, 1980. С. 303.

13. **Хайбо Ж.** Фазовые равновесия жидкость-твердое тело в многокомпонентных рабочих телах для дроссельных регенеративных систем на температурный уровень 70–120 К. М.: МЭИ. 2002. С. 160.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:46:20

Color profile: Disabled
Composite Default screen

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА АГНКС И ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КПГ НА АВТОТРАНСПОРТЕ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

С. Лучков, зам. генерального директора по экономике
ООО "Средневолжская газовая компания"("СВГК"),
М. Шестакова, экономист управления инвестиций и стратегического развития ООО "СВГК",
Р. Гатин, начальник правления инвестиций и стратегического развития ООО "СВГК".

В середине 1980-х гг. прошлого века в Самарской области началась реализация программы перевода автотранспорта на газомоторное топливо (ГМТ). В соответствии с ней был построен и запущен ряд АГНКС, которые функционируют по сегодняшний день. В настоящее время в черте г. Самара находятся три действующие АГНКС и по одной действующей АГНКС – в г. Тольятти и г. Чапаевск (оператор ООО "Самаратрансгаз").

Несмотря на небольшое количество АГНКС в России, загрузка их оставляет желать лучшего (10...20 % от номинальной). В связи с актуальностью темы перевода автотранспорта на компримированный природный газ (КПГ) в регионах России и в Самарской области в данной статье, в частности, рассматриваются возможные проблемы, возникающие при реализации проектов перевода автотранспорта для работы на КПГ.

В статье представлены расчеты экономической эффективности вариантов реализации мероприятий по обеспечению газомоторным топливом (ГМТ) общественного городского автотранспорта Самарской области:

1. Строительство новой АГНКС.
2. Приобретение передвижных автомобильных газовых заправщиков (ПАГЗ) с целью доставки КПГ до потребителей от существующих АГНКС.
3. Строительство новой АГНКС и приобретение ПАГЗ для обеспечения КПГ удаленных потребителей.

Основные исходные данные по трем проектам, на основании которых строился расчет, приведены в табл. 1, 2.

В представленном расчете были приняты следующие условности:

- при варианте строительства новой АГНКС станция загружена на 65 %. Это связано с тем, что, возможно, не всем потенциальным потребителям удобно расположение АГНКС;
- при варианте доставки КПГ до потребителей с помощью ПАГЗ загрузка составляет 90 %. Это связано с тем, что ПАГЗ не могут отдавать весь объем перевозимого газа.

Программа производства КПГ приведена в табл. 3.

Цена реализации КПГ регламентируется постановлением правительства РФ № 31 от 15.01.1993 г. "О неотложных мерах по расширению замещения моторных топлив природным газом". Согласно этому постановлению установлена предельная отпускная цена на сжатый природный газ, производимый АГНКС, в размере не более 50 % от цены реализуемого в регионе бензина А-76 (в настоящее время в Самарском регионе средневзвешенная цена на бензин А-76 15 руб./л).

Для расчета варианта 2 (доставка ПАГЗом от действующей АГНКС) стоимость приобретения КПГ принята на 20 % меньше от существующей рыночной цены – 6,6 руб./нм^3 (с учетом НДС).

Таблица 1

Условия проектов

Дата начала проектов	01.01.2008 г.
Срок действия проекта	10 лет
Шаг планирования	1 год
Длительность шага планирования	360 дн.
Основная валюта проекта	тыс. руб.
Реальная норма дохода	12 %

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:46:21

Color profile: Disabled
Composite Default screen

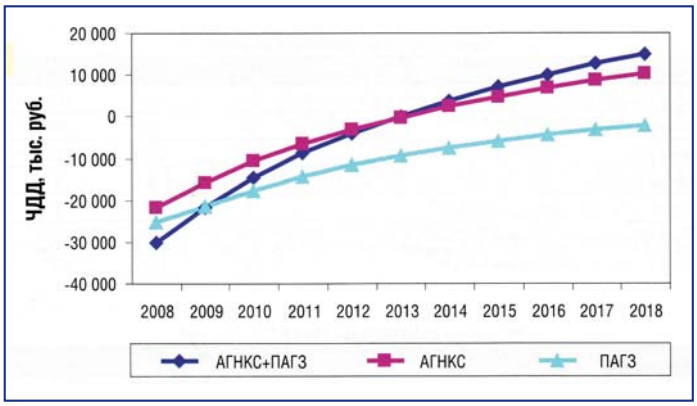


Рис. 1. *Окупаемость проектов*

Штатное расписание представлено в табл. 4.

Основным оборудованием проектов являются: автомобильная газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС) и передвижные автогазовые заправщики (ПАГЗ).

АГНКС представляет собой модуль, состоящий из технологического, компрессорного блока и пункта отпуска газа. Производительность АГНКС составляет в среднем 900 нм^3/ч при входном давлении природного газа 0,6...1,2 МПа.

Таблица 2

Технические характеристики объектов

Наименование	АГНКС	ПАГЗ	АГНКС+ПАГЗ
Объем производства, тыс. нм^3	3700	3700	3700
Процент загрузки, %	65	90	90
Объем реализации, нм^3	2405	3330	3330
Количество ПАГЗ	0	3	1
Количество рейсов в день одного ПАГЗ	0	2	2
Объем перевозимого КПГ одним ПАГЗ, нм^3	0	2700	2700
Объем отпускаемого КПГ одним ПАГЗ, нм^3	0	1600	1600

ПАГЗ – без компрессора, с номинальным объемом перевозимого газа 2700 нм^3 при условии опорожнения баллонов на 58 %.

Основные капитальные вложения представлены в табл. 5.

Основные показатели эффективности по трем вариантам представлены в табл. 6.

Графически окупаемость проектов представлена на рис. 1.

По результатам выполненных расчетов наиболее предпочтительным являет-

Таблица 3

Программа производства (без НДС), тыс. руб.

Наименование	АГНКС	ПАГЗ	АГНКС+ПАГЗ
Выручка от реализации, тыс. нм^3	15 286	21 165	21 165
Цена реализации КПГ, руб/нм^3	6,36	6,36	6,36
Себестоимость реализации, тыс. руб.	10 515	20 426	14 932
В том числе:			
затраты на сырье и материалы	6499	15 085	9063
фонд оплаты труда	1236	576	1428
ЕСН	321	150	371
амортизация	1542	3181	2603
ТО (2 и 3 % от стоимости ПАГЗ и АГНКС соответственно)	422	424	563
страхование (3 % от стоимости оборудования)	42	539	67
накладные расходы (10 % от выручки)	459	317	847
себестоимость 1 нм^3 КПГ, руб/нм^3	2,84	5,52	4,04

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 °. 14:46:26

Color profile: Disabled
Composite Default screen

Таблица 4

Штатное расписание

Должность	Зарплата, тыс. руб./мес.	Количество человек		
		АГНКС	ПАГЗ	АГНКС+ + ПАГЗ
Директор	20	1	0	1
Главный бухгалтер	12	1	0	1
Начальник станции	10	2	0	2
Наполнитель	6	4	0	4
Кассир	6	4	0	4
Водитель	8	0	6	2
Дворник	3	1	0	1

Таблица 5

Капитальные вложения (без учета НДС), тыс. руб.

Наименование	АГНКС	ПАГЗ	АГНКС+ПАГЗ
Оборудование, всего	14 068	21 203	21 136
В том числе:			
АГНКС	14 068	0	14 068
ПАГЗ	0	21 203	7068
Необходимые работы, всего	4237	85	4322
В том числе:			
СМР	3390	0	3390
доставка	424	85	508
прочие	424	0	424
Капитальные вложения, всего	18 305	21 288	25 458

Таблица 6

Показатели экономической эффективности по трем вариантам

Показатели	АГНКС	ПАГЗ	АГНКС+ПАГЗ
Чистый дисконтированный доход (ЧДД), тыс. руб.	10 401	–2161	14 978
Внутренняя норма доходности (ВНД), %	23,7	9,7	24,1
Простой срок окупаемости, лет	3,53	5,86	3,48
Дисконтированный срок окупаемости, лет	5,07	Нет	4,96

ся вариант 3 "Строительство АГНКС и приобретение ПАГЗ", поскольку:

- загрузка мощностей полная за счет продажи КПГ не только со стационарной АГНКС, но и за счет доставки газа отдаленным потребителям;
- величина внутренней нормы дохода превышает норму доходности инвестора;
- дисконтированный срок окупаемости находится в приемлемых пределах.

С целью выявления устойчивости выбранного варианта к изменению основных параметров проекта произведен анализ чувствительности. Он предусматривает исследование влияния следующих входных параметров на основные показатели проекта (выбран показатель – чистый дисконтированный доход, так как от него зависят остальные показатели экономической эффективности):

- уровень цен на КПГ;
- уровень объема продаж;
- стоимость природного газа;
- уровень инвестиционных затрат.

Анализом предусматривается шаговое увеличение/уменьшение входного параметра и определение соответствующего изменения значения основного показателя. За шаг изменения входного параметра принята величина 5 %, например, снижение цен на КПГ на 5; 10; 15 % и т.д.

Сводная диаграмма всех четыре параметров дает возможность определить параметр, к которому

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:46:27

Color profile: Disabled
Composite Default screen

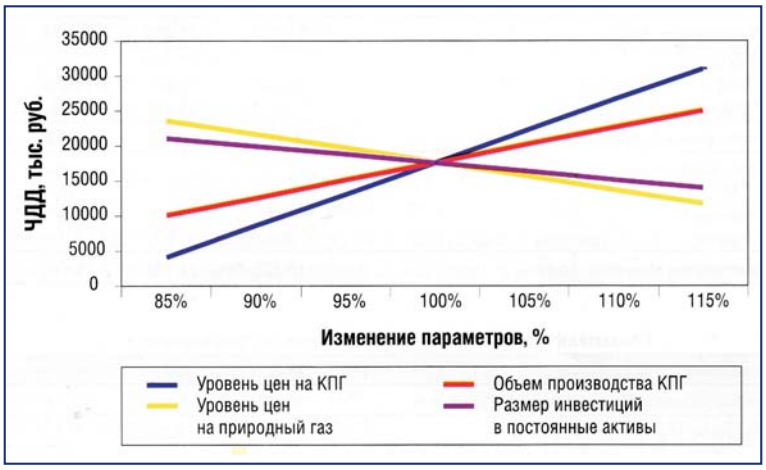


Рис. 2. *Анализ чувствительности*

проект считается максимально чувствительным (рис. 2). Согласно теории экономической оценки инвестиций такой параметр характеризуется линией на графике, имеющей максимальный наклон от горизонтальной оси, т.е. параметр, 1 % изменения которого приводит к много большему проценту изменения выходного показателя.

Из графиков видно, что проект имеет максимальную чувствительность к параметрам изменения цены реализации КПГ и объема производства (продаж).

Цена на компримированный природный газ не может быть использована в качестве рычага, позволяющего улучшать эффективность проекта, поскольку данный параметр регламентируется законодательством РФ, и в расчетах принята максимальная цена продажи. Однако с учетом увеличения цены на природный газ и традиционные жидкие нефтяные топлива (бензин, дизельное топливо) возможны изменения в величине чувствительности данного параметра.

Объем производства (продаж) выступает одним из главных показателей, с помощью которого можно влиять на эффективность проекта.

Основной фактор, влияющий на объем производства (продаж) КПГ, – это количество автотехники, работающей на КПГ. В настоящее время существуют объективные причины, затрудняющие увеличение количества автотехники, работающей на КПГ, в Самарской области и влияющие на результаты расчетов:

- Самарская область считается нефтяной областью, поэтому здесь широкое применение нашел сжиженный углеводородный газ (СУГ), который реализуется по достаточно низким ценам (60...80 % от стоимости бензина А-76). Однако нестабильность цены на СУГ, наблюдаемая в последнее время, дает объективные предпосылки снижения популярности данного вида топлива у потребителей, что позволит открыть дополнительную нишу для развития и продвижения использования КПГ;
- существенной проблемой выступает высокая стоимость газобаллонного оборудования (ГБО) на КПГ (в 2,5–3 раза выше, чем ГБО на СУГ) и значительная масса и размеры ГБО. Например, если переводить автомобиль "Газель" на СУГ, то установка ГБО обойдется в среднем в 12 тыс. руб. (два баллона), а при переводе "Газели" на КПГ установка ГБО обойдется в среднем в 45 тыс. руб. (три баллона);
- также затрудняет развитие КПГ в области наличие небольшой сети АГНКС по сравнению с АГЗС для СУГ.

Недостаточное обеспечение информацией по переводу автотранспорта для работы на КПГ.

Для увеличения доли автомобильного парка, использующего КПГ в качестве моторного топлива, необходимо:

- принять законы, стимулирующие установку ГБО на муниципальный и частный автотранспорт, а также предписывающие обязательный перевод коммерческого автотранспорта на КПГ (в частности, части парка маршрутных такси, как наиболее рентабельных и многочисленных);
- начать производство автотранспорта с ГБО, установленным на заводах-изготовителях;
- разработать механизм привлечения инвестиций для перевода автотранспорта на КПГ и строительства АГНКС, предусмотренных положениями "киотского протокола";
- расширять сеть АГНКС в черте города и проводить активную рекламную политику.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 °. 14:46:33

Color profile: Disabled
Composite Default screen

ООО "НТК "КРИОГЕННАЯ ТЕХНИКА" – 50 лет в криогенике

Единственный в Сибири производитель криогенного оборудования НТК "Криогенная техника", уникальное в своем роде предприятие на постсоветском пространстве, производящее полный спектр оборудования для хранения и транспортировки криогенных продуктов, начинал свою деятельность как подразделение ВПК.

Одной из наиболее характерных и ярко выраженных тенденций развития научно-технического прогресса начиная со второй половины двадцатого века, является нарастающая интенсивность использования криогенных температур и базирующихся на их основе эффектов и технологий.

Именно в это время в стране стал остро ощущаться недостаток производственных мощностей по выпуску установок получения продуктов разделения воздуха.

Одним из шагов для решения этой проблемы был выход постановления ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 02.01.1959 г. № 795 о строительстве в г. Омске завода по изготовлению воздухоразделительных установок для нужд химической и металлургической промышленности.

Это постановление определило зарождение предприятия.

Традиционное направление криогенной техники – создание и выпуск гаммы оборудования для производства, хранения, транспортировки и практического применения криогенных газов продуктов разделения воздуха (азот, кислород, аргон, водород, гелий, неон).

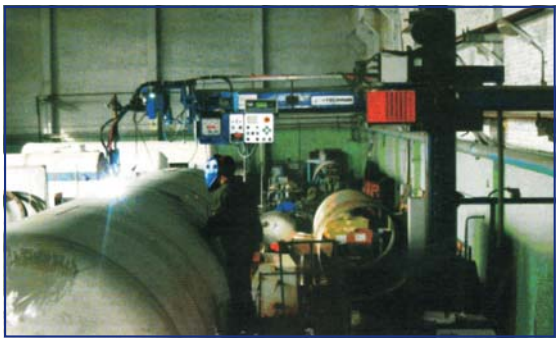
На протяжении более 50 лет предприятие занимается проведением научных исследований, конструкторскими разработками и изготовлением оборудования для различных технических газов, включая природный газ.

За эти годы предприятие превратилось в мощный научно-исследовательский и производственный комплекс.

В ООО "НТК "Криогенная техника" входят 10 научно-исследовательских и конструкторских отделов-разработчиков оборудования.

Предприятие располагает собственной производственной базой (опытное производство, производство криогенного оборудования, производство климатического оборудования, производство микрокриогенной техники и сервисный центр). Постоянно действует научно-технический совет, в коллективе предприятия работают 11 кандидатов технических наук. Научно-технический комплекс "Криогенная техника" выполняет полный цикл работ по исследованию, разработке, изготовлению, вводу в эксплуатацию, сервисному обслуживанию криогенного оборудования, изделий микрокриогенной, холодильной техники и спецкондиционеров, вакуумных крионасосов и обучению кадров.

В настоящее время система менеджмента качества ООО "НТК "Криогенная техника" сертифицирована на соответствие требованиям международного стандарта ISO 9001:2008 и национальных стандартов ГОСТ Р ИСО 9001–2008 и ГОСТ РВ 15.002–2003 в



gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:46:45

Color profile: Disabled
Composite Default screen

системах сертификации "Русский Регистр" и "Оборонсертифика".

Первые автомобильные заправщики для жидкого метана, изготовлены на предприятии в 1993 г. и были поставлены в Финляндию, где до настоящего времени эксплуатируются без серьезных сбоев в работе.

В 2003 г. на основе изделия ГХКП-8/1,6-270 запущена в эксплуатацию котельная на СПГ (сжиженном природном газе) для обеспечения теплом жилого поселка.

В последнее время предприятие значительными темпами наращивает объемы производства криогенной техники. Так, в 2010 г. было изготовлено и поставлено, заказчикам изделий на 40 % больше, чем в 2009 г., а в 2011 г. объем поставки увеличился более, чем на 50 %, по сравнению с 2010 г. На 2012 г. запланировано увеличение выпуска криогенного оборудования по сравнению с 2011 г. на 20 %.

Для выполнения этой задачи расширяются производственные площади, закупается прогрессивное металлообрабатывающее и сварочное оборудование, усовершенствуются выпускаемые изделия, запланирована разработка и освоение производства новых изделий, удовлетворяющих всем требованиям заказчика.

В настоящее время на заводе ведется производство криогенного оборудования для различных отраслей хозяйства по следующим направлениям.

– оборудование для хранения, транспортирования и газификации кислорода, азота, аргона:

• стационарные резервуары вместимостью от 1 до 50 м^3 на рабочее давление 0,25 МПа;

• автомобильные транспортировщики вместимостью от 8 до 35 м^3, смонтированные на автомобиле или на полуприцепе, на рабочее давление 0,25 МПа;

• стационарные газификаторы типа ГХК вместимостью резервуаров от 3 до 25 м^3 и на производительность по газообразному продукту от 25 до 2000 нм^3/ч;

• стационарные и передвижные газификационные установки типа ГУ на основе резервуаров вместимостью 2, 5, 8 м^3;

• метановозы-заправщики в комплекте с метановозом прицепом с объемом перевозимого газа 990...1230 нм^3 и давлением 19,6 МПа;

• метано-заправочная станция автомобильного типа;

– оборудование для транспортирования, хранения и газификации сжиженного природного газа:

• криогенные транспортные цистерны типа ЦТП, автомобили-цистерны типа ЗПП и полуприцепы-цистерны типа ППЦП вместимостью 8...28 м^3;

• газификаторы холодные криогенные типа ГХКП вместимостью емкости 8, 25, 50 м^3; давлением выдачи 0,2...1,6 МПа и производительностью испарителей 270...2000 нм^3/ч;

• стационарные резервуары вертикального (РЦВП) или горизонтального (РКГП) типа вместимостью 1...50 м^3;

• газификационные установки типа ГУ;

– запорно-регулирующая арматура:

• запорная криогенная арматура, шаровые краны, в том числе криогенные и цельносварные, электромагнитные клапаны, предохранительные клапаны, регуляторы давления, скоростные клапаны, многофункциональные блоки и т.д.;

– оказание услуг по проведению:

• экспертизы промышленной безопасности технических устройств объектов котлонадзора, химии и нефтехимии;

• проведение шефмонтажных, монтажных, пуско-наладочных и ремонтно-восстановительных работ криогенного оборудования;

• обеспечение необходимой эксплуатационной документации по криогенному оборудованию;

• обучение персонала, эксплуатирующего криогенное оборудование.

Весь комплекс подобных технических устройств, произведенных омским НТК "Криогенная техника" на высокоточном оборудовании нового поколения, позволяет потребителям оперативно и четко решать многообразные производственные задачи. Криогеника, зародившись в двадцатом веке, стала мощным орудием научного и технического подъема в нынешнем столетии и одновременно проводником к еще более инновационным технологиям будущего.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:46:49

Color profile: Disabled
Composite Default screen

ОБУЧЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТОВ ГАЗОМОТОРНОГО КОМПЛЕКСА

Сегодня на территории России уже действуют более 5800 АГЗС (стационарных и передвижных), более 245 АГНКС (газпромовских и частных), тысячи крупных и мелких предприятий по установке газобаллонного оборудования и сервисного обслуживания, работают сотни конструкторских бюро, лаборатории, проектные институты, производители оборудования и строители. Кроме этого, тысячи торговых предприятий занимаются продажей газобаллонного оборудования (ГБО) и оборудования для АГЗС и АГНКС. Все это – сложившаяся газомоторная отрасль промышленности. В ней заняты сегодня сотни тысяч специалистов: рабочие и техники, инженеры, ученые, руководители среднего и высшего звена. С какими знаниями пришли в газомоторную отрасль эти люди, где они специализировались?

К примеру, инженерный состав. В основном, у них общая инженерная подготовка плюс какая-то практика на родственном оборудовании. Есть небольшое количество выпускников кафедр теплогазоснабжения вузов, готовящих специалистов для нефтяной и газовой промышленности.

В нефтяных вузах есть специальность: "проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ". Выпускник, получивший диплом по этой специальности, знает АГЗС или АГНКС лишь в минимальном объеме. А сегодня начинается развитие СПГ и его применение в качестве ГМТ. Нужны специалисты по заправочным станциям (КриоАЗС), по газобаллонному оборудованию СПГ. Он, конечно, может работать на заправочном комплексе, так как знает азы оборудования, но скорее всего, он уйдет работать в "нефтянку" или в "Газпром". Кроме того, он совершенно не знает газобаллонного оборудования, особенностей его эксплуатации.

По газобаллонному оборудованию специалистов учат в вузах совершенно другого направления – автотранспортных, к примеру, в МАДИ (ГТУ) и МАМИ (МГТУ).

МАМИ (МГТУ) имеет лицензию Министерства образования РФ на подготовку специалистов в области газобаллонных автомобилей № 24 Г 1744 от 19.03.2002 г. К сожалению, пока специалисты готовятся только на краткосрочных курсах (см. АГЗК+АТ № 1 (37) 2008 г.).

Трудно найти проектную организацию, которая готовит проект АГЗС или АГНКС в полном объеме, т.е. с технологическим разделом. В основном, проектировщики требуют от заказчика представить технологический раздел, а его приходится заказывать организации, которая поставляет оборудование. А последняя делает технологический раздел только под поставляемое оборудование. В результате у заказчика – будущего владельца АГЗС, АГНКС или МАЗС: нет выбора наиболее для него выгодной технологии и оборудования. Происходит это потому, что нет специализированных проектных организаций, так как нет специалистов данного направления. Конечно, есть несколько специализированных проектных институтов типа "МосгазНИИпроект", но этого мало для просторов России. Да и качество проектирования зачастую вызывает нарекание из-за непрофессионализма проектировщиков. То же происходит при создании сервисных центров для монтажа ГБО и его обслуживания.

Автогазозаправочный комплекс – новая отрасль, имеющая свою специфику, определенные знания. И ей нужны высококвалифицированные специалисты для монтажа, наладки, обслуживания, эксплуатации современных АГЗС, АГНКС, ГНС, Крио АЗС, а также – по установке, отладке, сервисному обслуживанию газобаллонного оборудования.

Не надо забывать, что все это объекты особо опасные, допуск к их обслуживанию разрешен только при специальном обучении требованиям безопасности, не говоря уже об углубленном знании работы и конструктивных особенностей оборудования. Нужны теоретические знания по технологии и свойствам газов и не только, а их можно получить лишь при длительном, углубленном обучении.

По расчетам института "МосгазНИИпроект" и сведениям из регионов, к 2014 г. будет построено еще более 700 АГЗС и 100 АГНКС, по программе "Газпрома" будет построено 40 АГНКС.

На 2014 г. ГБО под СУГ будет оборудовано от 200 000 до 250 000 автотранспортных средств, на КПГ переведено до 10 000 автотранспортных средств и более 1000 единиц сельскохозяйственной техники и газогенераторов. Появятся новые центры по установке ГБО, по сервисному обслуживанию. Увеличится приток автомобилей и автобусов заводского изготовления на газомоторном топливе.

Нужны тысячи и тысячи высококвалифицированных специалистов газомоторного рынка!

Сегодня заправочные комплексы, сервис-центры, выпускаемое оборудование высокотехнологичны, требуют компьютеризации и повышенного уровня знаний. Но где и как эти знания приобрести?

Наступил момент, когда, основываясь на новейших достижениях отечественной и зарубежной науки, на совершеннейших разработках оборудования, на опыте Аргентины, Бразилии, Италии, Индии, Пакистана и других стран, необходимо создавать программы обучения специалистов в средних и высших учебных заведениях для газомоторной отрасли. А Министерству образования и науки РФ на базе разработанной программы нужно утвердить новую специальность для газомоторной отрасли.

Первая специальность: **"Проектирование, строительство, эксплуатация объектов газозаправочного комплекса".**

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:46:56

Color profile: Disabled
Composite Default screen

Выпускник, получивший эту специальность, должен уметь: проектировать объекты газозаправочного комплекса (общестроительную и технологическую части); хорошо разбираться в оборудовании; уметь руководить строительством (монтажом); эксплуатировать объекты, производить ремонтные работы, модернизацию; знать нормы и правила, основы хозяйствования и т.п.

Вторая специальность: **"Проектирование, строительство, эксплуатация объектов сервисного обслуживания газобаллонных автотранспортных средств".** Выпускник, получивший ее, должен уметь проектировать все объекты газозаправочного комплекса, в том числе хорошо знать специфику сервисных центров для монтажа ГБО, его обслуживания, наладки с помощью компьютерных программ. Он должен уметь разбираться в технологии различных систем ГБО, хорошо знать компьютерные программы, уметь программировать и перепрограммировать. В связи с тем, что ГБО проектируется для всех мировых марок автомобилей различно и поступает в Россию, как правило, с инструкциями на языке страны производителя, в том числе и на английском языке, обучающемуся по этой специальности необходимо овладеть английским языком. Этот специалист должен знать не только конструктивное устройство ГБО, но и основополагающие принципы его работы, чтобы при необходимости производить грамотную взаимозаменяемость частей ГБО разных систем. Он также должен глубоко изучить работу двигателя внутреннего сгорания (ДВС) на жидкомоторном топливе (бензин, дизтопливо) для умелой регулировки подачи топлива, как газового, так и жидкомоторного.

Программа обучения указанных специалистов должна предусматривать значительное время для практических занятий на действующих объектах газозаправочного комплекса как в хорошо оборудованных производственных лабораториях, так и в лабораториях научно-исследовательских институтов, проектных организаций.

Вместе с тем недостает преподавателей краткосрочных курсов, которые повсеместно организовываются в регионах на предприятиях газомоторного комплекса. Такие курсы уже действуют в МГТУ (МАМИ) (АГЗК+АТ №1 (37) 2008 г.). И программа, по которой их готовят, предназначена для подготовки преподавателей в области конструирования, эксплуатации, переоборудования и технического обслуживания газобаллонных автомобилей, работающих на СУГ и КПГ (соответственно). Она предусматривает проведение теоретических и практических занятий. В нее включены вопросы изучения методологических особенностей построения курса, методов организации и проведения лекционных занятий, а также рассмотрены современные технические средства обучения, применяемые в учебном процессе.

Уважаемые читатели, присылайте нам свои отзывы, замечания по теме этой статьи.

Редакция обращается к руководству высших и средних учебных заведений, готовящих специалистов для газовой, нефтяной и автомобильной промышленности, к руководству Министерства образования и науки РФ с настоятельной просьбой рассмотреть вопрос о подготовке кадров для новой отрасли промышленности: автогазозаправочного комплекса.

Специалистам, настоящим и будущим

Учебно-методическое объединение вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию одобрило выпуск учебного пособия **"Техническая эксплуатация АГНКС",** вышедшего в 2008 г.

Авторы: *Б.В. Будзуляк, Г.Г. Васильев, И.М. Коклин и А.Д. Прохоров.* В нем рассмотрены экологические и эксплуатационные свойства различного моторного и газового топлива для автотранспорта. Приведен расчет термодинамических и экологических характеристик газа как моторного топлива, а также технологических трубопроводов АГНКС. Описаны необходимое оборудование и технологические схемы АГНКС различных типов. Освещены вопросы проектирования и экономической эффективности развития сети АГНКС, использования компримированного природного газа в качестве моторного топлива. Представлены конструкции узлов оборудования, требования по эксплуатации и техническому обслуживанию АГНКС и газобаллонных транспортных средств. Рассмотрены устройство и технологические схемы, приведены характеристики передвижных автогазозаправщиков.

Изложены требования к организации обучения персонала и технике безопасности при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте газомоторного оборудования и установок. Авторы пособия описывают оборудование и технологические схемы, представляют конструкции узлов и требования по эксплуатации и техническому обслуживанию АГНКС и газобаллонных транспортных средств.

Ниже мы приводим содержание данного учебного пособия, которое является первой ласточкой в ряду учебников для подготовки дипломированных специалистов в газомоторном бизнесе.

Введение

1. Газомоторное топливо

1.1. История применения газомоторного топлива на транспорте

1.2. Основные виды газовых и альтернативных топлив

1.3. Моторные и экологические свойства топлив

1.4. Расчет физических свойств природного газа

2. Автогазонаполнительные компрессорные станции

2.1. Классификация и области применения АГНКС

2.2. Стационарная АГНКС-500

2.3. Модульная блочно-контейнерная АГНКС МБКИ-250

2.4. Гаражные АГНКС

2.5. Детандерная АГНКС

3. Требования к проектированию АГНКС

3.1. Выбор площадки для АГНКС

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ˚. 14:47:05

Color profile: Disabled
Composite Default screen

3.2. Требования к размещению зданий и сооружений на площадке АГНКС
3.3. Технологические требования к АГНКС
3.4. Технологические трубопроводы АГНКС
3.5. Расчет на прочность технологических трубопроводов АГНКС

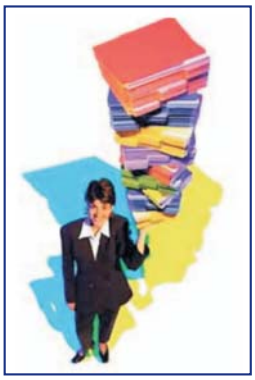
4. Передвижные автогазозаправщики
4.1. Устройство и технологические схемы
4.2. Типы и конструктивные характеристики современных ПАГЗ
4.3. Определение основных параметров ПАГЗ
4.4. Техническая эксплуатация ПАГЗ

5. Техническая эксплуатация АГНКС
5.1. Организационная структура эксплуатации
5.2. Квалификационные требования к персоналу для обслуживания АГНКС, организация его подготовки
5.3. Состав эксплуатационно-технической документации
5.4. Методы и средства учета газомоторного топлива

6. Техническое обслуживание газобаллонной техники
6.1. Техническое обслуживание оборудования газобаллонных автомобилей
6.2. Техническое обслуживание газового оборудования тракторов

7. Требования по технике безопасности при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте газомоторного оборудования и установок
7.1. Общие положения
7.2. Организация обучения персонала и служащих, не являющихся должностными лицами, охране труда и промышленной безопасности
7.3. Требования по технике безопасности для персонала, эксплуатирующего газобаллонную технику (водители АТС, трактористы)
7.4. Требования по технике безопасности при работе на газозаправочном оборудовании
7.5. Требования по технике безопасности для ремонтного персонала газомоторного оборудования
7.6. Техника безопасности при хранении газобаллонной техники

8. Развитие сети АГНКС и перевод транспорта на газомоторное топливо
8.1. Факторы, влияющие на развитие региональных рынков газомоторных топлив
8.2. Расчет эффективности сооружения АГНКС на территории субъекта РФ
8.3. Рекомендации по выбору мест расположения АГНКС на территории субъекта РФ



Оформил и выпустил в свет данное пособие ООО "Информационно-рекламный центр газовой промышленности ОАО "Газпром".

Обращаться: ООО "ИРЦ Газпром", 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.

Тел.: 411-58-03, 719-31-17

А ВЫ ЗАСТРАХОВАЛИ СВОЮ СТАНЦИЮ?
Страховка от опасностей

С 1 января 2012 года вступил в силу закон об обязательном страховании ответственности владельцев опасных производственных объектов (ОС ОПО) ФЗ № 225 от 27 июля 2010 года. Данный закон об обязательном страховании ОПО имеет огромное экономическое и социальное значение. Предприятия, эксплуатирующие опасные производственные объекты, получат надежную защиту своей гражданской ответственности, пострадавшие смогут получить адекватное страховое возмещение, а государство снизит нагрузку на федеральный бюджет в случае происшествия на опасном производственном объекте.

Закон об ОС ОПО создал правовую базу для возмещения вреда, причем, в первую очередь, повышается объем обязательств перед гражданами, среди которых наиболее вероятные получатели возмещения – это работники предприятий, где произошла авария, и члены их семей. К преимуществам нового закона следует отнести следующие моменты:

1. Установленный размер компенсации. Семья погибшего в результате аварии на ОПО получит 2 млн руб., в случае причинения вреда жизни и здоровью пострадавший имеет право на компенсацию в размере до 2 млн рублей. Если вред нанесен имуществу физического лица – компенсация составит до 360 тыс. руб., юридического лица – до 500 тыс. руб. Компенсации также положены людям, чьи условия жизнедеятельности в результате аварии на ОПО были нарушены.

2. Все нормы закона распространяются как на третьих лиц, так и на сотрудников самого предприятия, которые в рамках действующих законов не защищены.

3. Упрощается процедура возмещения вреда: закон о промбезопасности гласил, что выплаты производятся только после решения суда о том, что "третье лицо" пострадало именно в результате аварии на данном ОПО. С нового года при наступлении страхового случая потерпевший вправе предъявить требования о возмещении вреда непосредственно страховщику.

4. Расширяется круг событий, в результате которых происходит страховая выплата. Например, по старому законодательству под аварией понимается происшествие, связанное с разрушением объекта. Инциденты, принесшие ущерб (в том числе третьим лицам), но не связанные с разруше-

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ь ° 2012 ^. 14:47:09

Color profile: Disabled
Composite Default screen

ниями ОПО, исключены из страховых покрытий. Новый закон дополняет определение аварии, включая туда и инциденты, не связанные с разрушением объекта.

Страховые взносы для владельцев ОПО с 1 января 2012 г. значительно выросли. Но рост страховых тарифов означает также, что в разы выросли и объемы страхового покрытия. Если ранее страховые суммы по договору страхования не превышали 7 млн руб. (а зачастую составляли 1 млн руб. или 100 тыс. руб., в зависимости от типа объекта), то теперь максимальный размер покрытия может достигать 6,5 млрд руб. – по предприятиям, на которых количество потерпевших при аварии может превысить 3000 человек.

Для примера, страховая сумма по газозаправочной станции сжиженными углеводородными газами (АГЗС) будет составлять от 10 млн руб. для недекларируемых объектов до 6,5 млрд руб. для декларируемых и на которых количество пострадавших может составлять 3000 и более человек. Страховой/базовый тариф для АГЗС будет составлять 0,2 и застраховать свою гражданскую ответственность в рамках ОС ОПО со страховой суммой в 10 млн руб. (если объект недекларируемый) будет стоить в размере 20 000 руб. Но для АЗС существуют некоторые нюансы.

Вообще существуют четыре вида автомобильных заправочных станций:

1. "Чистая" АЗС (далее – АЗС). Осуществляется заправка жидким моторным топливом – бензин, дизтопливо.

2. АГЗС, которая осуществляет заправку сжиженными углеводородными газами (СУГ) – пропан-бутан.

3. АГНКС, которая осуществляет заправку компримированным природным газом (КПГ).

4. Многотопливная* АЗС (далее – МТ АЗС) – осуществляет заправку несколькими видами топлива, в том числе газовым.

Определение многотопливной АЗС (согласно НПБ 111–98):

"Многотопливная автозаправочная станция – АЗС, на территории которой предусмотрена заправка транспортных средств двумя или тремя видами топлива, среди которых допускается жидкое моторное топливо (бензин и дизельное топливо), сжиженный углеводородный газ (сжиженный пропан-бутан) и сжатый природный газ".

Вспоминаем отмененный приказ Ростехнадзора № 131:

1. АЗС входила в группу "8. Опасные производственные объекты нефтепродуктообеспечения" под типовым наименованием "Площадка АЗС (или многотопливной АЗС)".

2. АГЗС/СУГ входила в группу "11. Опасные производственные объекты газоснабжения" под типовым наименованием "Станция газонаполнительная" или "Пункт газонаполнительный".

3. АГНКС входила в группу "5. Опасные производственные объекты магистрального трубопроводного транспорта" под типовым наименованием "Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция".

4. МТ АЗС входила в группу "8. Опасные производственные объекты нефтепродуктообеспечения" под типовым наименованием "Площадка АЗС (или многотопливной АЗС)".

На основе приказа Ростехнадзора № 131 в постановлении правительства РФ № 808 была проведена классификация ОПО по тарифным группам:

1. АЗС вошла в группу "Опасные производственные объекты нефтепродуктообеспечения" под типовым наименованием "Площадка автозаправочной станции (или многотопливной автозаправочной станции)" – тариф 0,13 %.

2. АГЗС/СУГ вошла в группу "Опасные производственные объекты газоснабжения" под типовым наименованием "Станция газонаполнительная" или "Пункт газонаполнительный" – тариф 0,20 %.

3. АГНКС вошла в группу "Опасные производственные объекты магистрального трубопроводного транспорта" под типовым наименованием "Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция" – тариф 0,31 %.

4. МТ АЗС вошла в группу "Опасные производственные объекты нефтепродуктообеспечения" под типовым наименованием "Площадка автозаправочной станции (или многотопливной автозаправочной станции)" – тариф 0,13 %.

Далее появился Приказ Ростехнадзора № 168:

1. АЗС – отсутствует.

2. АГЗС/СУГ вошла в группу "11. Опасные производственные объекты газоснабжения" под типовым наименованием "Станция газозаправочная (автомобильная)".

3. АГНКС вошла в группу "5. Опасные производственные объекты магистрального трубопроводного транспорта" под типовым наименованием "Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция".

4. МТ АЗС – отсутствует.

Соответственно при определении тарифа необходимо смотреть на то, как объект зарегистрирован в Госреестре ОПО. Если он зарегистрирован по приказу Ростехнадзора № 131 как МТ АЗС, тогда это один полис и тариф 0,13 %, иначе владелец не согласится с таким тарифом и с точки зрения суда будет прав. Это обязанность Ростехнадзора – следить за перерегистрацией МТ АЗС в АГЗС/СУГ. Владелец ОПО показывает Вам свидетельство о регистрации ОПО, в котором указано, что его объект является МТ АЗС, и Вы обязаны принять его в качестве источника сведений. Если объект является по сути МТ АЗС, а зарегистрирован по приказу Ростехнадзора № 168 как АГЗС/СУГ, то выдается два полиса – на АГЗС/СУГ (0,20 %) и на АЗС (0,13 %). Если объект еще не зарегистрирован, то выдается также два полиса.

Новый закон распространяется на организации, которые эксплуатируют опасные производственные объекты, подлежащие регистрации в Госреестре, гидротехнические сооружения, АЗС. Отсрочку в один год получили только бюджетные организации и компании, эксплуатирующие лифты в многоквартирных домах. С 1 января 2012 г. в соответствии со ст. 9.1 КоАП РФ для должностных лиц действуют штрафы от 20 до 30 тыс. руб. или дисквалификация на срок от шести месяцев до одного года, для юридических лиц – от 200 до 300 тыс. руб. или административное приостановление деятельности до 90 сут. А с 1 апреля 2012 г. в соответствии со ст. 9.19 КоАП РФ должностные лица будут наказываться штрафом в размере 15–20 тыс. руб., а юридические – от 300 до 500 тыс. руб. Кроме того, если договор обязательного страхования не был заключен, то в случае аварии владелец опасного объекта обязан будет возместить вред в размере, установленном в соответствии с ФЗ № 226 от 27.07.2010 г.

За исполнением данного закона будут надзирать как Ростехнадзор, так и работники МЧС и прокуратуры. Исходя из вышеописанного, для АГЗС, все перечисленные ведомства имеют права проверять соблюдение исполнения этого Закона.

gaz5.12(1-56).ps
agzk5.12(1-56).vp
26 Ł ° 2012 ^. 14:47:09