

ЗК «АвтоГазоЗаправочный Комплекс+

+ Альтернативное топливо»

МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Учредитель -

№ 2 (71) 2013 г.

Издается с января 2002 г.

Периодичность - ежемесячно

Журнал включён в Перечень изданий ВАК Минобрнауки РФ

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАПИЕ	учредитель —
	ООО "Издательство Машиностроение"
Седахи Рухи Б.Ф., Арсланов Р.М., Карменов А.Г., Капустин В.М. Каталитический крекинг тяжелого вакуумного газойля, полученного	Главный редактор В.Ф. Третьяков — академик РАИН, д-р хим. наук, профессор
из тяжелой нефти	Зам. главного редактора Н.В. Нефёдова
	Председатель редакционного совета
Применение альтернативных топлив для регулирования рабочего процесса дизеля изменением физико-химических и моторных свойств топлива	в.Ф. Корнюшко — д-р техн. наук, Заслуженный деятель науки и техники РФ
Лыу Хоай Фыонг, Чернышева Е.А., Татур И.Р.	Состав редакционного совета:
Исследование комплексного воздействия депрессорной присадки и ультразвуковой обработки на изменение реологических характеристик высоковязкой нефти	д.т.н. С.П. Горбачев (ООО "ВНИИГАЗ", г. Москва) член-корр. АН РТ Г.С. Дьяконов
Ягубов Э.З.	(Респ. Татарстан, г. Казань) д.т.н. Н.А. Иващенко
Стеклопластиковые трубопроводы как решение проблемы экологической безопасности нефтегазопроводных систем 19	(МГТУ им. Н.Э. Баумана, г. Москва)
Панова С.А., Баюкин М.В.	д.т.н. Н.Г. Кириллов (ООО "ИИЦ Стирлинг-Технологии", г. Санкт-Петербург)
Механизм реорганизации предприятий по производству и	д.т.н. Г.К. Лавренченко
распределению газообразного топлива	("УА-СИГМА", Украина) член-корр. НАН Ю.Н. Литвишков
	(Азербайджан, г. Баку)
Прогнозирование работы магистрального газопровода в части определения работоспособности сценариев устранения	академик НАН И.И. Лиштван
нештатных ситуаций	(Беларусь, г. Минск) академик РАЕН С.В. Мещеряков
Создание Якутского центра газодобычи – это стимул роста социально-экономического развития региона	(МИНГП, г. Москва) д.э.н. А.В. Николаенко
Пять лет сланцевому газу	(МГТУ МАМИ, г. Москва)
Иван Грачёв: Россия сланцевой войны не затевала, но выходит в ней победителем	О.Н. Румянцева (ООО "Издательство Машиностроение") д.х.н. Р.М. Талышинский (РАН ИНХС, г. Москва)
НОВАТЭК готовится к конкуренции	академик НАН РК, Е.М. Шайхутдинов
Инвестиции в разведку и разработку – основные факторы роста мировых запасов нефти и газа	(Респ. Казахстан, г. Алматы) Редакторы:
Ожегов Д.Л.	М.И. Бирюков
Применение инновационных решений в транспортном комплексе Республики Татарстан	О.А. Филоретова Компьютерная верстка
"АвтоВАЗ" приступил к выпуску первого электромобиля39	С.А. Жиркина
Украина планирует получить первый синтез-газ в 2014 году 39	Адрес и телефон редакции:
Компании GM и ABB нашли применение отработавшим свой срок автомобильным аккумуляторным батареям	107076, г. Москва, Стромынский переулок, д. 4 Тел.: 8 (499) 268-41-77
Назад в будущее	E-mail: info.agzk-at@mashin.ru
Федорова Е.Б.	mashpubl@mashin.ru www.mashin.ru
Современные тенденции развития мировой индустрии СПГ 46	Подписано в печать 01.02.2013 г.
PetroChina покупает два проекта по производству СПГ в Австралии за \$1,6 млрд	Формат 60×88 1/8. Бумага мелованная. Усл. печ. л. 6.86.
"Газпром" построит в Амурской области ГХК по производству гелия	Отпечатано в ООО "Белый ветер", 115407, г. Москва, Нагатинская наб. д. 54, пом. 4
"Газпром" завершает обоснование инвестиций в строительство завода СПГ в Приморье	

Журнал распространяется по подписке, которую можно оформить в любом почтовом отделении (индексы по каталогам): "Роспечать" – инд. **84180**; "Пресса России"– инд. **39543**; "Почта России" – инд. **10044**

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор). Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77—48491

Перепечатка, все виды копирования и воспроизведения материалов, публикуемых в журнале "АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо", допускаются со ссылкой на источник информации и только с разрешения редакции.

© Издательство "Машиностроение", "АвтоГазоЗаправочный Комплекс + Альтернативное топливо", 2013

gaz2.13(1-56).ps agzk2.13(1-56) 5 ° 2013 *. 14:22:02



3K «AutoGas Filling Complex+

+ Alternative fuel»

AN INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND TECHNICAL MAGAZINE

Founder -

LLC "Publishers Machinostroenie"

№ 2 (71) 2013 г.

Published from January, 2002

Periodicity - monthly

A magazine is plugged in List of editions of VAK Minobrnauki Russian Federation

CONTENTS

Sedghi Rouhi Babak F., Arslanov R.M., Karmenov A.G., Kapustin V.M.	Editor-in-chief: V.F. Tretyakov – academician of RAES,
Catalytic cracking vacuum gas oils obtained of heavy oils 3	doctor of chemical sciences, professor
Patrakhaltsev N.N., Petrunya I.A., Nikishin I.A.	Deputy editor
Application of alternative fuels for regulation of diesel working proceses by variation of physical – chemical and motor qualities	N.V. Nefedova
of fuel 8	Chairman of the editorial board V.F. Kornyushko – doctor of technical sciences,
Luu Hoai Phuong, Chernysheva E.A., Tatur I.R.	honored scientist of the Russian Federation
Study of the complex influence depressant and ultrasonic treatment on the changes of rheological characteristics of highly viscous oil 14	The editorial board:
Yagubov Emin Zafar oglu	doct. of techn. sc. S.P. Gorbachev
Fiberglass pipelines – as solution of the environmental safety problem of the oil and gas pipeline systems	(LLC "VNIIGAZ", Moscow) corresponding member of the AS RT G.S. D'yaconov
Panova S.A., Bajukin M.V.	(Tatarstan Resp., Kazan)
Mechanism of reorganization of the enterprises for production	doct. of techn. sc. N.A. Ivashchenko (Bauman MSTU, Moscow)
and distribution of gaseous fuel	doct. of techn. sc. N.G. Kirillov
Kokorin A.V., Aleksandrov D.V., Kostrov A.V.	(LLC "IPC Stirling-Technology", St. Petersburg)
Forecasting of operation of the main gas pipeline regarding determination of operability of scenarios of elimination	doct. of techn. sc. G.K. Lavrenchenko ("UA-SIGMA", Ukraine)
of emergency situations	corresponding member of the ANAS Y.N. Litvishkov
Create Yakutia gas production center – a stimulus of growth	(Azerbaijan, Baku)
of social and economic development of the region	academician of the NAS I.I. Lishtvan
Five years shale gas	(Belarus, Minsk)
Ivan Grachev slate Russia war was started, but beyond	academician of the RANS S.V. Meshcheryakov (MINGP, Moscow)
it the winner	doct. of econom. sc. A.V. Nikolaenko (MSUME, Moscow)
Novatek is preparing for the competition	O.N. Rumyantseva
Investment in exploration snd development – the main growth driver	(LLC "Publishers Machinostroenie")
of global oil and gas	doct. of chem. sc. R.M. Talyshinsky (TIPS RAS, Moscow)
Application of innovative solutions in the transport sector	Academician of the NAS RK E.M. Shaikhutdinov
of the Republic of Tatarstan	(Kazakhstan Resp., Almaty)
"AvtoVAZ" began to produce first electric	Editors:
Ukraine plans to get a first synthesis gas in 2014	M.I. Biryukov
GM and ABB were used worn out automobile battery 40	O.A. Filoretova
Back to the future	Computer Design
Fedorova E.B.	S.A. Zhirkina
Current trends of development of the world industry of LNG 46	Address and phone edition:
PetroChina buys two LNG projects in Australia for \$ 1.6 billion 55	107076, Moscow, Stromynsky per., building 4
"Gazprom" was built in the Amur region MCC production of helium 56	Tel.: 8 (499) 268-41-77
"Gazprom" completes the justification of investment	E-mail: info.agzk-at@mashin.ru
in the construction of the LNG plant in Primorye	mashpubl@mashin.ru www.mashin.ru

The magazine is distributed by subscription, which can be obtained at any post office (directory indexes): "Rospechat" - ind. **84180**, "The Russian Press" - ind, **39543**, "Mail of Russia" - ind. **10044**

The magazine is registered with the Federal agency for Supervision of Communications, Information Technology and Communications (Roskomnadzor), Registration certificate PI N FS77-48491

Reprint is possible only with the reference to the journal "Autogas filling complex + alternative fuel"

© "Mashinostroenie Publishers", "Autogas filling complex + alternative fuel", 2013

gaz2.13(1-56).ps agzk2.13(1-56) 5 ° 2013 *. 14:22:06

ISSN 2073-8323

КАТАЛИТИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ ТЯЖЕЛОГО ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ, ПОЛУЧЕННОГО ИЗ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

Б.Ф. Седгхи Рухи, аспирант Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, **Р.М. Арсланов,** аспирант, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, **А.Г. Карменов,** студент, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, **В.М. Капустин,** профессор, д-р техн. наук, зав. кафедрой Технологии переработки нефти РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, директор ОАО "ВНИПИнефть"

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли России и ряда других нефтедобывающих стран мира являются запасы тяжелой нефти. По оценкам специалистов, их мировой суммарный объем оценивается в 810 млрд т, что почти в пять раз превышает объем остаточных извлекаемых запасов нефти малой и средней вязкости, составляющий лишь 162,3 млрд т. Россия по запасам тяжелой и битуминозной нефти занимает третье место в мире. Высокий ресурсный потенциал данного вида углеводородного сырья заставляет уделять ему все большее внимание нефтяных компаний. В последние годы, как в России, так и за рубежом, назревает вопрос относительно ее переработки. Нами предлагаются новые подходы к развитию процессов глубокой переработки нефти, разработку которых стимулирует энергетическая стратегия России.

Ключевые слова: тяжелая нефть, вакуумные газойли, каталитический крекинг, бензин, пропилен, бутилены.

CATALYTIC CRACKING VACUUM GAS OILS OBTAINED OF HEAVY OILS

Sedghi Rouhi Babak F., graduate student of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, **Arslanov R.M.,** graduate student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, **Karmenov A.G.,** student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, **V.M. Kapustin,** professor, doctor of technical sciences, head of the Department of Oil Refining Technologies of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, director of JSC "VNIPIneft"

The major components of raw material base in the oil industry of Russia and other oil-producing countries are the reserves of heavy oils. According to experts showed, what the total volume of heavy oil resources in the world estimated at 810 billion tons, five times more than low and medium viscosities oils, amounting to only 162,3 billion tons. Russia reserves of heavy oil and bituminous oils is the third largest in the world. High resource potential of this type of hydrocarbon causes have been given to pay more attention to the oil companies. In recent years, in the Russia and foreign countries, the question is brewing about its processing. We offer new approaches to the development of deep oil refining processes, which stimulates the development of Russia's energy strategy.

Keywords: heavy oils, vacuum gas oils, catalytic cracking, gasoline, propylene, butylenes.

Введение

За последние годы нефтегазовые компании ежегодно добывают около 490 млн т нефти (с газовым конденсатом). Лучшие запасы нефтяных месторождений вырабатываются опережающими темпами, их убыль не компенсируется приростом новых запасов [1]. Актуальной задачей сегодняшнего дня является исследование ресурсного потенциала тяжелой нефти Российской Федерации и перспектив его освоения.

Основные мировые запасы углеводородов, сосредоточены именно в тяжелой нефти. По разведанным запасам тяжелой нефти Россия занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы. Заметим, что одной из наиболее важных тенденций, наблюдаемых в современном нефтедобывающем секторе, является снижение добычи легкой нефти и нефти средней плотности. Запасы нефти, удобные для добычи, истощаются ускоренными темпами. В РФ степень выработанности запасов осваиваемых нефтегазовых месторождений достигла 60%, при этом добыча ведется с использованием сверхинтенсивных технологий. Другие месторождения находятся в северных районах и содержат трудноизвлекаемые запасы тяжелой нефти и сложные подгазовые залежи [2].

На территории Российской Федерации основная часть ресурсов тяжелой нефти (ТН) приурочена к



месторождениям Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций (НГП). В настоящее время на территории Западно-Сибирской НГП разрабатывается примерно 25 % залежей тяжелой нефти; на разрабатываемые залежи приходится 30 % извлекаемых запасов ТН провинции. На территории Тимано-Печерской провинции разрабатывается примерно четверть залежей; доля этих залежей в запасах ТН провинции превышает 50 %. На территории Волго-Уральской провинции НГП, занимающей лидирующую позицию в вопросах освоения ресурсов тяжелой нефти, в настоящее время разрабатывается около 40 % залежей ТН, на разрабатываемые залежи приходится до 90 % запасов тяжелой нефти провинции [3].

Наиболее крупные залежи тяжелой нефти приурочены к терригенным и карбонатным отложениям нижнего и среднего карбона и карбонатам верхнего девона. Подавляющее большинство залежей сосредоточено на глубине 700...1500 м, в ряде случаев глубина залегания продуктивных пластов достигает 2,0...2,5 км.

На территории республики Татарстан в опытно-промышленной разработке находятся также залежи сверхвязкой нефти (СВБН), с вязкостью более 2500...4000 мПа-с. Благодаря использованию современных методов добычи нефтеотдача при разработке этих залежей превышает 30 %. По разным оценкам, суммарные ресурсы СВН и природных битумов республики Татарстан составляют от 1,4 до 7 млрд т [4].

Операционные затраты по добыче тяжелой нефти и природных битумов в 3-4 раза превосходят затраты на добычу легкой нефти, что связано не только с более высокой плотностью и вязкостью тяжелой нефти, но и с недостаточной развитостью технологии ее добычи и переработки в нашей стране. Так, технология разделения основана на смешении тяжелой нефти с легкой нефтью или легкими дистиллятами. Только в последние годы на отечественных НПЗ стали использоваться современные технологии переработки тяжелой и сверхтяжелой нефти.

Многие из российских НПЗ имеют в своем составе только процессы неглубокой переработки нефти. В этом случае из нефти выделяют легкие и средние фракции, а мазут используют как котельное топливо. На ряде заводов реализован первый этап углубления переработки нефти - выделение из мазута вакуумных фракций и их каталитический крекинг. Некоторая часть остатка вакуумной ректификации гудрона используется для получения кокса, битумов, остаточных масел. Основная масса гудрона используется для производства электроэнергии и пара. В подобной схеме глубина переработки нефти при этом составляет обычно не более 70...75 %, в то время как за рубежом, где широко развиты чрезвычайно дорогостоящие процессы переработки мазутов и гудронов, она достигает 90 %.

Как известно, после первичной переработки тяжелой нефти, выход легких углеводородов составляет не более 20 %, фракций с температурой кипения 200...350 °C и 350...530 °C – порядка 40 %, и более 40 % — остаток свыше 530 °C. Результатом чего является низкая величина глубины переработки нефти. Решение данной проблемы требует изменения технологии переработки нефти. Большое значение приобрели вторичные и, особенно, каталитические процессы. Одним из таких процессов является каталитический крекинг (КК). Высока эффективность и гибкость этого процесса, надежность используемого оборудования и возможность создания автоматизированных устано-BOK.

Экспериментальная часть

Материалы и характеристики

В работе использовали вакуумные газойли, вырабатываемые на Московском НПЗ (ГО ВГ) (фракционный состав 350...530 °C, плотность $0,889 \text{ г/см}^3$, доля серы 0,25 %): вакуумный газойль битуминозной нефти (ПВГБН), полученной перегонкой нефти на автоматизированной установке модели DIST D-5236 (фракционный состав 350...530 °C, плотность 0,9429 г/см³, доля серы 3,69 %); газойль, полученный в процессе гидроконверсии гудрона карбоновой нефти (ВГ ГК), (фракционный состав 350...530 °C, плотность 0,9492 г/см³, доля серы 2,47 %) . Микросферический цеолитсодержащий промышленный катализатор марки RD-DMS-PM компании BASF, применяемый на ОАО "Московский НПЗ" (насыпная плотность $0.97 \, \Gamma/\text{см}^3$, удельная поверхность $91 \, \text{m}^2/\Gamma$, средний диаметр пор 10,1 нм).

Эксперименты проводились на лабораторной установке MAT (micro activity test), предназначенной для проведения научно-практических исследований в области каталитического крекинга, а также для испытаний каталитической активности катализаторов крекинга, при атмосферном давлении, в температурном интервале 500...530 °C, массовой скорости 7 ч^{-1} .

Анализ продуктов реакции

Анализ продуктов осуществляется методом газовой хроматографии. Газообразные анализировались на колонках HP-PLOT/Q фирмы Varian

(предназначена для анализа углеводородного состава газа) и набивной, заполненной цеолитом CaX (для анализа неуглеводородного состава газовой фракции). Анализ жидких продуктов проводили по стандарту ASTM D2887.

Обсуждение результатов экспериментов

Результаты каталитического крекинга различных вакуумных газойлей различного происхождения представлены на рис. 1 и 2.

С повышением температуры процесса наблюдается повышение конверсии, что связано с протеканием более глубокого крекинга.

С увеличением температуры реакции увеличивается выход газовой фракции и кокса, уменьшается выход жидкой фракции (рис. 2).

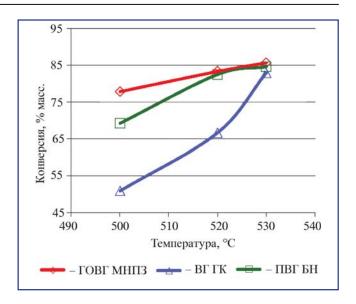


Рис. 1. Влияние температуры процесса на конверсию для различных типов вакуумных газойлей

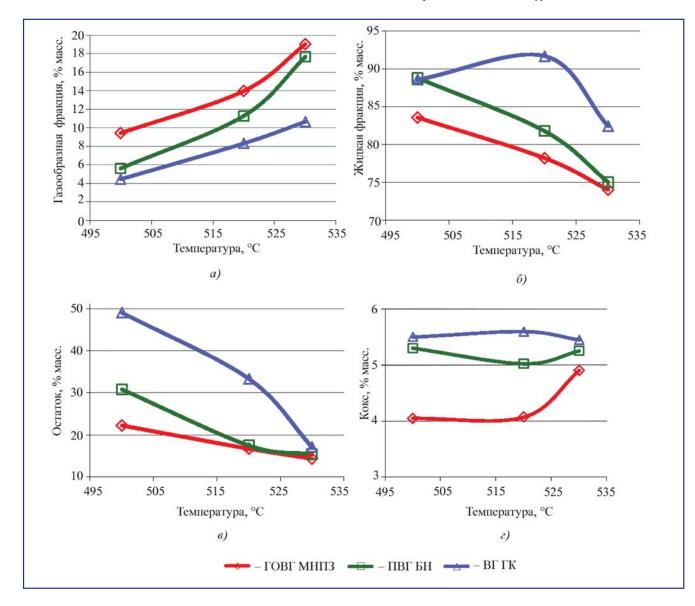


Рис. 2. Выход газообразных (а), жидких (б, в) и твердых (г) продуктов каталитического крекинга в зависимости от температуры реакции для различных вакуумных газолей



-

ТОПЛИВО ИЗ НЕФТИ И ГАЗА

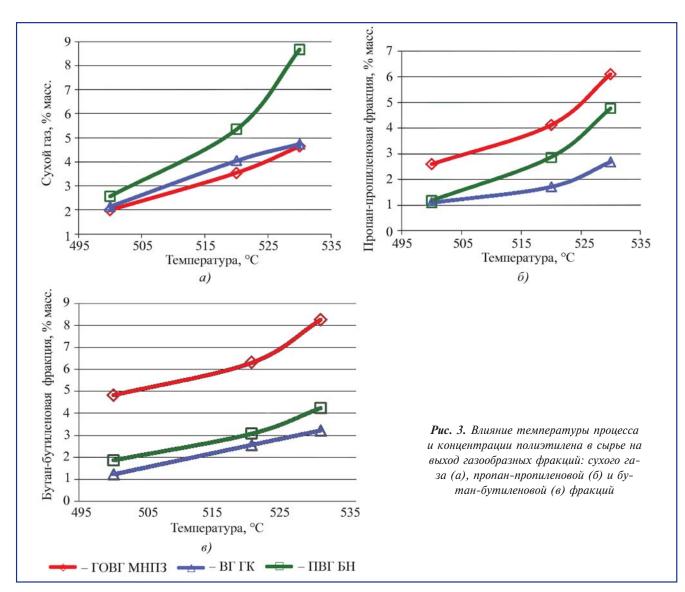
На рис. 2 видно, что кривые кокса имеют экстремальный характер, проходя через минимум областей определенных температур, различных для разного типа сырья. Повышение выхода кокса происходит вследствие увеличения скорости реакции и глубины превращения сырья. Поскольку кривые выхода кокса и бензина имеют антибатный характер, минимальный выход кокса соответствует высоким выходам бензина, что можно проследить на рис. 1 и 2.

На рис. 2, a наблюдается значительное увеличение выхода газообразной фракции с увеличением температуры для всех смесей. В состав газообразной фракции входят: сухой газ, пропан-пропиленовая и бутан-бутиленовая фракции (рис. 3). При этом выход ценного сырья для нефтехимии — пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракции возрастает почти в 2-4 раза при увеличении температуры от 500 до 530 °C (рис. 3, a и 6).

Основными продуктами пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций являются пропилен и бутилен соответственно, содержание которых во фракциях составляет более 50 % масс. Другим основным компонентом бутан-бутиленовой фракции является изобутан, доля которого во фракции может составлять до 30...40 % масс. Изобутан формируется из нестабильной бензиновой фракции и бутенов за счет протекания вторичных процессов, например, крекинга и/или изомеризации при повышенных температурах.

Также наблюдается значительное увеличение выхода сухого газа (рис. 3, a) при повышении температуры процесса до 530 °C.

При повышении температуры процесса выход бензиновой фракции (температурный интервал HK-200 °C) снижается и практически не зависит от влияния температуры в случае каталитического крекинга (КК) ГО ВГ МНПЗ. Вероятно, происходит вторичный крекинг бензиновой фракции при





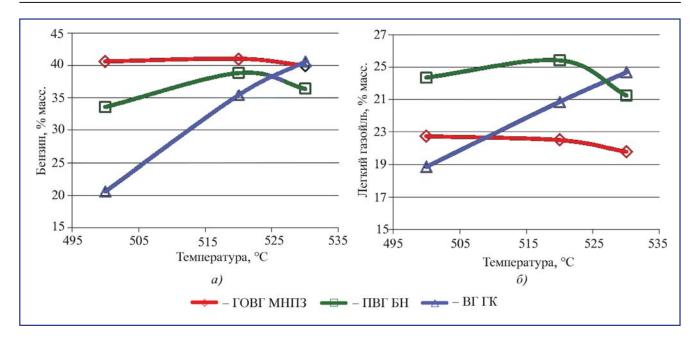


Рис. 4. Влияние температуры процесса и концентрации полиэтилена в сырье на выход жидких фракций: бензина (а) и легкого газойля (б)

высоких температурах и образуется больше сухого газа, что подтверждается результатами исследований (рис. 3, ϵ и 4, a). В случае использования в качестве сырья КК ПВГ БН, с повышением температуры процесса выход бензиновой фракции увеличивается незначительно и проходит через максимум при температуре 520 °C, наличие которого объясняется антибатным характером кривой выхода бензина. Значительно, почти в два раза наблюдается увеличение выхода бензиновой фракции при использовании в качестве сырья КК вакуумного газойля процесса гидроконверсии ПВГ БН. В двух последних случаях повышение выхода бензиновой фракции, вероятно, происходит за счет протекания более глубокого крекинга углеводородов, косвенным доказательством которого является значительное уменьшение выхода остатка (>350 °С) (рис. 4, *a*).

Подобное влияние температуры наблюдается и для выхода легкого газойля и тяжелого остатка (рис. 4, δ и 2, ϵ).

Повышение температуры процесса увеличивает выход кокса (рис. 2, г), который блокирует активные центры катализатора и тем самым снижает его активность и селективность. Кокс, как правило, формируется как из его предшественников в сырье, например, смол, металлоорганических и ароматических соединений с высокой молекулярной массой, так и при вторичных реакциях превращения из наиболее реакционно способных первичных продуктов. Снижение активности катализатора приво-

дит к росту доли вторичных реакций с соответствующим снижением выхода ценных фракций.

Выводы

Из проведенных исследований можно сделать выводы, что использование тяжелых нефтяных фракций (ПВГ БН, ВГ ГК) в качестве сырья процесса каталитического крекинга позволяет получать высокие выходы ценных продуктов — высокооктанового компонента автобензинов, пропанпропиленовой и бутан-бутиленовой фракций, сопоставимых с результатами, полученными при работе на традиционном вакуумном дистилляте (ВГ МНПЗ). Однако данные результаты достигаются при более высоких температурах (520, 530 °C), чем в случае традиционого вакуумного газойля (500 °C).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1. **Подольский Ю.В., Прищепа О.М.** Нефтегазовый потенциал России. Современное состояние, перспективы развития // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. Т. 2.
- 2. **Данилова Е.** Тяжелые нефти России// The Chemical Journal. 2008. № 12.
- 3. **Макаревия В.Н. и др.** Ресурсный потенциал тяжелой нефти Российской Федерации: перспективы освоения// Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5. № 2.
- 4. **Хасимов Р.С. и др.** Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань: Фен, 2007. 295 с.



ПРИМЕНЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТОПЛИВ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАБОЧЕГО ПРОЦЕССА **ДИЗЕЛЯ ИЗМЕНЕНИЕМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И МОТОРНЫХ СВОЙСТВ ТОПЛИВА**

Н.Н. Патрахальцев, д-р техн. наук, профессор РУДН,

И.А. Петруня, И.А. Никишин, магистры техники и технологий, аспиранты РУДН

В статье приводится анализ возможностей применения альтернативных и смесевых топлив, а также присадок и добавок к основному дизельному, как для экономии традиционных топлив, так и для улучшения протекания рабочих процессов в двигателях путем оперативного, т.е. во время работы двигателя, изменения физико-химических и моторных свойств топлива.

Ключевые слова: дизель, регулирование рабочего процесса, альтернативные топлива, физико-химические и моторные свойства топлив.

APPLICATION OF ALTERNATIVE FUELS FOR REGULATION OF DIESEL WORKING PROCESES BY VARIATION OF PHYSICAL-CHEMICAL AND MOTOR QUALITIES OF FUEL

N.N. Patrakhaltsev, I.A. Petrunya, I.A. Nikishin, Moscow Friendship University

There presented an analysis of opportunities to use some alternative fuels, mixtures of diesel fuels with different additives for regulation and improvement of working process of diesel by variation of physical-chemical and motor qualities of fuel.

Keywords: diesel, regulation of working process, alternative fuels, physical-chemical and motor qualities of fuels.

Одной из актуальных проблем современности является поиск альтернативных топлив, способных заменить традиционные нефтяные топлива для тепловых двигателей. В числе таких топлив в настоящее время рассматриваются природный и нефтяной газы, продукты синтеза углеводородов из природного газа, угля, горючих сланцев, спирты и т.д., а в более отдаленной перспективе — водород. Многолетний опыт перевода автомобильного транспорта на газовые топлива показывает, что длительность процесса создания соответствующей инфраструктуры существенно ограничивает возможности крупномасштабного освоения этих топлив, отодвигает сроки решения проблемы полной замены традиционных топлив. В то же время, необходимость уже сегодня решать экологические проблемы, энергетические региональные проблемы и прочее вынуждает идти по пути постепенного внедрения этих топлив в практику эксплуатации, применяя двухтопливные двигатели, двигатели со свойствами многотопливности. Конечно, применение таких двигателей приводит к усложнению ряда систем из-за необходимости оснащать автомобиль, например, двойной системой топливоснабжения; усложнению и удорожанию эксплуатации и технического обслуживания и т.д. И все же возможность улучшения эколого-экономических, а часто и энергетических показателей двигателей за счет изменения физико-химических и моторных свойств топлива вынуждает воспользоваться этими решениями. При этом в первую очередь предпочтение может отдаваться таким системам, которые могут быть реализованы модернизационным путем, т.е. без существенного изменения конструкции базовых двигателей.

Задача разработки топлив с заданными физико-химическими и моторными свойствами, оптимальными для дизелей данной конструкции, с данными условиями эксплуатации и т.д. ставилась уже сравнительно давно [1]. Такой подход к совершенствованию показателей дизеля был назван "физико-химическим регулированием" (ФХР), хотя, строго говоря, в условиях эксплуатации свойства топлива обычно не менялись (за исключением случаев, когда например, судовой дизель переводится на работу на тяжелом топливе после пуска и про-



грева на дизельном топливе, или газодизельные модификации, в которых включение—выключение подачи газа связывается с тепловым состоянием дизеля или его нагрузкой).

Известно, что для разных режимов работы одного и того же двигателя целесообразно использовать топливо с разными свойствами. Для карбюраторных двигателей возможность регулирования физико-химическими и моторными свойствами топлива (точнее, свойствами горючей смеси) была реализована сравнительно простыми средствами, когда для повышения детонационной стойкости к основному бензину с пониженным октановым числом стали на режимах низких частот вращения и полных нагрузок осуществлять присадку природного газа. В этом случае ставилась задача не максимального замещения бензина газом, а регулирования рабочим процессом двигателя.

Строго говоря, "физико-химическое регулирование" подразумевает оперативное изменение свойств топлива во время работы двигателя по сигналам протекания режима работы, изменения показателей рабочего процесса и т.д. [2, 3].

В дизелях возможность "физико-химического регулирования" (ФХР) появилась после разработки ряда схем систем топливоподачи, которые способны реализовать эти задачи [4, 5]. Реализация метода ФХР возможна, например, с применением системы топливоподачи с регулированием начального давления (РНД) (рис. 1). (Иначе, эти системы называют также системами с импульсной подачей добавок).

Ввод добавки в ЛВД 3 через клапан РНД 5 происходит за счет волн разрежения, формируемых в ЛВД при отсечке подачи насосом 1 и посадке нагнетательного клапана 2 в седло. Включение—выключение подачи добавок из емкостей 16 управляется с помощью электромагнитных клапанов (запорных вентилей) 9.

Электромагнитная катушка 11 позволяет управлять удержанием клапана 5 в открытом (для отключения цилиндра) или закрытом положении. После отключения подачи добавки система работает как система с РНД — регулированием начального давления топлива в ЛВД. То есть волна разрежения в ЛВД 3 открывает клапан РНД 5 и дизельное топливо из линии низкого давления (или линии отсека) через клапан (вентиль) 8 вводится в ЛВД 3, повышая в ней начальное давление, стабилизируя и интенсифицируя последующие впрыскивания топлива.

Применение метода ФХР возможно без изменения принципов автоматического регулирования дизеля с помощью штатного регулятора частоты

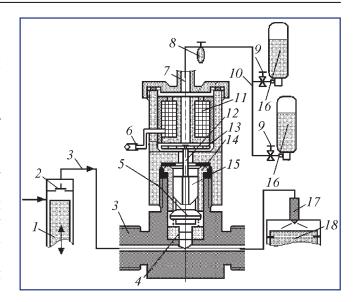


Рис. 1. Конструктивная схема выключателя добавки: 1 — ТНВД; 2 — нагнетательный клапан с объемной разгрузкой линии высокого давления (ЛВД); 3 — ЛВД; 4 — ограничитель хода клапана регулирования начального давления (РНД); 5 — клапан РНД; 6 — подвод электропитания к электромагнитной катушке (напряжение 12...24 В); 7 — канал подвода добавки (или слива дизельного топлива); 8 — фильтр; 9 — запорный вентиль; 10 — линия подвода добавки к клапану РНД; 11 — электромагнитная катушка; 12 — шток; 13 — магнитная перфорированная пластина; 14 — седло клапана РНД; 15 — направляющий хвостовик клапана РНД; 16 — баллоны с добавками; 17 — форсунка закрытого типа; 18 — дизель

вращения. Однако, поскольку на двигателе реализована система с подачей АТ в линии высокого давления, то при этом одновременно с изменением состава топлива происходит изменение, регулирование начального давления (РНД) топлива благодаря аккумулированию в ЛВД дополнительного количества топлива-добавки. В этом случае функциональная схема системы регулирования может быть представлена в несколько измененном виде в сравнении с классическим представлением (рис. 2).

В "классике" функциональная схема представляет собой взаимосвязанные три блока: регулятор частоты вращения, топливная аппаратура и объект регулирования — дизель. При реализации метода ФХР добавкой АТ в линию высокого давления топливную аппарату целесообразно представить в виде отдельных элементов: топливный насос высокого давления с нагнетательным клапаном, форсунка закрытого типа и линия высокого давления. Дополнительным элементом схемы является источник добавки. Возможно также реализовать управление расходом добавки по сигналу от регулятора.



АЛЬТЕРНАТИВНОЕ ТОПЛИВО

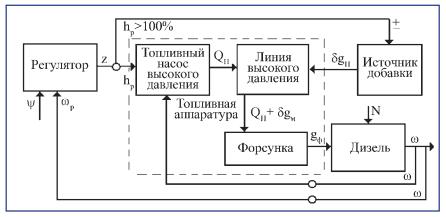


Рис. 2. Функциональная схема системы автоматического регулирования дизеля с подачей добавки в линии высокого давления:

 ω — угловая скорость вращения коленчатого вала; $\omega_{\rm p}$ — угловая скорость вала регулятора; ψ — задание органа управления двигателем; z — положение муфты регулятора; $h_{\rm p}$ — положение рейки ТНВД; $Q_{\rm H}$ — подача топлива насосом высокого давления; $\delta g_{\rm m}$ — приращение подачи топлива, благодаря изменению начального давления в линии высокого давления (ЛВД); N — положение органа управления нагрузкой; $g_{\rm p}$ — подача смесевого топлива форсункой; $\delta g_{\rm h}$ — увеличение производительности насоса благодаря зарядке ЛВД от ис-

точника добавки

Итак, существо метода ΦXP заключается в том, что при работе дизеля осуществляют добавку к ос-

или иных альтернативных топлив, присадок (а также возможно и негорючих добавок или каталитически активных веществ), регулируя рабочий процесс в нужном направлении. При этом двигатель нельзя считать ни двухтопливным, ни многотопливным, так как количество этих добавок сравнительно незначительно и применяются они эпизодически. По сравнению с основным топливным баком, хранятся они на борту транспортного средства или другой машины в виде, например, баллонов типа аэрозольных. А топливная система дизеля претерпевает незначительные модернизационные изменения, не сравнимые, например, с системой газодизеля со смешанным смесеобразованием.

новному дизельному топливу тех

Уже в настоящее время метод ФХР дизеля может быть применен для достижения целей, показанных на рис. 3.

Разъясним эти положения со ссылками на позиции рисунка 3.

1. Известно, что при работе по внешней скоростной характеристике дымность отработавших газов (ОГ) дизеля укладывается в существующие нормы, как правило, при $n=n_{\text{nom}}-0.5\,n_{\text{nom}}$. При дальнейшем снижении частоты вращения дымность возрастает недопустимо, что особенно ощутимо у двигателей со свободным газотурбинным наддувом. Для снижения дымности традиционно используют антидымные корректоры, т.е. уменьшают цикловые подачи топлива при пониженных частотах, регулируя дизель на повышенную минимальную частоту вращения (например, устанавливают $n_{\text{min}}=0.5\,n_{\text{nom}}$).

Для дизелей с наддувом применяют его регулирование. Нередко используют антидымные присадки к дизельному топливу на всех режимах. В то же время экспериментально доказана возможность снижения дымности ОГ при использовании топлива с добавкой, например, сжиженного нефтяного газа или диметилэфира [5], спиртов [6], синтетических углеводородов [7], сжиженного пропан-бутана топливного (СПБТ) [8] и т.д. Применение таких смесевых топ-

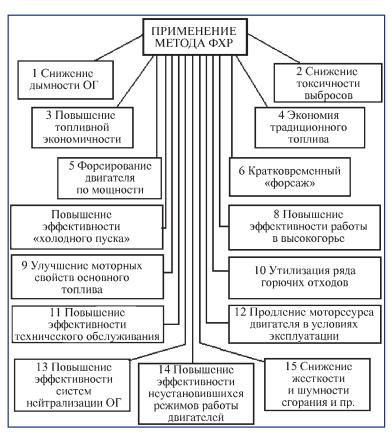


Рис. 3. Схематическое представление основных целей, достижение которых возможно методом "физико-химического регулирования" на основе применения альтернативных топлив

AT3K

лив для постоянного питания дизеля может быть экономически не выгодно. Однако кратковременное, эпизодическое применение добавки СПБТ или спирта к дизельному топливу из малоразмерных емкостей избавляет от перечисленных проблем. Операции организации работы дизеля в этом случае могут выглядеть следующим образом. При полной или близкой к ней нагрузке дизеля и снижении частоты вращения ниже установленного уровня (например, $0.5 \, n_{\text{nom}}$, включается подача добавки в линию высокого давления топливной системы вблизи форсунки, где образуется смесевое топливо, которое затем обычным порядком впрыскивается в цилиндр дизеля). Известны предложения о регулировании дымности дизеля по сигналу от датчика превышения допустимого уровня дымности.

Показано, что изменением добавки можно снизить дымность ОГ дизеля с 35 % на номинале до 30 % во всем диапазоне скоростных режимов, можно снизить минимально устойчивую частоту вращения, форсировать дизель на 20 %, причем, даже на режимах низких частот вращения — без превышения предела дымления.

- 2. Снижение токсичности ОГ методом ФХР возможно присадкой к топливу, например, водного раствора $BaCl_2$ [9]. Созданием и впрыскиванием водо-топливной эмульсии (ВТЭ), особенно на полных нагрузках, можно снизить выбросы NO_x . Подача мочевины для восстановления NO_x возможна не в каталитический нейтрализатор, а непосредственно в цилиндры дизеля. Рассматривая дизель с сажевым фильтром и системой нейтрализации ОГ как единую систему, требующую оптимизации параметров, можно периодическим введением в топливо каталитических веществ, различных, нередко дорогостоящих, антидымных присадок не только снизить сажевыделение дизеля, но и обеспечить саморегенерацию фильтра.
- 3, 4. Достижение цели повышения экономичности возможно, например, традиционным путем интенсификации впрыскивания, повышения фактора динамичности цикла, а следовательно, и степовышения давления при сгорании $\lambda = P_z / P_c$. Увеличение λ желательно проводить лишь на режимах полных нагрузок и частот вращения, с тем чтобы не увеличивать жесткость процесса сгорания при пониженных частотах и нагрузках. Эту задачу можно решить, увеличивая количество легких фракций в цикловой подаче на полных нагрузках, изменяя цетановое число топлива на этих режимах, улучшая процесс смесеобразования (диспергирование топлива) на этих режимах. Этого можно достичь, например, добавкой

спирта к дизельному топливу, насыщением топлива газом и т.д. [10, 11]. Следует отметить, что ранее было доказано, что одинакового качества распыливания топлива можно достичь при высоком давлении впрыскивания чистого дизельного топлива и при пониженном давлении впрыскивания спирто-топливной эмульсии. Очевидно, что возможное повышение доли АТ в цикловой подаче позволяет решать задачу экономии традиционного топлива частичным замещением его альтернативным.

- 5, 6. Возможности форсирования дизеля по мощности связаны с тем, что добавка, например, сжиженного нефтяного газа снижает дымность ОГ, а следовательно, появляется возможность форсировать двигатель по составу смеси. В зависимости от допустимых нагрузок возможно эпизодическое кратковременное форсирование по мощности, называемое "форсаж".
- 7. Под пуском в особых условиях следует понимать пуск дизеля при отрицательных температурах, в высокогорных условиях, пуск непрогретого двигателя (пуск из "холодного" состояния). Известен традиционный метод повышения эффективности "холодного" пуска дизеля, когда на всасывание двигателя подают пары легковоспламеняющейся жидкости (ЛВЖ). То есть по существу, регулируют физико-химические свойства заряда на впуске. Однако такой метод регулирования обладает тем недостатком, что самовоспламенение смеси может происходить в произвольный, зависящий от теплового состояния двигателя, момент. При этом возможны случаи воспламенения смеси до ВМТ с появлением недопустимо высокой жесткости сгорания, повышенного максимального давления, причем, с появлением отрицательного крутящего момента, вплоть до возможности проворачивания вала двигателя в обратном направлении. От этого недостатка избавлен метод регулирования дизеля при пуске путем присадки к дизельному топливу ЛВЖ и впрыска их смеси в цилиндр (т.е. путем ФХР) [12].

Перед пуском дизеля ЛВЖ ручным насосом через клапан РНД подают в ЛВД, повышая в ней начальное давление и создавая смесь (композит) из ЛВЖ и дизельного топлива. При прокрутке вала двигателя стартером и нагнетании топлива насосом происходит впрыск композитного топлива штатной форсункой в цилиндр. При появлении вспышек и начале самостоятельной работы дизеля разгон вала и прогрев двигателя до желательного теплового состояния также целесообразен на композитном топливе с постепенным уменьшением концентрации ЛВЖ и наконец, выключением ее подачи. Применение этого метода целесообразно для пусков дви-



АЛЬТЕРНАТИВНОЕ ТОПЛИВО

гателя и в нормальных условиях (положительные температуры окружающего воздуха, но не прогретый двигатель). Наличие ЛВЖ в композитном топливе позволяет уменьшить пусковую подачу (вообще исключить применение пускового обогатителя), а следовательно, уменьшить, например, выбросы альдегидов в процессе пуска и прогрева двигателя.

- 8. Особо полезным метод ФХР может стать для дизелей, периодически работающих в условиях высокогорья, для компенсации потерь мощности, обеспечения охлаждения, сохранения экономичности и т.д. [13]. Применение метода основано на положении о том, что добавка к дизельному топливу ГСН, спирта, ДМЭ и т.д. снижают уровень дымности ОГ. То есть допустимый предел дымления достигается в этом случае при существенно более низком коэффициенте избытка воздуха, что допускает форсировку рабочего процесса по составу смеси, а в условиях высокогорья - по меньшей мере, частично обеспечивает компенсацию потери мощности. Нормализация охлаждения двигателя при подъеме на высоту может достигаться применением водотопливных и растворотопливных эмульсий (ВТЭ и РТЭ), так называемое внутреннее охлаждение.
- 9. При использовании на дизеле альтернативных топлив, обладающих худшими физико-химическими и моторными свойствами, чем дизельное топливо, целесообразно применить регулирование этих свойств. Например, при применении топлив утяжеленного фракционного состава (УФС), легкого газойля каталитического крекинга (ЛГКК) можно добавкой легких синтетических парафиновых углеводородов (ЛСПУ) или диметилэфира (ДМЭ), обладающих высокими ЦЧ и пр., улучшить процессы смесеобразования - сгорания в области частичных режимов (где это наиболее целесообразно, так как на высокотемпературных полных нагрузках проблема применения таких топлив менее остра) [14]. Проблема повышения качества распыливания утяжеленных топлив, в том числе растительных масел, может решаться добавкой к топливу сжиженного нефтяного газа (ГСН), улучшающего диспергирование, или насыщением топлива газом. Можно предположить, что в перспективе применение ФХР может стать полезным при использовании твердых топлив.
- 10. Одним из методов повышения экологических качеств дизелей может стать метод сжигания в двигателе отработанного масла [15] (что исключает его попадание на почву, в грунтовые воды при проведении различных технических обслуживаний) или отходов химической, микробиологической и т.д. промышленности [16] (на двигателях внутри-

заводского, внутрицехового транспорта), что служит также целям экономии энергии. Сам процесс смешения дизельного топлива с какими-то отходами часто возможен лишь с применением системы с РНД, т.е. смешивание возможно и целесообразно лишь во время работы двигателя.

- 11. Ряд операций технического обслуживания дизелей можно совместить с процессом эксплуатации. Известен метод раскоксовывания распылителей форсунок применением ВТЭ или РТЭ, которые периодически подаются в дизель в течение 20...30 мин.
- 12. Снятие дизеля с эксплуатации для проведения ремонта обычно проводится по показателям выявленных отказов в работе, т.е. из-за снижения мощности, повышения расхода топлива, повышения дымности. Исследования показали [17], что присадкой к дизельному топливу сжиженного газа можно существенно улучшить эти показатели и тем самым продлить допустимое время эксплуатации двигателя.
- 13. В особых условиях эксплуатации, например, в горно-рудной промышленности, требования к рабочему процессу предъявляются прежде всего экологические. Дизель в этих условиях оснащается системой нейтрализации ОГ (каталитическими, жидкостными нейтрализаторами, сажевыми фильтрами). Традиционные методы регулирования рабочего процесса дизеля в этих условиях направлены на снижение выброса NO_x (наддув для повышения при сохранении или даже некотором снижении мощности, рециркуляция ОГ, уменьшение угла опережения впрыскивания топлива и т. д.) но при этом, как правило, возрастают выбросы СО, С, Н,,,, сажи, для устранения которых и нужны нейтрализаторы. То есть система дизель – СНОГ (система нейтрализации ОГ) в этом случае имеет пониженную экономичность, высокую стоимость, большие габариты, низкую удельную мощность. В то же время применение, например, ВТЭ (преимущественно на повышенных нагрузках), высокоцетановых присадок на малых нагрузках, каталитических добавок (РТЭ) и т.д. снижает многие проблемы, облегчая нейтрализацию ОГ.
- 14. Применение ФХР при неустановившихся режимах работы дизеля может позволить решать как задачи снижения дымности и токсичности, так и задачи повышения динамических качеств установок с дизелями благодаря улучшению характеристик распыливания, испарения, воспламенения топлива и т.д. Очевидно, что в этом случае система регулирования (ФХР) будет пригодна и для регулирования дымности при неустановившихся режимах работы дизеля (разгонах, набросах нагрузки и т.д.).



15. Уменьшение жесткости сгорания, как правило, целесообразно проводить на режимах пониженных нагрузок и/или пониженных частот вращения. Большими возможностями обладает метод повышения цетанового числа топлива на указанных режимах. На полных нагрузках цетановое число (ЦЧ) нередко снижают для обеспечения повышенной динамики сгорания и КПД. ЦЧ можно повысить, вводя в топливо соответствующие присадки на указанных режимах, и выключая их подачу при повышении нагрузки. Другой метод ФХР для решения этой задачи заключается в том, что применяя на дизеле высокоцетановое топливо, и используя "мягкую" характеристику впрыскивания (например, ступенчатую), на режимах полных нагрузок увеличивают подачу в топливо легкоиспаряющихся фракций. Благодаря этому, при сохранении "мягкой" работы на пониженных режимах, получают на полных нагрузках увеличение доли топлива, подготовленного к сгоранию, увеличение фактора динамичности цикла, возрастание степени повышения давления при сгорании и КПД.

Таким образом, метод "физико-химического регулирования", т.е. регулирования рабочего процесса дизеля оперативным, во время работы, изменением физико-химических и моторных свойств топлива, может применяться для решения многих насущных задач совершенствования показателей работы дизелей. Использование при этом альтернативных топлив позволяет накопить опыт работы с ними эксплуатирующим организациям, а он будет полезен по мере перехода транспорта на нетрадиционные топлива.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1. Сомов В.А., Лесников А.П. Физико-химическое регулирование процесса сгорания в дизеле путем оптимизации состава топлива // Тез. докл. Всесоюзной науч. техн. конфер. "Перспективы развития комбинированных двигателей внутреннего сгорания и двигателей новых схем и топлив". М., 1980. С. 75–76.
- 2. Патрахальцев Н.Н., Санчес Л.В., Шкаликова В.П. О возможности расширения ресурса дизельных топлив и регулирования рабочего процесса дизеля изменением состава топлива // ДВС. Республиканский межведомственный науч. техн. сб. Харьков.: Вища школа. 1988. Вып. 48. С. 73—79.
- 3. **Патрахальцев Н.Н.** Регулирование дизеля // Грузовик &. 1998. № 2. С. 21—24.
- 4. **Патрахальцев Н.Н., Санчес Л.В.** Пути развития топливных систем для подачи в цилиндр нетрадиционных топлив // Двигателестроение. 1988. № 3. С. 11-13.

- 5. **Патрахальцев Н.Н.** Аппаратура для газодизельного процесса // Автомобильная промышленность. 1987. № 7. С. 16–17.
- 6. **Патрахальцев Н.Н., Сааде Ю.Ж.** Способ организации рабочего процесса спирто-дизеля // Известия вузов. Машиностроение. 1993. № 7–9. С. 105–109.
- 7. **Возможности** расширения ресурсов дизельных топлив применением легких синтетических углеводородов в качестве добавки / Н.Н. Патрахальцев, В.П. Шкаликова, Г.Т. Газарян и др. // Двигателестроение. 1986. № 12. С. 26—29.
- 8. **Снижение** дымности отработавших газов дизеля ЯМЗ-238 введением в топливо нефтяного газа / Г.С. Корнилов, В.В. Курманов, Н.Н. Патрахальцев и др. // Двигателестроение. 1991. № 6. С. 51—52.
- 9. **Куцевалов В.А., Панчишный В.И., Патрахальцев Н.Н.** Возможности совершенствования рабочего процесса дизеля введением каталитических неорганических веществ в камеру сгорания // Двигателестроение. 1988. № 9. С. 8—10.
- 10. **Мазинг М.В., Патрахальцев Н.Н., Зауави Д.М.** Совершенствование рабочего процесса дизеля насыщением топлива воздухом или газом // Двигателестроение. 1995. № 3. С. 75–77.
- 11. **Патрахальцев Н.Н., Горбунов В.В., Качо Г.Л.** Сжиженный нефтяной газ для улучшения экологических качеств дизелей // Грузовик &. 1999. № 12. С. 23—26.
- 12. **Горбунов В.В., Патрахальцев Н.Н., Фомин А.В.** Улучшение пусковых качеств дизелей, работающих в условиях Крайнего Севера // Науч. техн. сб. "Природный газ в качестве моторного топлива". ИРЦ. ГАЗПРОМ. 1997. № 12. С. 38—42.
- 13. Патрахальцев Н.Н., Луис Антонио Ластра. Компенсация снижения эффективности работы дизеля в условиях высокогорья путем добавки СУГ к основному топливу // Автогазозаправочный комплекс+альтернативное топливо. 2004. № 6 (18). С. 17—20.
- 14. **Особенности** применения в автотракторном дизеле утяжеленных топлив с добавкой легких синтетических парафиновых углеводородов / В.С. Азев, Г.Т. Газарян, А.Л. Лапидус и др. // Двигателестроение. 1990. № 6. С. 24, 33—36.
- 15. **Горбунов В.В., Патрахальцев Н.Н., Берро Б.** Сжигание отработанного масла в цилиндрах дизеля // Строительные и дорожные машины. 1992. № 4. С. 23—25.
- 16. **Патрахальцев Н.Н., Сааде Ю.Ж.** Использование отходов биохимических, химических, микробиологических производств в качестве альтернативных топлив для дизелей // Двигателестроение. 1995. № 3. С. 68–70.
- 17. Патрахальцев Н.Н., Казначевский В.Е., Медведев Е.В. Возможности продления моторесурса изношенного дизеля добавкой сжиженного нефтяного газа к основному топливу // Автогазозаправочный комплекс+альтернативное топливо. 2004. № 2 (14). С. 10–12.



ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ И УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА ИЗМЕНЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Лыу Хоай Фыонг, аспирант, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, **Е.А. Чернышева**, профессор, канд. хим. наук, зам. зав. кафедрой технологии переработки нефти, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, **И.Р. Татур**, доцент, канд. техн. наук, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Рассмотрено действие депрессорной присадки и ультразвукового излучения на виды высоковязкой нефти. Проведен анализ реологических свойств нефти, изучено изменение температуры застывания и динамической вязкости после комплексного воздействия. Показано, что для нефти с высоким содержанием смолистых веществ, наиболее действенным является использование комплексного воздействия депрессорной присадки и ультразвука.

Ключевые слова: депрессорная присадка, ультразвуковая обработка, температура застывания, динамическая вязкость, устойчивость, комплексное воздействие, высоковязкая нефть, индекс эффективности.

STUDY OF THE COMPLEX INFLUENCE DEPRESSANT AND ULTRASONIC TREATMENT ON THE CHANGES OF RHEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF HIGHLY VISCOUS OIL

Luu Hoai Phuong, graduate student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, **E.A. Chernysheva**, professor, candidate of chemical sciences, deputy head of the department of oil refining technologies, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, **I.R. Tatur**, assistant professor, candidate of technical sciences, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

The action of depressant and ultrasonic radiation on highly viscous oil is considered. The analysis of the rheological properties of oil is performed, the change of freezing temperature and dynamic viscosity after the complex exposure is studied. It is shown that for oil with a high content of tar use of integrated effects depressant and ultrasound is the most effective.

Keywords: depressant, ultrasonic processing, freezing temperature, dynamic viscosity, stability, comprehensive impact, high viscosity oil, efficiency index.

В последние годы значительная часть объемов добычи нефти обеспечивается включением в процесс разработки месторождений с тяжелыми, высоковязкой и высокопарафинистой нефтью. Добыча и транспортировка такой нефти затруднены из-за высокой вязкости и температуры застывания, аномального реологического поведения. Особенность реологических свойств этой нефти проявляется в непостоянстве их динамической вязкости, зависящей от прилагаемого напряжения сдвига и скорости движения жидкости. Такое течение нефти является неньютоновским и определяется ее коллоидно-химическим состоянием (составом дисперсной фазы и дисперсионной среды), характером межмолекулярных взаимодействий, структурообразованием [1].

Для снижения температуры застывания и улучшения реологических характеристик добываемой нефти

на месторождениях с тяжелой, высоковязкой нефтью используют целый ряд технологий: термическую обработку и другие методы физического воздействия, разбавление легкими фракциями нефти или различными растворителями, введение присадок, регулирующих вязкоупругие свойства нефти. В настоящее время в нефтяной промышленности используют очень большое количество присадок, наибольшее распространение получили присадки на основе высокомолекулярных полимерных соединений. В частности, широко используются сополимеры алкенов с винилацетатом или с эфирами непредельных кислот (например, акриловой или метакриловой) и т.п.

Следует отметить, что используемые присадки — регуляторы реологических свойств нефти — недостаточно эффективны для высоковязкой смолистой нефти [1].

AT3K

Таблица 1

Основные характеристики исследуемой нефти

Образец нефти	Состав нефти Парафины, Асфальтены, % Смолы, % масс.		Температура плавления парафинов, °С	Температура застывания нефти, °С	(Π+A)/C	
Образец 1	8,9	0,5	13,4	+63	+13	0,7
Образец 2	12,4	0,2	9,2	+58	+9	1,37

В связи с этим интерес представляют и другие способы улучшения реологических свойств нефти с высоким содержанием смол. Одним из вариантов решения этой задачи является использование ударно-волнового воздействия на высокопарафинистые нефти. К такому воздействию относятся электроимпульсная обработка нефти, обработка гидродинамическим вибратором, обработка гидродинамическим измельчителем, ультразвуковая обработка нефти и т.д. [2, 3].

Целью настоящей работы являлось изучение изменения реологических свойств тяжелой высоковязкой нефти при комплексном воздействии ультразвуковой обработки и депрессорной присадки.

Для исследования были взяты два вида нефти, характеризующиеся высоким содержанием смол и значительным количеством парафинов (табл. 1).

В работе была использована высокоэффективная депрессорная присадка ДМН-2005 [4].

Волновая обработка выполнялась с помощью комплекта ультразвукового оборудования (лабораторного ультразвукового диспергатора) УЗД-20-500 [5]. К премиуществам установки относятся компактные размеры, возможность работы как в стационарном, так и в проточном режиме, небольшой объем испытуемого образца (при работе в стационарном режиме).

Для исследуемых образцов исходной нефти, а также нефти с присадкой ДМН-2005 (300 г/т), подвергавшихся ультразвуковой обработке, были определены температура застывания, динамическая вязкость, и агрегативная устойчивость.

Для определения температуры застывания образцов был использован прибор "Фазафот" [6], общий вид которого представлен на рис. 1. Принцип дейст-



Рис. 1. Общий вид фотоколориметра "Фазафот"

вия этого прибора основан на явлении зеркального отражения, что в сочетании с методом кривых охлаждения/нагревания, позволяет определить ряд низкотемпературных свойств объекта в ходе одного опыта.

Динамическая вязкость была измерена при различных температурах, от 25 до 10 °C с шагом 5 на ротационном вискозиметре "Реотест RN4" [7] (рис. 2), применяемом в рамках ГОСТ 1929—87 "Метод определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре".

Агрегативная устойчивость образцов нефти была определена на основе упрощенной методики [8], основанной на центрифугировании испытуемого нефтепродукта в среде растворителя с последующим определением оптической плотности верхнего и нижнего слоев центрифугата с помощью фотоэлектроколориметра (ФЭК) ЮНИКО-2100 (рис. 3).

Полученные результаты представлены в табл. 2. Анализ данных, представленных в табл. 2, показал, что при добавлении 300 г/т депрессорной присадки ДМН-2005 к нефти в количестве 300 г/т температура застывания значительно снизилась, и депрессия составила 9,5 °C для нефти (образец 1) и 7 °C для



Рис. 2. Общий вид вискозиметра "Реотест RN4"



ТОПЛИВО ИЗ НЕФТИ И ГАЗА



Рис. 3. Общий вид фотоэлектроколориметра ЮНИКО-2100

нефти (образец 2). Кроме этого, фактор устойчивости при введении присадки увеличился — для образца 1 на 63 % и для образца 2 на 53 %, это свидетельствует о наличии стабилизирующего эффекта депрессорной присадки ДМН-2005 для этой нефти.

При действии ультразвука на исследуемую нефть происходит уменьшение температуры застывания, как и при использовании депрессорной присадки (для образца 2), однако агрегативная устойчивость системы при этом снижается.

При совместном воздействии депрессорной присадки и ультразвуковой обработки на исследуемую тяжелую высоковязкую нефть температура застывания снизилась сильнее, чем при воздействии каждого фактора в отдельности: депрессия составила 13 °С для нефти (образец 1) и 9 °С для нефти (образец 2), устойчивость систем увеличилась в 3–5 раз.

Таким образом, среди методов, используемых для улучшения низкотемпературных свойств и увеличения показателя устойчивости смолисто-парафинистой нефти с высокой температурой застывания, наиболее эффективно комплексное воздействие ультразвуковой обработки и депрессорной присадки, введенной в оптимальном количестве.

Для исследуемой нефти после введения присадки и ультразвуковой обработки также была изучена зависимость динамической вязкости нефти от напряжения сдвига. Результаты показаны на рис. 4 и 5.

Анализ полученных результатов показал, что максимальное снижение динамической вязкости при всех температурах исследования наблюдается для систем, подвергающихся воздействию только ультразвука, причем наибольший эффект проявляется в области температур 20...25 °C.

Введение только присадки или введение присадки совместно с обработкой ультразвуком оказывает менее существенное влияние на уменьшение вязкости, чем только обработка ультразвуком. При этом, действие депрессорной присадки оказывается более эффективным для нефти (образец 2), содержащей значительное количество парафинов (соотношение суммы парафинов и асфальтенов к смолам — (П+A)/С составляет от 1,0 до 5,0). Для нефти (образец 1), в составе которой превалируют смолы ((П+A)/С меньше 1,0), введение присадки совместно с обработкой ультразвуком оказывается более целесообразным.

Для более наглядного сравнения эффективности различных способов действия на нефть рассчитаны индексы эффективности по формуле:

$$J_{9\Phi\Phi} = \frac{\eta_{\text{исх}}}{\eta_{\text{возл}}}$$
,

где $J_{\text{эфф}}$ — индекс эффективности;

 $\eta_{\text{исх}}$ — динамическая вязкость исходной нефти, МПа·с;

 $\eta_{\mbox{\tiny BO3Д}}$ — динамическая вязкость нефти с присадкой или обработкой ультразвуком, МПа·с.

Индекс эффективности $J_{_{3}\phi\phi}$ показывает, во сколько раз динамическая вязкость нефти, подвергавшейся различным воздействиям отличается от динамической вязкости исходной нефти.

Чем больше величина индекса эффективности $J_{\rm эф}$, тем выше способность изучаемого воздействия улучшать реологические свойства нефти [1]. Значения индексов эффективности, рассчитанные для показателей динамической вязкости, определенных при различных температурах, приведены в табл. 3.

Результаты расчета величины индексов эффективности воздействий ($J_{9\varphi\varphi}$) свидетельствуют о том, что максимальный эффект снижения динамической вязкости достигается при обработке исходных образ-

 Таблица 2

 Результаты определения температуры застывания и показателя фактора устойчивости исследуемой нефти после обработки их ультразвуком и введения депрессорной присадки

		Образец нефти				
№	Свойства нефти	Исходная нефть	Нефть+0,03 % ДМН-2005	Обработанная нефть	Обработанная нефть+0,03 % ДМН-2005	
05 1	Температура застывания $(T_3, {}^{\circ}C)$	+13	+3,5	+8,5	0	
Образец 1 Фактор устойчивости (Ф)		0,27	0,44	0,43	0,92	
Температура застывания $(T_3, {}^{\circ}\mathrm{C})$		+9	+2	+2	0	
Образец 2	Фактор устойчивости (Ф)	0,32	0,49	0,27	1,77	

AT3K

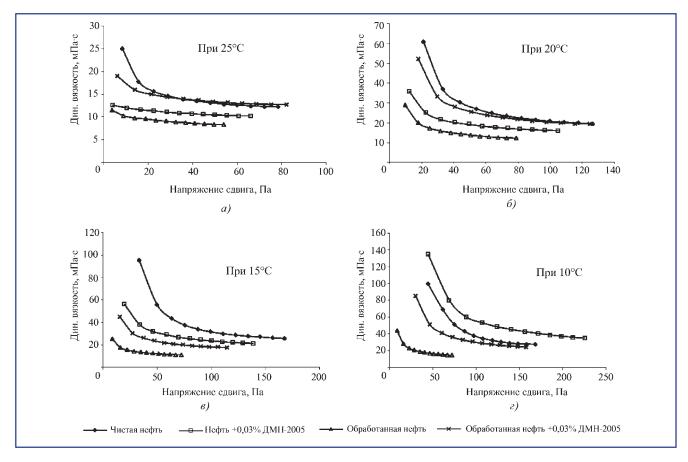


Рис. 4. График зависимости изменения динамической вязкости нефти (образец 1) от напряжения сдвига

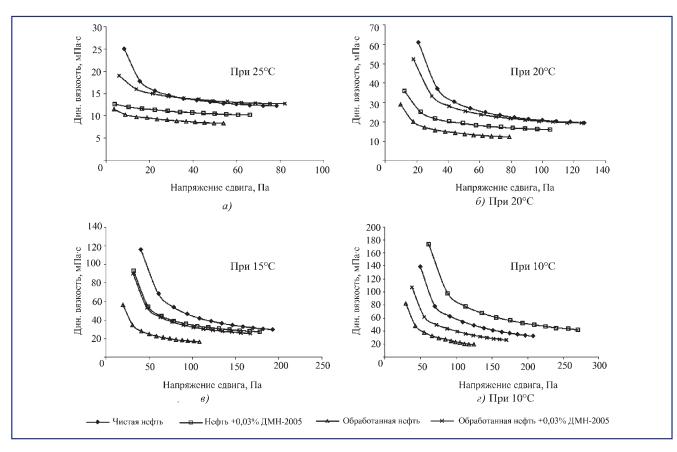


Рис. 5. График зависимости изменения динамической вязкости нефти (образец 2) от напряжения сдвига



AГЗК+AT, № 2 (71) / 2013

Таблица 3

Оценка эффективности различных способов воздействия на динамическую вязкость нефти при различных температурах

	Образец нефти						
Nº	Исходная нефть	Нефть + 0,03 % ДМН-2005		Обработанная нефть		Обработанная нефть+0,03 % ДМН-2005	
14⊼	Динамическая вязкость, мПа·с	Динамическая вязкость, мПа·с	Индекс эффективно- сти, $J_{ m 3}$	Динамическая вязкость, мПа·с	Индекс эффективно- сти, $J_{ m 3}$	Динамическая вязкость, мПа·с	Индекс эффективно- $_{\rm CTH}$ $_{ m J_{2}$ $_{\rm O}$ $_{\rm O}$
			При	T = 25 °C			
Образец 1	21,54	9,34	2,31	6,07	3,55	8,48	2,54
Образец 2	14,91	11,42	1,31	9,69	1,54	14,59	1,02
			При	T = 20 °C			
Образец 1	31,03	16,95	1,83	6,38	4,86	12,53	2,48
Образец 2	28,17	20,95	1,34	16,51	1,71	26,38	1,07
	При <i>T</i> = 15 °С						
Образец 1	35,95	30,27	1,19	14,82	2,43	24,46	1,47
Образец 2	49,77	41,32	1,20	26,38	1,89	40,32	1,23
	При T $= 10~^{\circ}\mathrm{C}$						
Образец 1	36,75	56,28	0,65	21,43	1,71	38,17	0,96
Образец 2	59,34	78,84	0,75	36,13	1,64	47,54	1,25

цов только ультразвуком. В то время как для уменьшения температуры застывания наиболее эффективно комплексное воздействие присадки и ультразвука.

Это можно объяснить тем, что нефть состоит из низкомолекулярных и высокомолекулярных соединений (ВМС), межмолекулярные взаимодействия (ММВ) которых приводят к образованию в нефти пространственных надмолекулярных структур, состоящих из множества макромолекул. Для перемещения всей макромолекулы нефти необходимо совместное перемещение многих сегментов. Значит сопротивление, оказываемое макромолекулой в потоке, должно зависеть от ее молекулярного веса. Чем больше молекулярный вес, тем сильнее в нефти развивается надмолекулярное структурообразование, тем при более низких напряжениях сдвига совершается переход к неньютоновскому течению и тем больше возрастает показатель динамической вязкости.

При обработке ультразвуком происходит разбивание надмолекулярной структуры, это приводит к снижению динамической вязкости. Однако при введении депрессорной присадки, образуется пространственная надмолекулярная структура, способствующая некоторому увеличению вязкости. Поэтому существенное уменьшение показателя вязкости при обработке системы только ультразвуком.

Таким образом, при изучении влияния различных воздействий на нефтяную систему, содержащую большое количество смолистых соединений и значительное количество парафинистых веществ, пока-

зывает, что для нефти различного состава требуются разные методы воздействия. Оптимальное решение задачи по снижению температуры застывания и динамической вязкости, увеличению устойчивости той или иной нефти может быть принято только с учетом индивидуальных особенностей нефти. Такой подход способен повысить эффективность нефтедобычи, уменьшить затраты на транспортировку и переработку нефти.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1. **Фахретдинов П.С., Борисов Д.Н., Романов Г.В.** Новые регуляторы реологических свойств высокосмолистой нефти // Нефтегазовое дело. 2007.
- 2. Патент № 2382933 РФ. Устройство для снижения вязкости нефти и нефтепродуктов при помощи комплексного воздействия микроволновой энергии и ультразвукового излучения / С.Н. Иль-ин, О.Л. Сироткин, Н.П. Бекишов, А.П. Захаров, Н.В. Белоконева.
- 3. **Патент** № 2346206 РФ. Способ перекачивания вязких жидкостей / В.Н. Хмелев, Д.С. Абраменков, С.С. Хмелев, С.Н. Цыганок, Р.В. Барсуков, А.В. Шалунов, М.В. Хмелев.
- 4. **Терентьев В.Е., Безгина А.М., Данилов А.М.** Депрессорно-реологическая присадка к нефти ДМН-2005. Описание и руководство по применению. М., 2009—2010.
- 5. **Паспорт.** Комплект ультразвукового оборудования. Лабораторный диспергатор УЗ-20-500. М., 2006.
- 6. Шишкин Ю.Л. Определение температур помутнения и застывания дизельных топлив на фотоколориметре "Фазафот" // XTTM. 2007. № 4. С. 48-52.
 - 7. Инструкция вискозиметра "Реотест RN4".
- 8. Глаголева О.Ф., Клокова Т.П., Матвеева Н.К. Физико-химическая механика нефтяных дисперсных систем. М., 1991. 49 с.

AT3K

ISSN 2073-8323

СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ КАК РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Э.З. Ягубов, д-р техн. наук, Филиал Дальневосточного федерального университета в г. Находке

В статье излагается современное состояние нефтегазопроводных систем, предлагаются пути решения проблемы экологической безопасности нефтегазопроводов через внедрение стеклопластиковых трубопроводов. Заглавие статьи полностью отражает содержание.

Ключевые слова: нефтегазопроводные системы, экологическая безопасность, стеклопластиковые трубопроводы.

FIBERGLASS PIPELINES – AS SOLUTION OF THE ENVIRONMENTAL SAFETY PROBLEM OF THE OIL AND GAS PIPELINE SYSTEMS

Yagubov Emin Zafar oglu, doctor of technical sciences, deputy director of the Far Eastern Federal University Branch in Nakhodka

The article describes the current state oil and gas pipeline systems, ways to solve the problem of the oil and gas pipelines environmental safety through the introduction of fiberglass pipelines are offered. Title of the article fully reflects content

Keywords: oil and gas pipeline systems, environmental safety, fiberglass pipelines.

Россия по протяженности трубопроводов различного назначения занимает второе место в мире после США [1]. Весь добываемый природный газ и 98 % нефти доставляется потребителям трубопроводным транспортом.

В настоящее время на территории России эксплуатируется более 200 тыс. км магистральных нефтегазопродуктопроводов и около 350 тыс. км — промысловых [2].

По оценкам специалистов МЧС, аварийность трубопроводов ежегодно возрастает в 1,7 раза, и уже сейчас 70 % систем жизнеобеспечения страны находятся в изношенном состоянии [3, 4]. В них теряется большое количество транспортируемых нефти и газа, воды и тепла.

Число аварий увеличивается с каждым годом ввиду изношенности и ветхости трубопроводных транспортных систем. Статистические данные говорят о том, что уже сейчас 42 % трубопроводных систем не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17 % служат менее двух лет. По другим данным [5], более 50 % трубопроводов, по которым транспортируют агрессивные среды, имеют срок службы от одного месяца до двух лет.

В целом ежегодная потребность нефтяной промышленности в трубах составляет около 80...100 тыс. км [6].

В настоящее время на территории России эксплуатируется 52,5 тыс. км магистральных нефтепроводов [7] диаметром от 530 до 1220 мм, 73 % из которых были построены более 20 лет назад, 38 % находятся в эксплуатации более 30 лет, 37 % — от 20 до 30 лет, и 19 100 км нефтепродуктопроводов, из которых 46 % используются более 30 лет, 25 % — от 20 до 30 лет [8].

Аналогична ситуация на газопроводах.

Протяженность магистральных газопроводов России составляет 166 тыс. км [7, 9], в том числе по диаметрам: 1420 мм - 49 600 км; 1220 мм - $25\ 060\ \text{km}$; $1020\ \text{mm} - 16\ 495\ \text{km}$; $820\ \text{mm} - 4527\ \text{km}$, 720 мм - 11414 км; 530 мм - 11825 км и др. [10]. Изних газопроводы со сроком службы от 10 до 32 лет составляют 64 %, на долю газопроводов, находящихся в эксплуатации более 30 лет, приходится 14 % (при этом средний возраст газопроводов равняется 22 годам при нормативном сроке эксплуатации в 33 года) и лишь 22 % газопроводов эксплуатируются менее 10 лет, около 16 тыс. км газопроводов нуждаются в переизоляции и ремонте, а по причине потенциальной опасности более 21 тыс. км газопроводов эксплуатируются при пониженных давлениях [10, 11].

В результате ухудшения состояния объектов транспортной инфраструктуры фактическая про-



ЭКОЛОГИЯ ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА

изводительность трубопроводных транспортных систем ниже проектной.

Как показывает практика, нормальный период эксплуатации стальных трубопроводов в лучшем случае составляет не более 10...25 лет (в промысловых условиях трубопроводы работают не более 1...2 лет; на большинстве месторождений Урала и Западной Сибири вследствие большого количества высокоминерализованной воды стальные трубопроводы выходят из строя, как правило, через 2...3 года [12]). 90 % аварий на нефтегазопроводах происходят вследствие коррозионного разрушения материала труб.

Нельзя упускать и тот факт, что аварии наносят невосполнимый ущерб экосистеме. А наиболее опасными для окружающей среды являются разливы нефти. Например, по данным Европейской организации по защите окружающей среды Concawe D. Lyon, 100 г разлитой на поверхности воды нефти приводит в негодность около 8000 л пресной воды, а растительность при контакте с нефтью погибает полностью в течение 2...3 ч. Согласно данным, приведенным в исследованиях В.М. Клапцова (Российский институт стратегических исследований) [13], при разливе нефти в количестве 12 л/м² фитомасса через 3 года уменьшается на 74 %, при разливе 25 л/м^2 — на 90 % за год. Период самовосстановления растительного покрова после загрязнения почвы для северных широт составляет 10...15 лет. При попадании в воду 1 т нефти образуется сплошная пленка на площади 2,6 км². Однопроцентный водный раствор ароматических углеводородов, которых в нефти содержится 30...40 %, убивает все водные растения.

Таким образом, надежность систем трубопроводного транспорта является основным условием для бесперебойной подачи потребителям нефти, газа и нефтепродуктов. Проблемы, связанные с повышением надежности, срока службы, эффективности функционирования трубопроводных систем - наиболее актуально стоят в настоящее время перед специалистами нефтегазовой отрасли. Им посвящены многие научные работы и исследования. Учитывая рост протяженности прокладываемых трубопроводных систем, насыщение густонаселенных районов трубопроводами с приближением их к поселениям человека, предприятиям и инженерным коммуникациям, к надежности и безопасности нефтегазопродуктопроводов предъявляются все более высокие требования.

Важным фактором обеспечения надежности служит правильный выбор материала для сооружения, ремонта, восстановления и реконструкции систем трубопроводного транспорта.

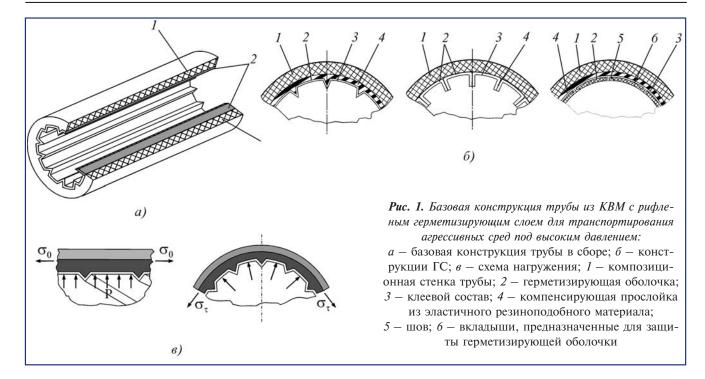
К таким материалам на современном этапе следует отнести стеклопластики, использование которых в изделиях наукоемких технологий (в авиа-, ракетно-, космической технике, в судостроении) позволило сделать качественный скачок в совершенствовании производства трубных конструкций высокого давления повышенной прочности и коррозионной стойкости.

Переход на применение стеклопластиковых труб взамен стальных обусловлен следующими преимуществами [14-16]:

- высокая механическая прочность;
- высокая коррозионная стойкость;
- анизотропия свойств КМ позволяет получать равнопрочные конструкции, рационально используя при этом материал, что невозможно в случае применения в качестве материала для труб изотропных сталей;
- низкая теплопроводность, позволяющая в ряде случаев избегать применения теплоизоляционных покрытий;
- устойчивость к воздействию агрессивных сред и микроорганизмов, к воздействию грунтовых и сточных вод, корродирующих грунтов;
 - высокая стойкость к абразивному износу;
- практически зеркальная внутренняя поверхность исключает парафиновые и соляные отложения и снижает гидравлическое сопротивление, тем самым повышая пропускную способность труб;
- низкий удельный вес при погрузочно-разгрузочных работах и монтаже труб диаметром до 600 мм позволяет обходиться без специальных подъемно-транспортных машин;
- при монтаже не требуются высококвалифицированные рабочие, снижается трудоемкость;
- гарантийный срок службы таких труб не ниже 30 лет.

Однако практика создания нефтегазопроводов композиционно-волокнистых материалов столкнулась с двумя главными проблемами, требующими научного изучения и решения:

- 1. Низкая трещиностойкость стенок труб под действием внутреннего давления и возникающая при этом вероятность утечек транспортируемых сред с последующим разрыхлением структуры композита и, как следствие, снижение прочности [14, 17].
- 2. При использовании герметизирующих слоев с целью решения проблемы 1 – возникновение "кессонного отслаивания" герметизирующего слоя при сбросах внутреннего давления, приводящее к разгерметизации трубопровода [18].



Автором в ходе проведенных исследований и экспериментальных работ была разработана конструкция бислойной стеклопластиковой трубы, отличающаяся от известных конструкций стеклопластиковых труб с внутренним герметизирующим слоем, позволяющая нейтрализовать вышеуказанные проблемы.

Это достигается за счет того, что в тонкослойных металлических герметизирующих оболочках предложено использовать конструктивно-технологическую концепцию их рифления. При нагружении трубы внутренним давлением силовая оболочка претерпевает упругие деформации растяжения и в тангенциальном, и в коаксиальном направлениях. Для предотвращения разрыва от тангенциальных напряжений или отслоения от силовой стенки тонколистовой упругой герметизирующей оболочки, упругая деформация которой при разрыве меньше упругой деформации композиционно-волокнистой оболочки трубы, герметизирующая оболочка выполняется с системой радиальных складок, образующих ребра жесткости, обращенные внутрь трубы.

Таким образом, герметизирующая оболочка оказывается при действии внутреннего давления транспортируемой среды ненагруженной, адаптивно отслеживая радиальную деформацию силовой оболочки трубы. Такая конструктивно-технологическая концепция применима и в случае использования в качестве ГС полимерного материала, например полиэтилена, который при действии внутреннего давления транспортируемой среды,

не испытывая плоского двухосного растяжения, уже не будет претерпевать надмолекулярно-структурной перестройки, приводящей к его разуплотнению и образованию каналов проницаемости в нем. Благодаря такой технологии, непроницаемость полимерной герметизирующей оболочки трубы существенно повышается. Кроме этого, подобный герметизирующий слой имеет ряд преимуществ перед гладким герметизирующим слоем: меньший вес при том же гидравлическом сопротивлении и давлении, повышенная гибкость, способность противостоять сдвиговым деформациям, экономия сырья при производстве рифленых ГС достигает 50 % (рис. 1).

Применение рифленых ГС исключает образование устойчивых зон скопления газов в верхней части и твердых фракций в донной части трубы, т.е., другими словами, имеет место гомогенизация трубопроводного тракта и транспортируемой среды.

Для повышения радиальной прочности скрепления герметизирующей и силовой оболочек при сбросе внутреннего давления ребра герметизирующей оболочки рекомендуется выполнять в виде спирально-винтовых рифлей, которые хорошо видны на рис. 2 [14, 16, 19].

Помимо высоких показателей по герметичности, позволяющих нейтрализовать возможные негативные экологические проблемы при транспортировке высокоагрессивных сред, экспериментально было установлено, что использование спирально-рифленых внутренних ГС приводит к уве-



ЭКОЛОГИЯ ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА

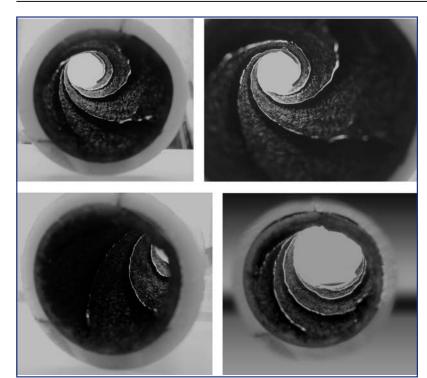


Рис. 2. Стеклопластиковая стенка с рифленым (спирально-винтовым) ГС в разрезе после испытаний

личению скорости потока в трубе на 3...5 %, по сравнению со скоростью потока в трубе с обычным ГС. Измерения производились с помощью ультразвукового накладного расходомера "Flexim".

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1. **Емелин В.И., Шайхадинов А.А.** Комплекс оборудования для бестраншейной реконструкции трубопроводных коммуникаций // Механизация строительства. 2005. № 1. С. 14—17.
- 2. **Бобылев Л.М.** Труба или решето? // Нефть России. 2000. № 1. С. 64—68.
- 3. **Бобылев Л.М.** Аварий и катастроф из-за утечек нефти, газа, воды и промышленных стоков из трубопроводов можно избежать // Механизация строительства. 2004. № 3. С. 12-15.
- 4. **Григоращенко В.Д., Плавских В.Д., Харькин В.А.** Бестраншейная реконструкция подземных трубопроводов // Строительная техника и технологии. 2002. № 3. С. 76—77.
- 5. **Проскурин Е.** Защитные покрытия: качество и долговечность труб // Национальная металлургия. 2003. № 5. С. 68-78.
- 6. Самые перспективные трубы // Нефть и жизнь. 2004.
 № 5 (11). С. 30–31.
- 7. **Годовой** отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2009 году [Электронный ресурс] / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору.

- M., 2010. Свободный доступ из сети Интернет. URL: http://www.gosnadzor.ru/osnovnaya_deyatelnost_otchety.
- 8. Современное состояние системы магистральных трубопроводов [Электронный ресурс] / Транспортная безопасность и технологии. 2004. Свободный доступ из сети Интернет. URL: http://www.transafety.ru.
- 9. Варфоломеева Л. Информационные технологии на службе нефтегазовой отрасли России // Нефть России. 2004. № 9. С. 24—25.
- 10. Бойко А.М., Дедешко В.Н., Салюков В.В. и др. Состояние эксплуатации и капитального ремонта магистральных газопроводов в 1998 году // Газовая промышленность: науч.-техн. сб. сер.: "Ремонт трубопроводов". М.: ООО "ИРЦ Газпром", 1999. № 1—2. С. 18—25.
- 11. Будзуляк Б.В., Дедешко В.Н., Салюков В.В. и др. Формирование концепции ремонта линейной части магистральных газопроводов ОАО "Газпром" // Газовая промышленность: науч.-техн. сб. сер.: "Ремонт трубопроводов". М.: ООО "ИРЦ Газпром", 1999. № 1–2. С. 4–17.
- 12. **Черепанов А.** Рецепт долголетия [Электронный ресурс] // Нефть России (Мо-
- сква). 2001. Свободный доступ из сети Интернет. URL: http://www.biohim.ru/ library/697.php.
- 13. **Клапцов В.М.** Экологические проблемы эксплуатации трубопроводов в России // Бюллетень Российского института стратегических исследований. 2003. № 14.
- 14. **Ягубов Э.3.** Композиционно-волокнистые трубы в нефтегазовом комплексе. Под редакцией д-ра техн. наук, профессора И.Ю. Быкова. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 271 с.
- 15. **Ягубов Э.3.** Стеклопластиковые трубы: проблемы и перспективы применения в нефтегазовой промышленности // Технологии нефти и газа. 2006. № 5. С. 61–67.
- 16. **Ягубов Э.3.** Стеклопластиковые трубы будущее экологически безопасного нефтегазопроводного транспорта // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2007. № 7. С. 20–23.
- 17. **Ягубов Э.3.** Механизм нарушения герметичности трубопроводов из композиционных материалов // Конструкции из композиционных материалов. 2010. № 1. С. 53–63.
- 18. **Ягубов Э.3.** Проблема "кессонного явления" в высоконапорных стеклопластиковых трубах с герметизирующим слоем. Находка: Находкинский инженерно-экономический институт, 2006. 11 с.
- 19. **Ягубов Э.3.** Пути повышения герметичности изделий из стеклопластика на примере труб нефтегазового назначения // Междунар. науч.-техн. конф. "Современное материаловедение и нанотехнологии", 27—30 сентября 2010 г. Т. 1. Комсомольск-на-Амуре: КнАГТУ, 2010. С. 334—340.

AT3K

ISSN 2073-8323 ЭКОНОМИКА

МЕХАНИЗМ РЕОРГАНИЗАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ ПО ПРОИЗВОДСТВУ И РАСПРЕДЕЛЕНИЮ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

С.А. Панова, д-р техн. наук, профессор кафедры Информационных технологий МИТХТ им. М.В. Ломоносова, **М.В. Баюкин**, канд. техн. наук, заместитель директора по управлению проектами и информационным технологиям ЗАО "Научно-производственная фирма "ДИЭМ"

Рассмотрены варианты реорганизации предприятий по производству и распределению газообразного топлива. Приведен алгоритм формирования механизма реорганизации предприятия по производству и распределению газообразного топлива.

Ключевые слова: реорганизация предприятий, механизм реорганизации.

MECHANISM OF REORGANIZATION OF THE ENTERPRISES FOR PRODUCTION AND DISTRIBUTION OF GASEOUS FUEL

S.A. Panova, doctor of technical sciences, professor of Information technologies department, MITHT named M.V. Lomonosov, **M.V. Bajukin,** candidate of technical sciences, deputy director of project management and information technology, JSC "Scientific and Production Company "DIEM"

Options of reorganization of the enterprises for production and distribution of gaseous fuel are considered. The algorithm of formation of the mechanism of reorganization of the enterprise for production and distribution of gaseous fuel is given.

Keywords: reorganization of the enterprises, reorganization mechanism.

Сегодня основная задача реорганизации предприятий по производству и распределению газообразного топлива — разделение естественно-монопольных (транспортировка) и потенциально-конкурентных (сбыт) видов деятельности, и разделение функций владения собственностью и управления ею [1].

На сегодняшний день газораспределительные организации (ГРО) в России функционируют как в форме акционерных обществ, так и в форме унитарных предприятий. Поэтому разработка программы реорганизации ГРО зависит от организационно-правовой формы ГРО.

Анализ мирового и российского опыта позволил выявить три альтернативных подхода к реорганизации предприятий по производству и распределению газообразного топлива, имеющих организационно-правовую форму унитарного предприятия:

- акционирование предприятий при сохранении основного пакета или $100\,\%$ акций за муниципалитетом:
- акционирование предприятий при сохранении муниципальной собственности на инженерные инфраструктурные объекты и управление этими объектами на контрактных условиях бизнесом;
 - полная приватизация.

Учитывая как особенности газораспределительных организаций, так и российские реалии, наиболее приемлемой на сегодняшний день видится второй подход к реорганизации, предусматривающий муниципальную собственность на инженерные инфраструктурные объекты с привлечением частного бизнеса для управления этой собственностью.

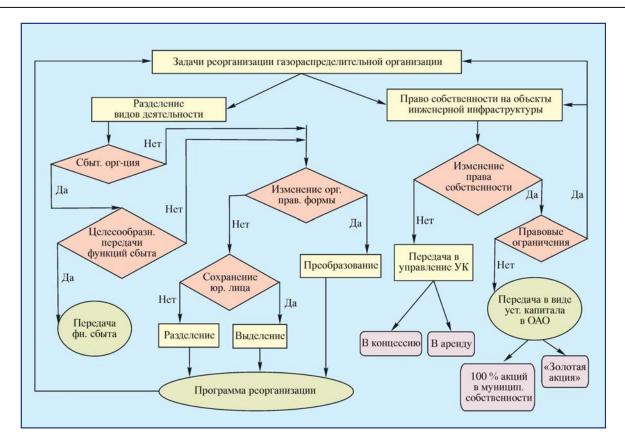
Факторы, влияющие на выбор варианта разделения видов деятельности и подходы к принятию решения на первых этапах выбора:

- структура собственности и финансовое состояние;
- возможность и целесообразность передачи газосбытовой функции;
- объем кредиторской и дебиторской задолженностей:
 - наличие статуса субъекта оптового рынка газа;
- наличие раздельного бухгалтерского учета по видам деятельности.

Подходы к изменению формы собственности объектов инженерной инфраструктуры определяются, прежде всего, действующим на сегодняшний момент законодательством о приватизации в Российской Федерации, которое частично ограничивает возможность приватизации объектов инженерной инфра-



ЭКОНОМИКА ISSN 2073-8323



Алгоритм формирования механизма реорганизации предприятия по производству и распределению газообразного топлива

структуры и в частности газораспределительных систем, но не запрещает ее. Наибольшую вероятность, при приватизации инженерной инфраструктуры, на наш взгляд, имеет один из следующих вариантов:

- инженерная инфраструктура остается в собственности муниципалитета и передается по договору концессии или в аренду управляющей компании;
- инженерная инфраструктура приватизируется, т.е. передается в виде уставного капитала в созданное при приватизации открытое акционерное общество, а 100 % акций этого общества закрепляются в собственности муниципалитета либо к этому обществу будет применено право "золотой акции".

Вероятнее всего, при принятии решения о приватизации инженерной инфраструктуры будет учитываться не только экономический, но и политический фактор. Даже при наличии определенной политической воли и принятии решения о приватизации (имеется в виду потеря контроля муниципалитета) инженерной инфраструктуры из-за несовершенства законодательства о приватизации это решение можно будет оспорить и это в свою очередь может повлечь возврат имущества в муниципальную собственность и вариант потери контроля муниципалитета над этими объектами представляется маловероятным.

Управление объектами инженерной инфраструктуры газораспределительного предприятия должны проходить с применением концессионных механиз-

мов управления. Невозможность формирования конкуренции на этом сегменте рынка должна компенсироваться конкуренцией за рынок на основе концессионных соглашений, которые реализуются путем заключения договоров на право осуществления различного рода хозяйственной деятельности с передачей объектов муниципальной инфраструктуры в эксплуатацию и управление российскому или иностранному хозяйствующему субъекту (управляющей компании).

На рис. 1 показан алгоритм формирования структуры организационно-экономического механизма реорганизации предприятия по производству и распределению газообразного топлива.

Методика реорганизации предприятия, включает в себя отбор мотивирующих факторов реорганизации, формирование состава и расчет экономических и финансовых показателей, отражающих действие мотивирующих факторов, расчет и сравнение комплексного показателя эффективности реорганизации предприятия до реорганизации $K_{\text{до реор}}$ и после проведения реорганизации $K_{\text{после реор}}$.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Максимов И.В., Панова С.А.** Современные тенденции и пути реформирования газораспределительной организации // Экономические науки. 2007. № 9.



ISSN 2073-8323

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА В ЧАСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ СЦЕНАРИЕВ УСТРАНЕНИЯ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ

А.В. Кокорин, Д.В. Александров, А.В. Костров, Владимирский государственный университет им. А.Г. и Н.Г. Столетовых

В данной статье рассматривается прогнозирование состояния магистрального газопровода для определения сценариев выхода из нештатных ситуаций. Прогнозирование заключается в предсказании значений давления газа на разных участках газопровода.

Ключевые слова: магистральный газопровод, нештатная ситуация, прогнозирование.

FORECASTING OF OPERATION OF THE MAIN GAS PIPELINE REGARDING DETERMINATION OF OPERABILITY OF SCENARIOS OF ELIMINATION OF EMERGENCY SITUATIONS

A.V. Kokorin, D.V. Aleksandrov, A.V. Kostrov, Vladimir state university named after Alexander and Nikolay Stoletovs

In this article forecasting of a condition of the main gas pipeline for definition of scenarios of an exit from emergency situations is considered. Forecasting consists in a prediction of values of gas pressure on different sites of the gas pipeline.

Keywords: main gas pipeline, emergency situation, forecasting.

Введение

Магистральный газопровод (МГ) состоит из нескольких параллельных ниток (труб), по которым газ транспортируется от поставщика к потребителю. Каждая нитка условно состоит из крестовин, представляющих собой участок трубы длиной 1 км с основным краном. В некоторых местах МГ между смежными нитками линейной части (ЛЧ) МГ имеются перемычки (боковые нитки), которые также могут иметь краны (краны-перемычки). В случае разрыва ЛЧМГ необходимо устранить нештатную ситуацию, для чего сначала следует прекратить подачу газа на участок нитки ЛЧ с разрывом путем закрытия необходимых кранов (процесс локализации), а затем направить газ по обходному пути через смежные нитки, открыв необходимые краны-перемычки (процесс перераспределения газовых потоков) [4].

Возможны различные варианты локализации и перераспределения газовых потоков (обвода локализованного участка с разрывом) на М Γ , поэтому возникают задачи поиска рациональных способов

устранения НС, связанных с разрывом, и их ранжирование по критерию эффективности применения в целях выбора наилучшего сценария выхода из НС. Одним из таких критериев является объем теряемого газа при реализации конкретного способа выхода из НС. Способ (сценарий) выхода из НС представляет собой последовательность инструкций по закрытию (для локализации) и открытию (для обвода) кранов. Формирование сценариев может осуществляться, например, волновым методом, который использует статическое графовое представление структуры МГ [3].

Следует заметить, что состояние МГ меняется во времени — конкретный кран газопровода может быть невозможно открыть или закрыть в данный момент, это зависит от разности давлений в частях трубы, расположенных до и после крана (если разность давлений по модулю превышает 0,5 кгс/см, то поворот крана невозможен). Ввиду непостоянства значений давления на МГ во времени, в частности, при разрыве нитки газопровода, в разные моменты времени для открытия и закрытия доступны различные наборы основных кранов и кра-



ЭКОЛОГИЯ ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА

нов-перемычек. Поэтому из множества сценариев локализации и обвода, полученных путем анализа графа МГ, следует исключать те, которые не могут быть реализованы диспетчером. Кроме того, для поворота любого крана требуется некоторое время. Задействованный в сценарии кран, который в данный момент можно повернуть, через какое-то время может оказаться невозможно закрыть или открыть довольно продолжительное время. В этом случае сценарий, о котором идет речь, становится непригодным для использования в данной ситуации. Поэтому необходимо прогнозирование состояния МГ на некоторый заданный промежуток времени. Также необходимо учитывать и другие факторы, например, время реакции диспетчера на предупреждения и советы системы.

Алгоритм прогнозирования состояния МГ для поддержки решений диспетчера в условиях нештатной ситуации

Предложенный в статье обобщенный алгоритм прогнозирования состояния МГ с целью определения пригодности сценариев выхода из НС основан итерационном алгоритме моделирования транспорта газа [1]. В алгоритме прогнозирования моделирование работы МГ ведется с опережением, отталкиваясь от текущего момента времени. При этом параллельно обрабатывается каждый возможный сценарий устранения НС. Вышеуказанный итерационный алгоритм позволяет определять значения давления на элементах МГ во времени, поэтому в алгоритме прогнозирования для каждого крана проверяется разность давлений в трубе до и после, что позволяет определить возможность его поворота в данный момент. Кроме того, система учитывает реальную скорость поворота каждого конкретного крана. Если некоторый кран, который необходимо закрыть или открыть, недоступен, алгоритм выдает сообщение о непригодности соответствующих сценариев.

Основные рабочие переменные алгоритма следующие:

dt — временной промежуток, через который необходимо выполнять проверку состояния газопровода (шаг итерации);

t — текущий момент времени;

 $active_{cuenapuu}(active)$ — логическая переменная, указывающая на пригодность к использованию данного сценария:

active = 1 — сценарий работоспособен (по умолчанию);

active = 0 — сценарий неработоспособен;
Scenarios Detail — набор сценариев устранения
HC;

Scenario – сценарий устранения НС;

dT — интервал времени, через который необходимо обновлять набор пригодных для устранения НС сценариев (заново генерировать по графу МГ).

Сценарий *Scenario* представлен в виде кортежа, содержащего как атрибут множество используемых в сценарии кранов (элементы множества *Kran*), которые совпадают с соответствующими элементами модели газопровода,

 $Scenario = \{action \mid action_i \in \{< Kran, direction>\}\},\$

где *action* — действие, состоящее в повороте крана *Kran* в направлении, соответствующем значению свойства *direction*:

direction = 0 — действие завершено (поворот крана выполнен), поворачивать не нужно;

direction = 1 -открыть кран;

direction = 2 - закрыть кран.

Необходимо также ввести функцию *IS* (*Scenario*, *Kran*), которая определяет, используется ли указанный кран *Kran* в сценарии Scenario, и функцию *Action*(*Scenario*, *Kran*), возвращающую действие *action*, в котором используется этот кран.

Для крана Kran, расположенного на j-м километре i-й нитки, необходимо ввести характеристику $T_{i,j}$ — время полного поворота крана (c).

Поскольку алгоритм прогнозирования работает с каждым конкретным сценарием, запуская потоки вычисления параллельно, необходимо ввести функцию willScenarioActive(Scenario), моделирующую процесс прогнозирования для сценария Scenario за одну итерацию и отслеживающую во времени пригодность данного сценария.

Ниже приведено общее словесное описание алгоритма без детализации функции willScenario-Active(Scenario). В нем также использован алгоритм выделения активных и пассивных участков МГ [1].

- 1. Задать текущий момент времени t=0, временной интервал между итерациями dt=1.
- 2. Если t кратно dT, то определить набор сценариев на данный момент времени *Scenarios Detail*.
- 3. Для каждого сценария *Scenario* из массива *ScenariosDetail*.
- 3.1. Установить $\Delta V p_i$, $\Delta V o_i$ для всех ниток l_i , (i =1, ..., n) .
- 3.2. Проверить состояние запорной арматуры на изменение состояния и занести изменения в соответствующий элемент e_{ij} (запустить алгоритм выделения активных и пассивных участков МГ).
- 3.3. Запустить очередную итерацию алгоритма прогнозирования для данного сценария will Scenario Active (Scenario).

AT3K

<u>ΑΓ3Κ+ΑΤ, № 2 (71) / 2013</u>

- 3.4. Проверить пригодность к применению этого сценария на данный момент. Если active = 0 для данного сценария, то
- 3.4.1. $active_{cценарий} =$ "ложь" (сценарий неработоспособен);
 - 3.4.2. $t_{cuehapuŭ} = t$.
 - 4. Задать следующий момент времени t = t + dt.
 - 5. Вернуться к шагу 2.

Завершение алгоритма осуществляется по запросу пользователя.

Эксперимент по проверке алгоритма прогнозирования состояния МГ с целью предсказания изменения значений давления при использовании сценариев устранения НС на МГ проведен для нескольких мест разрыва на нитке "СРТО—Торжок" МГ. Километры нитки, на которых по условиям эксперимента должен произойти разрыв, выбирались в середине участков между ближайшими основными кранами и перемычками, а также на километрах, где расположен основной кран.

Все множество сценариев S для устранения разрыва на заданном участке газопровода состоит из нескольких подмножеств L_i , в каждом из которых сценарии объединены одним способом локализации участка с разрывом:

$$S = \{L_i\}.$$

Наборы мест разрыва и сценариев для экспериментов выбраны в соответствии с условиями:

1) необходимо провести в целях сравнительного анализа эксперименты для k-сценариев из некоторого подмножества L_i множества сценариев S для одного из мест разрыва, т.е. для набора сценариев, использующих один и тот же способ локализации участка с разрывом, но разные способы обвода газа около участка с разрывом.

Выбрано 5 сценариев из подмножества сценариев L_i для i=1 множества сценариев устранения НС при разрыве на 166 км нитки "СРТО—Торжок". Это сценарии №№ 1, 2, 4, 5 и 6. Сценарий № 3 нецелесообразен для проведения эксперимента, так как является дополнением сценария № 2, предусматривая обвод через две нитки и требуя открытия дополнительного крана;

2) для этого же места разрыва необходимо провести эксперименты для n-сценариев из некоторого подмножества $S_i = \{S_i | i=1,...,N\}$ множества сценариев S для данного места разрыва, каждый сценарий S_i которого имеет уникальный среди сценариев подмножества S_i способ локализации участка с разрывом, т.е. $S_i \in L_i$. Данный набор экспериментов позволяет провести сравнительный ана-

лиз особенностей работы со сценариями для данного места разрыва, использующих разные способы локализации.

Выбраны первые сценарии из множеств L_i для i = 1, ..., 5. Это сценарии №№ 1, 14, 27, 35 и 42;

3) необходимо также провести эксперименты для некоторого набора мест разрыва на других километрах нитки. Сценарии необходимо выбирать по одному для каждого места разрыва. Это позволит подтвердить некоторые особенности устранения разрывов на разных километрах нитки.

Выбран сценарий № 1 для километров 178, 193 и 225 нитки "СРТО-Торжок".

Условия эксперимента следующие. Поворот крана возможен только в том случае, если давление на датчиках, расположенных рядом с краном по обе стороны от него, не ниже 5 кгс/см² (так как поворот крана происходит под действием давления газа) и модуль разности давлений на этих кранах не превышает 5 кгс/см² (так как в этом случае при открытии крана происходит резкое повышение давления по одну из сторон от него, что может привести к разрыву), т.е.:

$$P_{next} \ge 5 \,\mathrm{krc} / \mathrm{cm}^2 \,, \quad P_{back} \ge 5 \,\mathrm{krc} / \mathrm{cm}^2 \,, \ |P_{next} - P_{back}| \le 5 \,\mathrm{krc} / \mathrm{cm}^2 \,,$$

где P_{back} — давление на датчике, расположенном до данного крана (по направлению течения газа); P_{next} — давление на датчике, расположенном после данного крана.

Для выполнения экспериментов выбрана доля разрыва трубы газопровода в 50 % от площади сечения трубы, так как при условии полного разрыва трубы (100 %) выполнение экспериментов затруднено — в этом случае из-за быстрого убывания газа в газопроводе разность давлений по обеим сторонам от кранов растет очень быстро. Закрытые краны-перемычки быстро становится невозможно открыть, так как с одной стороны крана на нитке с разрывом давление быстро падает, а с другой — на исправной нитке, где нет потери газа, давление остается примерно таким же, и, таким образом, разность давлений быстро становится выше 5 кгс/см².

Суть проведенных экспериментов заключается в том, чтобы проверить работоспособность алгоритма прогнозирования состояния $M\Gamma$, а также оценить возможность использования сценариев выхода из HC на примере вышеуказанных сценариев, а именно — установить, в течение какого времени возможно использование того или иного сценария (и возможно ли вообще).



ЭКОЛОГИЯ ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА

В общем виде машинный эксперимент по прогнозированию работоспособности сценариев устранения НС представляется в виде:

$$Y = \psi(S_i, l, km),$$

где S_i — заданный сценарий из множества S, l и *km* – номера нитки и километра местоположения разрыва. Эти параметры представляют факторы, определяющие исходные альтернативы. Выход (отклик) эксперимента можно представить в виде:

$$Y_i = (T_i, Kran_i),$$

где T_i — максимальное время ожидания; $Kran_i$ проблемный кран.

Максимальное время ожидания – интервал времени (мм:сс) от момента разрыва, в течение которого можно начать выполнение данного сценария. Если начать выполнение после истечения данного временного промежутка, то, по крайней мере, один из кранов, задействованных в сценарии, невозможно будет повернуть вообще либо повернуть до конца.

Проблемный кран – кран, который при превышении указанного времени отказывает в первую очередь. Для остальных кранов время, в течение

Таблица 1 Результаты эксперимента по проверке алгоритма прогнозирования состояния МГ после разрыва

Километр	Номер сценария	Максимальное время ожидания (мм:cc)	Проблемный кран	
	1	3:10	178-34.9	
	2	3:00	178-34.9	
	4	9:45	207-34.0	
	5	10:30	207-34.9	
166	6	9:45	207-34.0	
	14	3:10	178-34.9	
	27	3:00	178-34.9	
	35	7:25	207-34.9	
	42	8:00	207-34.9	
178	1	7:30	207-34.9	
193	1	4:40		
225	1	Более 40 мин	207–34.9	

Таблииа 2

Оставшееся время ожидания для различных сценариев устранения разрыва на 166 км нитки "СРТО-Торжок" на момент прекращения возможности использования наилучших сценариев

Номер сценария	Оставшееся время ожидания
4	6:35
5	7:20
6	6:35
35	4:15
42	4:50

которого можно сделать поворот, может быть значительно больше.

В табл. 1 приведены результаты выполненного эксперимента.

К примеру, данные, приведенные в табл. 1 по сценариям для разрыва на 166 км нитки "СРТО-Торжок", означают, что если диспетчер по какой-либо причине не предпримет никаких действий в течение первых 3 мин 10 с после разрыва и, таким образом, упустит возможность воспользоваться наилучшими сценариями выхода из данной НС (сценариями №№ 1 и 2, а также сценариями №№ 14 и 27), то из приведенных выше вариантов у него останется возможность воспользоваться лишь пятью оставшимися (см. табл. 2). В табл. 2 для каждого из этих сценариев указано время, которое осталось у диспетчера, чтобы воспользоваться этими сценариями, начиная с данного момента времени (оставшееся время ожидания).

В табл. 3 приведена зависимость количества сценариев для 166 км нитки "СРТО-Торжок" от времени, которые возможно реализовать по происшествии заданного временного промежутка (из 9 сценариев, для которых выполнен вычислительный эксперимент). В качестве задаваемого временного интервала использовано максимальное время ожидания для каждого из сценариев.

Проблемным краном почти всегда является выходной кран, используемый при обводе, так как после перекрытия участка с разрывом в участок, расположенный после него, газ без открытия пути обвода почти не поступает, и возникшая разность давлений, превышающая норму (из-за потери газа до локализации), не уменьшится. Около крана, открывающего перемычку обвода до места разрыва, нормальная разность давлений может восстановиться за счет пополнения участка нитки до разры-

Таблииа 3

Зависимость числа оставшихся для выполнения сценариев от времени при разрыве на 166 км нитки "СРТО-Торжок"

Время, прошедшее с момента разрыва	Число оставшихся сценариев
0:00	9
3:00	7
3:10	5
7:25	4
8:00	3
9:45	1
10:30	0

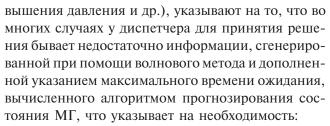
ва газом от поставщика. Краны, перекрывающие место разрыва, также можно открывать в течение долгого времени — поскольку они изначально открыты, давления по обе стороны от них примерно равны.

По результатам экспериментов по устранению разрыва на 166 км нитки "СРТО—Торжок" выявлены следующие закономерности. Вначале рассмотрены сценарии № 1, 2, 4, 5 и 6, использующие общий способ локализации участка с разрывом:

- а) для сценариев, отличающихся только выходным краном обвода, максимальное время ожидания тем больше, чем дальше от локализованного участка расположен выходной кран обвода;
- б) для сценариев, отличающихся только входным краном обвода, максимальное время ожидания, скорее всего, должно отличаться незначительно или не отличаться совсем.

Для сценариев, использующих различные способы локализации участка с разрывом, но общий способ обвода, выявлены следующие закономерности. Если подсценарии локализации отличаются только одной командой, т.е. используют только один отличный кран, то максимальное время ожидания для них может быть практически одинаковым, поскольку максимальное время ожидания ограничено проблемным краном, который обычно не бывает закрытым, т.е. используемым для локализации (см. выше).

Многие обстоятельства, выявленные в результате эксперимента (необходимость ожидания по-



- а) использования прецедентного метода для хранения в базе прецедентов необходимой дополнительной информации об использовании конкретного сценария при разрыве в определенном месте МГ;
- б) совершенствования алгоритма прогнозирования состояния МГ для использования в реальной системе поддержки принятия решений диспетчером Γ TC.

Выводы

В статье показано, что применения алгоритмов устранения НС, основанных на волновом методе, недостаточно для поиска рациональных способов устранения НС. Поэтому разработан алгоритм прогнозирования состояния МГ с целью определения возможности использования конкретных сценариев выхода из НС в настоящий момент времени и в заданный момент времени в будущем. Результаты вычислительных экспериментов подтвердили работоспособность алгоритма прогнозирования работы МГ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1. **Бухвалов И.Р., Александров Д.В.** Информационная поддержка диспетчера при управлении магистральным газопроводом // Системы управления и информационные технологии. 2007. № 4.1 (30). С. 128–133.
- 2. Александров Д.В., Гусев М.А. Подход к реализации системы поддержки принятия решений диспетчером газотранспортной системы во внештатных ситуациях // Информационно-измерительные и управляющие системы. 2008. № 5. С. 66—75.
- 3. **Кокорин А.В.** Ранжирование и выбор сценариев локализации и обвода газа при утечке на магистральном газопроводе / Социально-экономические системы: особенности развития, функционирования и управления в условиях инновационной направленности: сб. матер. межвуз. науч.-практ. конф. Филиал Всерос. заоч. фин.-эконом. института в г. Владимире. Комитет по эконом. политике администрации Влад. обл. Владимир: Владим. гос. университет, 2010. С. 188.
- 4. **Кокорин А.В.** Прогнозирование состояния магистрального газопровода с целью определения сценариев выхода из нештатных ситуаций, связанных с разрывом на линейной части газопровода // Информационно-измерительные и управляющие системы. 2011. № 7. С. 6—12.



НАУКА ISSN 2073-8323

СПИСОК АВТОРОВ РАЗДЕЛА "НАУКА"

Седгхи Рухи Б.Ф., аспирант Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Арсланов Р.М., аспирант, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Карменов А.Г., студент, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Капустин В.М., д-р техн. наук, зав. кафедрой "Технология переработки нефти" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, директор ОАО "ВНИПИнефть"

Патрахальцев Николай Николаевич, Заслуженный работник высшей школы РФ, д-р техн. наук, профессор кафедры "Теплотехника и тепловые двигатели" Российского университета дружбы народов. Москва, 129010, Большая Спасская, д. 6, кв. 130. 8-495-680-16-88, 8-915-278-54-06

Петруня Игорь Александрович, магистр техники и технологий, аспирант РУДН

Никишин Игорь Анатольевич, магистр техники и технологий, аспирант РУДН

Лыу Хоай Фыонг, аспирант, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; e-mail: phuongk46mt@yahoo.com, +7929 653 82 81

Чернышева Елена Александровна, профессор, канд. хим. наук, зам. зав. кафедрой "Технология переработки нефти", РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Татур Игорь Рафаилович, доцент, канд. техн. наук, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; e-mail: em13@bk.ru

Ягубов Эмин Зафар оглы, д-р техн. наук, заместитель директора филиала Дальневосточного федерального университета в г. Находке

Панова Светлана Анатольевна, д-р техн. наук, профессор кафедры "Информационных технологий" МИТХТ им. М.В. Ломоносова

Баюкин Михаил Валерьевич, канд. техн. наук, заместитель директора по управлению проектами и информационным технологиям ЗАО "Научно-производственная фирма "ДИЭМ" 127349, Москва, Алтуфьевское ш., д. 78, кв. 563, +7-926-282-96-69; e-mail: bayukin@bk.ru

Кокорин Антон Вячеславович, аспирант, кафедра "Информационные системы и информационный менеджмент", Владимирский государственный университет им. А.Г. и Н.Г. Столетовых; e-mail: antmetal@mail.ru

Александров Дмитрий Владимирович, д.т.н., доцент, зав. кафедрой "Информационные системы и информационный менеджмент", Владимирский государственный университет им. А.Г. и Н.Г. Столетовых;

e-mail: advev@mail.ru

Костров Алексей Владимирович, Заслуженный деятель науки РФ, профессор, д-р техн. наук, профессор кафедры "Информационные системы и информационный менеджмент", Владимирский ГУ

Sedghi Rouhi Babak F., graduate student of Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Arslanov R.M., graduate student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Karmenov A.G., student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Kapustin V.M., doctor of technical sciences, head of the Department of Oil Refining Technologies of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, director of JSC "VNIPIneft"

Patrakhaltsev Nicholas, Honored Worker of Higher Education of the Russian Federation, Dr. Sc. Sciences, Professor of "Heat and Heat Engines" Friendship University of Russia. Moscow, 129010, Spasskaya, 6, Apt. 130. 8-495-680-16-88, 8-915-278-54-06.

Petrunya Igor, Master of Engineering and Technology, People's Friendship University graduate student

Nikishin Igor, Master of Engineering and Technology, People's Friendship University graduate student

Luu Hoai Phuong, graduate student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

e-mail: phuongk46mt@yahoo.com, +7929 653 82 81

Chernysheva Elena Aleksandrovna, professor, candidate of chemical sciences, deputy head of the department of oil refining technologies, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Tatur Igor Rafailovich, assistant professor, candidate of technical sciences, Gubkin Russian State University of Oil and Gas e-mail: em13@bk.ru

Yagubov Emin Zafar oglu, doctor of technical sciences, deputy director of the Far Eastern Federal University Branch in Nakhodka

Panova Svetlana Anatol'evna, doctor of technical sciences, professor of Information technologies department, MITHT named M.V. Lomonosov

Bajukin Mikhail V., PhD, Deputy Directr of Project Management and IT JSC "Scientific and Production Company" "DIEM", Miscow, Altufievskoe sh., 78-563, +7-926-282-96-69 e-mail: bayukin@bk.ru

Kokorin Anton Vyacheslavovich, postgraduate student of the Information Systems and Informaton Management department, the Vladimir state university named after Alexander and Nikolay Stoletovs;

e-mail: antmetal@mail.ru

Aleksandrov Dmitry Vladimirovich, doctor of technical sciences, associate professor, head of the Information Systems and Information Management department, the Vladimir state university named after Alexander and Nikolay Stoletovs; e-mail: advev@mail.ru

Kostrov Aleksey Vladimirovich, Honored scientist of the Russian Federation, professor, doctor of technical sciences, professor of the Information Systems and Information Management department, Vladimir State University





СОЗДАНИЕ ЯКУТСКОГО ЦЕНТРА ГАЗОДОБЫЧИ — ЭТО СТИМУЛ РОСТА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РЕГИОНА

На состоявшейся рабочей встрече в Якутске председателя правления Алексея Миллера и Президента Республики Саха (Якутия) Егора Борисова стороны обсудили ход выполнения Соглашения о сотрудничестве и перспективы дальнейшего взаимодействия с учетом принятого "Газпромом" окончательного инвестиционного решения по Чаяндинскому месторождению, строительству объектов транспортировки и переработки газа.

Было отмечено, что "Газпром" существенно нарастил инвестиции в развитие экономики республики: в 2007-2011 гг. на работы по созданию Якутского центра газодобычи было направлено 5,1 млрд руб., а только за десять месяцев 2012 г. -4,2 млрд руб.

Расширение деятельности "Газпрома" в Якутии — это серьезный стимул для роста уровня социально-экономического развития региона. В частности, строительство газотранспортных мощностей на его территории обеспечит возможность развития газификации. Первая часть мощной единой газотранспортной системы для Якутского и Иркутского центров газодобычи — газопровод "Якутия—Хабаровск—Владивосток" пройдет через южные районы Якутии. Трасса газопровода выбрана таким образом, чтобы газифицировать максимально возможное число их населенных пунктов.

Кроме того, создание Якутского центра газодобычи позволит повысить уровень занятости местного населения. При эксплуатации газопровода и добычных объектов "Газпрома" на территории республики необходимо будет задействовать около 3000 специа-

листов. Сегодня "Газпром" организует подготовку специалистов, в том числе из числа жителей Якутии, в российских профильных образовательных центрах, стимулирует разработку новых образовательных программ.

Стороны отметили, что необходимо активизировать работу по созданию благоприятных условий для развития газовой отрасли в Якутии. Было отмечено, что "Газпром" и правительство республики ускорят подготовку проектов мер государственной поддержки, включая разработку региональных законодательных актов по налоговым льготам.

Наращивая присутствие в экономике Якутии, "Газпром" уделяет пристальное внимание развитию и социальной сферы. В рамках программы "Газпром—детям" компания ведет строительство детского многофункционального комплекса в Якутске. Одним из дальнейших направлений работы может стать совместное с республикой сооружение в Якутске центра культуры и искусства.

Справка

Соглашение о сотрудничестве между ОАО "Газпром" и Республикой Саха (Якутия) подписано в июле 2007 г., Договор о газификации — в июне 2008 г. В декабре 2010 г. был подписан договор о сотрудничестве в области социально-экономического развития республики при реализации Восточной газовой программы.

ЭнергСтрана. "Нефтегазовый комплекс"



ПЯТЬ ЛЕТ СЛАНЦЕВОМУ ГАЗУ

Комитет ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, возглавляемый Юрием Шафраником, провел круглый стол на тему: "Пять лет сланцевому газу. Проблемы. Перспективы. Вызовы".

Мероприятие было организовано совместно с Союзом нефтегазопромышленников России и Российским газовым обществом.

В нем приняли участие вице-президенты ТПП РФ Владимир Страшко и Дмитрий Курочкин, заместитель председателя Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль, главный экономист по России и

СНГ компании ВР, вице-президент представительства компании ВР в России Владимир Дребенцов, генеральный директор ФГУП "ВНИГРИ" Олег Прищепа, члены Комитета, представители руководства нефтегазовых компаний, академических, учебных и научно-исследовательских институтов.

На круглом столе выступили представители нефтегазовых компаний, научно-исследовательских институтов, эксперты. Открывая заседание, Геннадий Шмаль отметил, что никакой "сланцевой революции" в энергетике нет, хотя с точки зрения технологии появление сланцевого газа подтверждает, насколько ТЭК зависит от модерниза-



ИНФОРМАЦИЯ



ции и инноваций в технологиях. Как отметил Геннадий Шмаль, сланцевый газ стал заметным явлением на мировом рынке. А наибольшие достижения в добыче этого нетрадиционного вида топлива показали США. При этом еще остается путаница в терминах, и под сланцевым газом порой понимают разные источники топлива и энергии.

Мировые запасы сланцевого газа составляют 200 трлн м³. В отличие от природного газа, месторождения сланцевого распределены на планете равномерно, поэтому его крупные залежи есть практически везде: в США, России, Китае, на Ближнем Востоке, в ряде государств Европы, в частности, в Польше, на Украине, в Германии, Австрии, Венгрии, Швеции и др.

Первая скважина на месторождении сланцевого газа была открыта еще в 1821 г. в США, в штате Нью-Йорк, Вильямом Хартом, но масштабное промышленное производство началось в Штатах только в начале 2000-х гг. компанией DevonEnergy, которая впервые применила метод горизонтального бурения.

Разведка сланцевого газа активно проводится в ряде стран Европы и в Китае, где запасы оцениваются в 26 трлн ${\rm m}^3$, а начало добычи уже запланировано на 2015 г.

Несмотря на то, что плотность и теплотворная способность сланцевого газа более чем в два раза ниже, чем природного, и месторождения сланцевого газа можно использовать не более 10 лет, его добыча, в частности, в США является весьма рентабельной. Сейчас годовая добыча там составляет 184 млрд м³, что превышает экспорт российского газа в Европу.

Развитие технологий добычи сланцевого газа делают его более доступным и для других стран. К преимуществам этого вида топлива можно также отнести низкую стоимость геологоразведки, наличие его по всему миру и близость рынков сбыта.

Динамика добычи сланцевого газа в США и планы разведки и добычи его в Европе могут зна-

чительно снизить объем экспорта российского газа в Европу. Поэтому России сейчас важно обладать официальной информацией и актуальными данными по добыче сланцевого газа в Америке и планов добычи его в Европе и Китае.

В апреле 2012 г. Владимир Путин, выступая в Государственной Думе ФС РФ с отчетом о работе правительства Российской Федерации, заявил, что экономика страны должна быть готова к угрозе перекройки рынка углеводородов из-за развития технологий добычи сланцевого газа. Он также отметил: "Идет новая волна технологических изменений. Меняется конфигурация глобальных рынков". 23 октября 2012 г. на заседании Комиссии по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности В. Путин отметил проблему добычи сланцевого газа, которая достигла значимых объемов в США и влияет на экспортные рынки Европы.

России пора выработать собственную стратегию развития в этом секторе энергетики. По предварительным оценкам, запасы сланцевого газа в стране насчитывают около 25 трлн м³. В 2030 г. объемы его добычи должны достигнуть 3 млрд м³. При этом глава Г. Шмаль напомнил собравшимся, что запасы обычного природного газа насчитывают порядка 287 трлн м³.

Геннадий Шмаль также отметил значимость для России развития сегмента СПГ. Россия несколько опоздала с выходом на рынок в этом сегменте. Он сказал, что себестоимость любого СПГ-проекта в холодных широтах будет ниже, чем, скажем, в Австралии, из-за технологических особенностей сжижения газа. И обратил внимание на то, что России, как ключевому участнику мирового газового рынка, необходимо учитывать в своих действиях и новых проектах смену конфигураций на глобальных рынках в связи с развитием новейших технологий добычи сланцевого газа. Россия отстала от мировых тенденций и наращивала объемы экспорта газового сырья, а также обороты экспортных газопроводов в Европу. Так что сегодня надо хорошо подумать, кому будет нужен этот газ.

Доля нетрадиционного газа будет расти, — подвел итог своего выступления Γ . Шмаль.

Далее с докладом на тему: "Сланцевый газ и глобализация рынков" выступил Владимир Дребенцов. "Сланцевый газ — это реальная революция в энергетике", — заявил он. Сланцевый газ способствует глобализации мирового рынка газа, который пока разбит на сегменты. При этом в мире об его использовании говорят уже давно, а в России заговорили только сейчас.



Владимир Дребенцов отметил рост конкуренции на рынке добычи сланцевого газа. Анализируя этот рынок за последние годы, он подчеркнул ведущую позицию США в данной сфере. За счет сланцевого газа цены на газ в США сильно снизились, стали использовать больше газа вместо угля. В результате в 2012 г. третий год подряд США обгонят Россию по производству газа. (Для справки: в 2001 г. в США добыча газа составила 719,4 млрд м³, а в России — 670,7 млрд м³.) K 2015 г. США станут экспортерами газа. А сейчас в США идет переход от добычи сухого газа к газоконденсатным месторождениям. В ближайшее время произойдет переход к технологиям сжижения сланцевого газа, что приведет к переделу мирового рынка по ценам и географическим поставкам. Кто будет не готов к этому вызову рынка, тот проиграет, - считает В. Дребенцов.

Олег Прищепа предложил вниманию участников заседания презентацию на тему: "Подходы к оценке ресурсной базы сланцевых газов и нетрадиционных видов нефти". Он также отметил путаницу в понятиях о сланцевом газе с технологической точки зрения и проблемы изучения месторождений сланцевой нефти и газа. По его оценке, сейчас в целом для российской экономики, и газодобывающей промышленности в частности, тема добычи сланцевых газов не так актуальна, но может настать время, когда России нужно будет заявить свои позиции в этой сфере. Олег Прищепа полагает, что все оценки запасов сланцевого газа в России - это оценки неких природных ресурсов и не более того. Сегодня требуется разработка глобальной целевой программы изучения запасов сланцевого газа.

Зам. гендиректора ВНИИзарубежгеология В.В. Высоцкий в своем докладе отметил, что нефтегазосервисная компания Шлюмберже в настоящее время разрабатывает технологии, которые снизят себестоимость сланцевого газа. А по словам руководителя Центра изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН В. Кулагина, если сланцевый газ становится побочным продуктом добычи целого "букета" продуктов ("жирного газа"), то его себестоимость падает до нуля. Поэтому большое значение имеет комплексность его добычи в "жирном" газе.

Профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина М.И. Левинбук подчеркнул, что еще в 2007 г. США закупали на внешнем рынке 50 млн т топлива (бензина), а в 2011 г. уже отправили на экспорт 2 млн т.

Это результат внедрения сланцевой нефти и газа. По сравнению с США и Китаем, в России больше классического газа и важней заниматься им, а прежде всего, проблемами транспортировки газа из дальних регионов добычи. Сегодня такие страны, как Катар, Саудовская Аравия и КНР, показывают высокие результаты в развитии глубокой переработки нефти и газа. По мнению профессора, с ростом производства сланцевой нефти и газа начнется "ценовая война" на рынке углеводородного сырья, и Россия тут проиграет со своими высокими ценами при долгосрочных контрактах. Поэтому для России выходом является глубокая переработка углеводородов и создание продуктов из них для внутреннего и внешнего рынков.

Главный эксперт Управления стратегических исследований СИБУР Холдинга В.С. Протасов сообщил собравшимся, что возможно в ближайшее время в США объемы добычи сланцевого и традиционного газа сравняются. Новые технологии позволят сделать переход от добычи "сухого" к добыче "жирного" газа. Эти тенденции могут привести к реиндустриализации промышленности США, активному строительству ШФЛУ-проводов.

Однако Наталия Шуляр (Инфо-ТЭК) в своем выступлении подчеркнула, что при анализе зарождающегося рынка сланцевого газа и достижений в этом секторе США все время оперируют данными самих США, которые могут быть тенденциозными и преувеличивающими роль и перспективы сланцевого газа. Для объективности надо использовать данные МЭА, ОПЕК, а также России. По ее мнению, необходимо создавать Евроазиатский центр формирования котировок цен на энергоносители, в который вошли бы такие страны, как Россия, Казахстан и Китай.

В заключение участники мероприятия приняли решение о необходимости проведения постоянного мониторинга развития мирового рынка сланцевого газа; оптимизации затрат на добычу, транспортировку и налогообложение российского газа для повышения его привлекательности и конкурентоспособности на мировых рынках; внести в стратегические документы нефтегазовой отрасли необходимые изменения в соответствии с изменениями тенденций мирового развития нефтегазового рынка.

На мировой рынок вслед за сланцевым газом уже выходит сланцевая нефть, и российскому ТЭКу надо быть готовым к таким вызовам времени...



AГЗК+AT, № 2 (71) / 2013

ИВАН ГРАЧЁВ: РОССИЯ СЛАНЦЕВОЙ ВОЙНЫ НЕ ЗАТЕВАЛА, НО ВЫХОДИТ В НЕЙ ПОБЕДИТЕЛЕМ

Председатель Комитета Госдумы по энергетике Иван Грачёв не верит, что с помощью сланцевого газа можно серьезно изменить соотношение в мировой энергетике, и берется это обосновать.

- Иван Дмитриевич, а откуда такой скептицизм оттого, может быть, что это ударит по российской экономике?
- Существует реально такая опасность и будь она связана с тем же сланцевым газом, я первый бы настаивал, чтобы к этому отнеслись серьезно.
- Но давайте все рассматривать, начиная с наших ближайших соседей и партнеров - они-то сланцевый газ ищут. И вкладываются...
- Хорошо, начнем тогда с Белоруссии. У них поставлена задача — не менее 25 % энергии получать за счет собственных источников. Но из Минска не звучит заверений о полном обеспечении себя газом. Нет, и, думаю, быть не может каких-либо спекуляций по поводу экспорта энергоресурсов. Там сознают относительную скудость собственных запасов нефти и газа. И стараются, как могут, это преодолеть. Белоруссия сегодня вплотную подошла к реализации подготовительного этапа по строительству АЭС. Они поддерживают деловые и дружественные отношения со странами, обладающими большими запасами нефти и газа, и особенно с Россией. И уделяют много внимания повышению эффективности использования углеводородного топлива.

Что касается сланцевого газа — да, там идет довольно вялый спор между учеными Академии Наук и "Белгеологией". Но мы-то ведь понимаем – любому ведомству нужны средства, а получить их без какой-либо надежды на результат не так-то просто... В целом Белоруссия ведет себя достаточно сдержанно, практически не участвуя в виртуальной игре со "сланцевым газом".

- Вы все-таки считаете это игрой?
- Разумеется. И раз уж вы предложили начать с наших соседей, то давайте возьмем для контраста Украину. Там, на мой взгляд, сланцевый газ больше политическая метафора, чем реальность...
 - Почему вы так считаете?
- Потому что невозможно без глубоких исследований и расчетов давать реальные оценки углеводородных ресурсов. Те, кто знаком с историей освоения Западной Сибири, нас поймут. Вы можете себе представить, чтобы Борис Евдокимович Щербина - один из создателей западносибирского нефтегазового комплекса, кстати, украинец по национальности - озвучил хотя бы одну цифру, не опираясь на выводы геологов и геофизиков? Я не могу. Десятки лет шла работа, и только потом делались прогнозы по объему запасов.

А что мы сейчас наблюдаем на Украине? В самых широких пределах приводятся разные величины. Сначала это 1,5 трлн м³ сланцевого газа, а через год уже и 60 трлн м³! И это называл не кто-нибудь, а сам министр экологии и природных ресурсов Злочевский, в разгар кампании, напоминающей "звездные войны"... Теперь, когда он смещен, преемниками бывшего министра планка наполовину снижена - но и они заявляют о 32 трлн M^3 ...

- А не кажется ли вам, что стремительные действия украинских чиновников на "сланцевом" направлении по стилю напоминают шаги наших реформаторов начала 1990-х гг.?
- Поспешность, с какой Украина подписывает меморандумы с различными зарубежными фирмами на проведение поисковых работ и добычу сланцевого газа, на такую мысль наталкивает. Кстати, зачастую все делается вопреки мнению украинских ученых и практиков – геологов, геофизиков, нефтяников, газовиков. Многие профессионалы считают, что себестоимость "нетрадиционного" газа, как его именуют обычно украинские функционеры, может превысить 200 дол. за 1000 м³. И профессионалы эти уверены, что страна их обладает реальными энергетическими ресурсами, и просят на эти цели у власти средства. Кстати, нередко ученых и практиков не подпускают к исследовательским работам по практической оценке запасов сланцевого газа. И тут, действительно, могут прийти на ум времена, когда главным было – выстроить финансовую схему...
- Кстати, складывается впечатление, что Украина с Польшей – основные действующие лица в "сланцевых войнах"...
- Скорее, исполнители главных ролей. Причина тут очевидная. У этих стран, в отличие от развитых европейских, сравнительно низкая мобильность и инновационность экономики. И в то же время высокая зависимость от импорта энергоресурсов. Иногда это приводит к необдуманным и очень невзвешенным шагам – экономика подменяется политикой...
- Но откуда все исходит? Почему вдруг в один миг тема "сланцевой революции" стала такой популярной?
- На мой взгляд, тут две глубокие причины. Во-первых, видно по всему — те, кто надувает в мире глобальные финансовые пузыри, на сей раз выбрали главным инструментом энергетику. И, в частности, тему сланцевого газа. Начинаются всякие политические и геополитические игры. Режимы в странах поставщиках традиционных ресурсов - объявляются "неприятными и нелигитимными". А тем, кто мечтает об энергетической независимости, предлагается "обманка", обладающая рядом признаков подлинно-



го ресурса, однако, по сути, ресурсом не являющаяся. Допустим, в той же Украине при отсутствии средств и технологий осуществлять добычу сланцевого газа на глубине от 2 до 4 км — это явная роскошь. Но из-за множества всяческих факторов — прежде всего политической нестабильности — находятся чиновники, идущие на заведомо сомнительные соглашения. Рассчитывая, видимо, на то, что им, в конце концов, все спишется.

– И вторая причина?

Бывает так, что на пути выгодного бизнеса вырастают трудно преодолимые препятствия, ведущие его в тупик. Существуют вопросы, по которым в той же Америке сейчас идут жестокие споры. И есть очевидные вещи, которые даже самые стойкие защитники производства сланцевого газа не могут не признать. Для добычи сланцевого газа в США были осуществлены изъятия из закона о чистой воде — наверное, мало кто об этом знает и говорит, но это факт. Но когда у американских граждан метан начинает выходить прямо из водопроводных кранов — они молчать не будут.

Техногенные воздействия на окружающую природную среду при разведке и добыче сланцевого газа намного масштабнее, чем при освоении традиционных углеводородных месторождений. И если американцы, имеющие территорию, сопоставимую с Россией, в принципе могут иногда на экологию наплевать (до определенных границ), то в густонаселенной Европе это никак не получится.

- Однако на днях глава Total заявил, что Франция может снять запрет на разработку месторождений сланневого газа...
- Считаю это частью той же игры. Никогда французы, с их плотностью населения, на своей территории не станут использовать технологию гидравлического разрыва пласта, пока она не станет абсолютно безопасно чистой.

И в реальной действительности, а не виртуальной, никто в ЕС на это не пойдет...

- Так что, Россию заранее можно считать победителем в сланцевой войне?
 - Мы ее не затевали, но, по сути, это так...

Пресс-служба ГД

НОВАТЭК ГОТОВИТСЯ К КОНКУРЕНЦИИ

Крупнейший независимый производитель газа в России ожидает в текущем году обострения конкуренции на внутреннем рынке. Основными причинами станут либерализация цен, ужесточение правил по сжиганию попутного нефтяного газа, а также усиление роли на рынке государственной "Роснефти". Аналитики прогнозируют, что доли НОВАТЭКа и "Роснефти" в ближайшие годы практически сравняются.

Либерализация рынка может изменить расстановку сил в российской газовой отрасли. Как пишет НОВАТЭК в своем инвестмеморандуме к выпуску евробондов (копия есть у РБК daily), после того как доходность от внутренних продаж сравняется с экспортом, "Газпром" может сфокусироваться на внутреннем рынке, так как экспорт перестанет быть для него более выгодным. Все это приведет к усилению конкуренции за транспортные мощности, а также конечных потребителей и трейдеров.

Как уже сообщала РБК daily, сейчас правительство ведет борьбу со сжиганием попутного нефтяного газа (ПНГ) на факельных установках. Согласно недавно опубликованному постановлению правительства, если на факельных установках сжигается более 5 % ПНГ, с 1 января нынешнего года для нарушителей коэффициент расчета штрафных платежей вырастет с 4,5 до 12. Теперь компании будут стремиться утилизировать ПНГ, а значит, на рынок выйдет большое количество газа, уверены в НОВАТЭКе.

При этом в последнее время на газовом рынке появляются новые крупные игроки. Так, в прошлом году "Роснефть" и "Итера" создали СП, объединив газовые активы. В частности, в него внесен "Сибнефтегаз", который "Итера" ранее разрабатывала только с НОВАТЭКом (ему принадлежит 51 % акций в компании). В октябре "Роснефть" объявила о приобретении ТНК-ВР, которая является газовым конкурентом НОВАТЭКу, а в ноябре подписала контракт с "Интер РАО" на поставку 875 млрд м³ газа в течение 40 лет (ранее "Интер РАО" была клиентом НОВАТЭКа).

В этой ситуации НОВАТЭК старается усилить позиции на внутреннем рынке. В этом году контракты с компанией на поставку свыше $180 \, \text{млрд} \, \text{м}^3$ газа в течение 15 лет заключили "Э.ОН Россия" и "Фортум", Магнитка договорилась закупить 50 млрд м 3 в течение $10,5 \, \text{лет}$, "Северсталь" — $12 \, \text{млрд} \, \text{м}^3$ в течение пяти лет.

НОВАТЭК не оставляет попыток добиться права на самостоятельный экспорт сжиженного природного газа (СПГ): компания направила соответствующее предложение в Минэнерго. Тем не менее этот вопрос пока еще не решен. В декабре прошлого года замминистра энергетики Павел Федоров заявил, что решение по СПГ будет принято в течение недели, а спустя какое-то время в министерстве сказали, что позиция еще не сформирована.

В ближайшей перспективе приоритетным для компании остается внутренний рынок, и конкуренция на нем действительно будет выше, чем ожидалось раньше, отмечает Андрей Полищук из Raiffeisenbank. По его оценке, в 2017 г. "Роснефть" и НОВАТЭК смогут занять примерно равные доли рынка — 14 и 17 % соответственно.



ИНВЕСТИЦИИ В РАЗВЕДКУ И РАЗРАБОТКУ – ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ РОСТА МИРОВЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Благодаря наращиванию газовых запасов в Азиатско-Тихоокеанском регионе (ATP), инвестициям в разработку нефтеносных песков Канады и существенному приросту запасов сланцевого газа в США общемировые запасы нефти и газа в 2011 г. увеличились.



При этом мировые запасы нефти и газа в 2011 г. выросли на 1 и 4 % соответственно, в то время как рост доходов нефтегазовой отрасли за этот период составил 27 %.

Согласно ежегодному исследованию "Эрнст энд Янг" в области мировых запасов нефти и газа (Global oil and gas reserves study), в рамках которого был проведен анализ международных и региональных данных по разведке и добыче углеводородов 75 компаний за пятилетний период с 2007 по 2011 г., данная тенденция обусловлена ростом совокупных затрат на поисково-разведочные работы и освоение новых месторождений на 19 % в 2011 г. до 384 млрд дол. США.

Дэйл Найджока, руководитель международной группы "Эрнст энд Янг" по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли, отмечает: "Росту запасов газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе способствует развитие австралийская сектора сжиженного природного газа (СПГ). Не исключено, что в этом десятилетии Австралия выйдет на первое место в мире по объемам производства СПГ. Компании, имеющие капитальные ресурсы, в 2013 г. продолжат наращивать инвестиции в проекты производства СПГ. В целом увеличение расходов на разведку и добычу, несомненно, привело к еще более существенному росту мировых запасов в 2012 г.".

Совокупный показатель капитальных затрат, осуществленных рассматриваемыми компаниями в мире в 2011 г., составляет 480,5 млрд дол. США, что ниже показателя 2010 г. на 3 %. Снижение вызвано наблюдавшимися в 2011 г. сокращением объема сделок по приобретению доказанных запа-

сов. При этом компании осуществили значительные инвестиции в разведку новых ресурсов и разработку доказанных запасов.

Соответствующие совокупные расходы в 2011 г. составили 384,2 млрд дол. США, что на 19 % превышает показатель 2010 г.

Несмотря на относительно высокий уровень цен на нефть, существенный рост запасов, зафиксированный в 2011 г., привел к сокращению стоимости поиска и разработки новых запасов в расчете на баррель нефтяного эквивалента (б.н.э.). Данный показатель снизился с 17,89 дол. США на б.н.э. в 2011 г.

По состоянию на конец каждого года в течение рассматриваемого периода отмечался рост показателя нефтяных запасов, в 2011 г. он увеличился на 1 %. При этом наиболее существенный прирост был отмечен в Канаде и США. Мировой уровень добычи нефти в 2011 г. снизился на 4 %, что связано с сокращением объемов добычи в Африке и на Ближнем Востоке, вызванными нестабильной политической ситуацией, а также с сокращением объемов добычи нефти в Европе, где на протяжении нескольких лет сектор испытывал недостаток инвестиций.

В последние годы сохранялись высокие показатели возмещения запасов нефти: коэффициент возмещения за счет разведки и разработки месторождений (без учета купленных и проданных запасов) составил 128 % в 2011 г. при среднем показателе за три года с 2009 по 2011 г. на уровне 126 %.

Мировые запасы газа по состоянию на конец 2011 г. выросли на 4 %, а за весь рассматриваемый пятилетний период — на 27 %. Объемы добычи природного газа в 2011 г. увеличились на 4 %. При этом наиболее существенный рост как запасов газа, так и объемов его добычи в 2011 г. был отмечен в АТР и США.

Прирост запасов газа в 2011г. обусловил рост коэффициента возмещения запасов за счет разведки и освоения месторождений (без учета купленных и проданных запасов) до уровня 164 %, что стало рекордным показателем за рассматриваемый пятилетний период.



По словам г-на Найджоки, успехи в области добычи сланцевого газа в США в значительной степени определяют ход дальнейшего развития нефтегазовой отрасли. Благодаря им развивается деятельность относительно освоения этого вида ресурсов в других странах, в то время как применение технологий, используемых для добычи сланцевого газа, при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, дает жизненно необходимый импульс нефтяной отрасли США.

В результате повышения цен на углеводороды доходы рассматриваемых компаний от деятельности по добыче нефти и газа увеличились на 27 %. При этом совокупный показатель доходов достиг 1,2 трлн дол. США. Вследствие роста стоимости рабочей силы и услуг, увеличения прочих статей затрат, а также повышения налогов на добычу их

издержки в 2011 г. в целом возросли на 31 %. Показатель прибыли от разведки и добычи в мире после уплаты налогов повысился на 29 % по сравнению с показателем за 2010 г. Таким образом, в 2011 г. прибыль рассматриваемых компаний достигла 319,9 млрд дол. США.

Г-н Найджока заключает: "В некоторых отношениях финансовые результаты нефтегазовой отрасли за 2011 г. представляются неоднозначными. Цены на нефть и газ были достаточно высоки, благодаря чему прибыли отрасли существенно увеличились. Вместе с тем в сегменте разведки и добычи вновь наблюдается рост издержек. В этих условиях контроль затрат и меры по минимизации риска становятся важными факторами успешного развития компаний".

Нефтегазовый Мир



ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ В ТРАНСПОРТНОМ КОМПЛЕКСЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Д.Л. Ожегов, гл. специалист по маркетингу направления ГБО ООО "РариТЭК"

В Министерстве транспорта и дорожного хозяйства Республики Татарстан состоялось очередное совещание по применению инновационных решений в транспортном комплексе Татарстана с участием автоперевозчиков республики, ОАО "КамАЗ" и ООО "КамАЗ-Марко".

В ходе совещания обсуждались вопросы приобретения автобусов, работающих на газомоторном топливе. В частности, порядок приобретения автобусов, работающих на газомоторном топливе, в соответствии с постановлением Правительства РФ от 26 сентября 2012 г. № 981 "Об утверждении правил предоставления и распределения в 2012 г. субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на закупку произведенных на территории государств—участников единого экономического пространства автобусов, работающих на газомоторном топливе, трамваев и троллейбусов".

А также участники совещания обсудили порядок внедрения, использования новых автобусов совместного производства ОАО "КамАЗ" с бразильским концерном "Марко-Поло" и рассмотрели финансовую программу приобретения автобусов "НефАЗ", работающих на газомоторном топливе, предложенную ОАО "Лизинговая компания "КамАЗ".

Акция "День клиента", ставшая событием в продвижении на рынке автомобилей КамАЗ, работающих на компримированном природном газе — метане, собрала официальных дилеров компании КамАЗ, партнеров, поставщиков и корпоративных клиентов лидера отечественного грузового автомобилестроения.

По традиции ее участники посетили ключевые места производства автомобильной техники. На площади перед культурно-деловым комплексом "КамАЗ" их ожидало 17 единиц дизельных и газовых автомобилей КамАЗ, которые вобрали в себя все преимущества выпускаемых компанией машин.

Компания "РариТЭК" представила следующие модели газобаллонных автомобилей:

- 1. Самосвал с задней разгрузкой КамАЗ-6520-35 с газовым ДВС 300 л.с. (Евро-4);
- 2. Тягач седельный КамАЗ-65116-34 с газовым ДВС 300 л.с. (Евро-4);



AF3K+AT, № 2 (71) / 2013

37



3. Автобус городской НефА3-5299-30-31 с газовым ДВС 260 л.с. (Евро-4).

Данные автомобили входят в серийно выпускаемый модельный ряд газобаллонных автомобилей КамАЗ, который на сегодня составляет 21 модель. Это дорожно-строительная, сельскохозяйственная, коммунальная, специальная техника, а также автобусы и тягачи.

Партнер "РариТЭКа" ООО "Компания Сибирь-Развитие" г. Новосибирск была отмечена руководством ОАО "КамАЗ" и награждена благодарственным письмом за внедрение на предприятии энергоэффективной и экологичной КамА3.

Отметим, что для успешного продвижения камских грузовиков, работающих на метане, в республике Татарстан реализуются совместные программы между "КамАЗом", "ГАЗпромом", муниципальными властями с участием компании "РариТЭК". К ним можно отнести развитие сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций в местах эксплуатации и обслуживания автотехники КамАЗ с газобаллонным оборудованием.

Немаловажен и такой факт, как постоянно растущий спрос

на КамАЗы с газобаллонным оборудованием среди республиканских потребителей. Уже есть примеры, когда крупные компании вместо автомобилей с традиционными видами топлива пополняют свои автопарки газобаллонными КамАЗами.

24 октября 2012 г. компания ООО "РариТЭК" внесена в Регистр систем качества как соответствующая требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2008.

Выданный сертификат; РОСС RU.0001.13ИК79, сроком действия до 22.10.2015 г., удостоверяет систему менеджмента качества компании "РариТЭК" применительно к:

• реализации автотранспортной техники и запасных частей к ним;

- реализации автотранспортной техники с газовым оборудованием и запасных частей к ним;
- полнокомплектному капитальному ремонту и техобслуживанию автомобильной и дорожно-строительной техники, двигателей внутреннего сгорания, агрегатов и узлов;
- реализации тентовых и металлических конструкций.

Отныне компания "РариТЭК" будет размещать знак соответствия на рекламных и информационных материалах, печатных изданиях, визитных карточках, официальных бланках и на веб-сайте.



"АВТОВАЗ" ПРИСТУПИЛ К ВЫПУСКУ ПЕРВОГО ЭЛЕКТРОМОБИЛЯ



Крупнейший российский автопроизводитель "АвтоВАЗ" начал сборку своего первого электромобиля. El Lada, которая была представлена широкой публике на автосалоне в Москве, будет выпускаться небольшими сериями. Первая партия в 100 машин отправится в Ставрополье.

"АвтоВАЗ" готовился к серийному производству электрокара несколько лет. Автомобиль на электротяге долго тестировали в разных условиях, оценивая его пригодность для ежедневной эксплуатации. Результатом подготовки стала премьера электромобиля El Lada на автосалоне в Москве, который прошел в августе текущего года.

"АвтоВАЗ" в 2012 г. приступил к мелкосерийному производству электромобилей EL Lada на плат-

форме одного из своих бестселлеров — Lada Kalina в кузове "универсал". Первая партия электромобилей EL Lada в ближайшее время отправится в курортный регион — Ставрополье, где будет работать в качестве такси (в рамках подписанного на Московском международном автосалоне в сентябре 2012 г. Соглашения с правительством Ставропольского края), — сообщили Авто.Вести. Ru в прессслужбе Волжского автозавода. Первая партия состоит из 100 автомобилей, которые будут работать в такси.

Еще в рамках автосалона стало известно, что первоначальная цена отечественного электромобиля составит 1,2 млн руб. (порядка 30 тыс. евро). "При развитии интереса на рынке и создании необходимой инфраструктуры российские электромобили могут стать общедоступными, а их розничная цена для частных лиц уменьшится", — добавили на предприятии.

Отечественный электрокар способен разгоняться до 130 км/ч, запас хода составляет 150 км, а подзарядка от бытовой сети занимает 8 ч. По данным газеты "Гудок", единственными отечественными деталями электропривода являются редуктор и приводы колес (производства "АвтоВАЗа"). Остальные компоненты электропривода автомобиля — зарубежные и поставляются швейцарской фирмой MES. Аккумуляторы закупаются в Китае. Зарядное устройство — швейцарской фирмы "Бруса".

УКРАИНА ПЛАНИРУЕТ ПОЛУЧИТЬ ПЕРВЫЙ СИНТЕЗ-ГАЗ В 2014 ГОДУ

ДТЭК и австралийская компания Linc Energy договорились о сотрудничестве в сфере применения на Украине метода подземной газификации угля для получения синтез-газа, заменяющего дорогой импортный природный газ.

Стороны подписали меморандум о взаимопонимании и договор на разработку предварительного технико-экономического обоснования проекта. Основные этапы работ и перспективы развития технологии обсудили в Донецке Максим Тимченко, генеральный директор ДТЭК, и Адам Бонд, президент Clean Energy — структурного подразделения компании Linc Energy по ПГУ.

"Сотрудничество с Linc Energy — это новый взгляд на тему эффективного и безопасного использования разведанных запасов украинского угля. Экологически чистый способ получения синтез-газа позволяет задействовать угольные залежи, бесперспективные для разработки традиционным шахтным методом. ПГУ также дает новую жизнь газовым электроэнергетическим проектам. Компания продолжает курс на использование отечественного угля и применение альтернативных энергоресурсов. Первый синтез-газ мы ожидаем получить в 2014 г.", — отметил генеральный директор ДТЭК Максим Тимченко.



"Linc Energy инвестировала значительные средства в развитие технологии ПГУ. Компания уже 12 лет производит синтез-газ на мощностях в г. Чинчилла (Австралия). Linc Energy в 2009 г. впервые в мире реализовала единый цикл получения синтез-газа в промышленных масштабах с дальнейшим преобразованием его в жидкие углеводороды по технологии Gas-to-Liquids (GTL) – синтетическую нефть и на ее основе синтетическое моторное топливо. В условиях удорожания нефти и природного газа интерес к ПГУ в настоящее время проявляют все больше стран и компаний. ДТЭК стал пионером в этом направлении в Украине", - сказал президент Clean Energy Адам Бонд.

ДТЭК уже несколько лет изучает возможность применения технологии ПГУ на своих угольных предприятиях. В результате компания решила развивать партнерство в этом направлении с Linc Energy как с лидером рынка ПГУ. Для исследований привлекались специалисты Национального горного университета (г. Днепропетровск). Предварительные результаты и расчеты показали перспективность данного направления. По экспертным оценкам, себестоимость синтез-газа ниже сланцевого и близка к природному газу, добываемому на Украине. Его можно использовать не только в энергетике, но и для производства моторного топлива, масел, удобрений, компонентов для фармацевтической промышленности. За реализацию проекта ПГУ в ДТЭК будет отвечать профильная дочерняя компания - ООО "ДТЭК Нефтегаз".

КОМПАНИИ GM И ABB НАШЛИ ПРИМЕНЕНИЕ ОТРАБОТАВШИМ СВОЙ СРОК АВТОМОБИЛЬНЫМ АККУМУЛЯТОРНЫМ БАТАРЕЯМ

Эксплуатация электрических автомобилей, которых становится в последнее время все больше и больше, показала, что в недалеком будущем людям придется столкнуться с проблемой утилизации отработавший свой срок аккумуляторных батарей. Но батареи, используемые в электрических автомобилях, к тому моменту, когда они становятся непригодны к дальнейшему их использованию в автомобилях, вырабатывают всего 30% от своего полного ресурса. И вот, компания General Motors, объединившись с компанией АВВ, разработала энергетическую установку бесперебойного питания, в которой используются отработанные аккумуляторные батареи от электрического автомобиля Chevrolet Volt.

Созданная система бесперебойного питания имеет мощность 25 кВт, которую обеспечивают силовые инверторы, разработанные компанией АВВ, а в ее пяти аккумуляторных батареях можно накопить до 50 кВт/ч электрической энергии. Проведенные энергетической компанией Duke Energy испытания системы бесперебойного питания ABB-GM показали, что таких показателей системы вполне достаточно для обеспечения энергией трех-пяти среднестатистических домов в течение двух часов, времени, вполне достаточного для устранения не очень серьезной аварии в энергетических сетях, передает DailyTechInfo.

Система бесперебойного питания АВВ-GМ была продемонстрирована на конференции GM Electrification Experience, состоявшейся в Сан-Франциско. Согласно материалам конференции, данная система может быть использована не только для снабжения энергией домов и других подобных объектов. Ее, благодаря высокой надежности самих аккумуляторных батарей, инверторов ABB Energy Storage Inverter system и используемого управляющего программного обеспечения, можно успешно использовать для обеспечения бесперебойной работы промышленных объектов, где непрерывность работы является критичным параметром.

Следует добавить, что у подобной системы может быть еще одно применение, имеющее для людей большее значение, нежели использование ее в качестве источника бесперебойного питания. Если на дополнительный вход такой системы подать энергию от источника возобновляемой энергии, такого как солнечная батарея или ветряной генератор, то такая система сможет накапливать в аккумуляторах энергию и расходовать ее оттуда в моменты максимального потребления.

К сожалению, компании ABB и GM не сообщили пока о своих дальнейших планах касательно новой системы. Но можно предположить, что это произойдет лишь тогда, когда количество электрических автомобилей увеличится настолько, что проблема повторного использования и утилизации отработанных аккумуляторных батарей станет крайне остро.





RusCable.ru

НАЗАД В БУДУЩЕЕ

"Газпром" усиливает программу автономной газификации регионов и продвигает использование компримированного природного газа (КПГ) в качестве моторного топлива. Преимущества голубого топлива как энергоносителя признаны и очевидны — газ экономичен и экологичен. Реализация данных программ требует господдержки и переформатирования топливного рынка РФ.

Международная конференция компании Creon Energy "СПГ и КПГ 2012", посвященная перспективам использования сжиженного и компримированного природного газа в России состоялась в канун текущего года, партнерами которой были компании Linde Engineering Dresden Gmbh, Rugasco, ВНИПИ-газдобыча и "Энергокаскад". Конференция прошла при поддержке общероссийской общественной организации «Деловая Россия», Российской ассоциации морских и речных бункеровщиков, Российского газового общества, Национальной газомоторной ассоциации и журнала "АвтоГазоЗаправочный Комплекс+Альтернативное топливо".

Глава Creon Energy Фарес Кильзие в своей приветственной речи отметил, что при всей важности экспортных поставок будущее российского природного газа компания видит в развитии внутреннего рынка, а компримированный природный газ может стать новым энергетическим геополитическим продуктом страны.

"В топливном балансе США превалирует бензин, в Европе ратуют за дизель, почему бы России не стать мировым лидером в плане использования КПГ в качестве моторного топлива. Сегодня мы рассчитываем увидеть позитивный настрой игроков рынка в данной области, особенно учитывая полноценный патронаж со стороны отечественного "газового" гиганта — компании "Газпром", которая вновь обратила свое внимание на КПГ и рассматривает его как полноценный продукт в программах поставок на внутренний рынок", — подчеркнул господин Кильзие.

Заместитель начальника отдела координации развития рынка газовых видов моторного топлива Управления по маркетингу промышленной продукции Департамента маркетинга, переработки газа и жидких углеводородов ОАО "Газпром" Александр Строганов рассказал о планах компании по развитию рынка природного газа, используемого в качестве моторного топлива. Он назвал XXI-й век "золотым веком газа", что обусловлено соотношением мировых запасов природного газа и его потреблением, которое в 2011 г. составило более 3 трлн м³. По оценкам экспертов к 2035 г. спрос на газ вырастет на 55 %, т.е. примерно до 5 трлн м³, при этом общие извлекаемые запасы оцениваются приблизительно в 850 трлн м³.

В активном использовании природного газа как энергоносителя заинтересованы органы государст-

венной власти, производители технологического оборудования, автопроизводители и, разумеется, конечные потребители, поскольку модернизация транспорта позволит ощутимо снизить себестоимость продукции, повысить экологичность мобильных и стационарных энергетических установок, диверсифицировать линейку моторных топлив. Речь идет о перевооружении не только автомобильного, но и железнодорожного, водного, воздушного транспорта и сельскохозяйственной техники, а также о реконструкции теплоэнергетики с целью широкого использования КПГ и СПГ.

В России в 2009 г. принят Федеральный закон № 261 "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности", который прямо говорит о необходимости мероприятий по замещению нефтяных топлив газовыми.

РФ занимает 20 место в мире по газификации транспорта, и если в 2005 г. рынок достиг годового прироста в 35 %, то уже через четыре года (2009 г.) он был отрицательным, а в 2011 г. составил около 5 %.

Основным препятствием для использования газифицированного транспорта является отсутствие устойчивого спроса на такого рода технику из-за слабо развитой инфраструктуры — системы заправочных сетей и доставки топлива, недостаточного количества диагностических и сервисных центров, отсутствия квалифицированного персонала. Получается, что конечному потребителю трудно решиться на эксплуатацию газомоторной техники, а производитель буксует из-за отсутствия спроса. Для того чтобы разорвать этот замкнутый круг, необходимы дополнительные усилия со стороны государства и монополистов отрасли, благодаря которым в будущем появится возможность прийти к созданию конкурентного рынка газомоторной техники.

"Тема эта очень большая, очень существенная, и даже "Газпром" в одиночку ее не вывезет. Мы хотим дать толчок этому направлению, и частные компании появятся обязательно", — подчеркнул Александр Строганов.

В мировой практике развита система организационных, финансовых и технических мер для стимулирования рынка, которая привела к увеличению парка газифицированных автомобилей в 10 раз за последние 10 лет. В России подобный комплекс мер необходимо разрабатывать.

Благодаря активной работе "Газпрома" летом прошлого года приняты поправки в Федеральный закон № 261, предусматривающие возможность использования механизма энергосервисного договора финансирования переоборудования государственного и муниципального автопарка для работы на газовом моторном топливе.



В связи с этим в 2012 г. руководство ОАО "Газпром" решило активизировать деятельность по развитию рынка газомоторного топлива России и создало специализированное предприятие ООО "Газпром газомоторное топливо", в котором консолидируются активы по производству и реализации компримированного природного газа.

Также руководство "Газпрома" приняло решение о жесткой увязке реализации ежегодных программ газификации регионов России с развитием регионального рынка газомоторного топлива, развернута работа с 69 субъектами РФ и 54 региона уже выразили готовность начать диалог по данному направлению.

По итогам проведенной работы на данный момент отобраны 16 субъектов Российской Федерации, для которых уже проводится разработка технико-экономических обоснований строительства 36 автомобильных газонакопительных компрессорных станций (АГНКС). Строительство объектов, отобранных по результатам ТЭО, планируется начать уже в этом

Старший менеджер Управления координации газоэнергетической деятельности и продаж продуктов нефтехимии и газопереработки ОАО "ЛУКОЙЛ" Ахмел Гурбанов представил прогнозный баланс рынка нефти и автобензинов в РФ, согласно которому дефицит бензина к 2030 г. составит 4...5 млн т, что, главным образом, связано с падающими темпами нефте-

Разрабатывать альтернативные варианты для ликвидации топливного дисбаланса в долгосрочной перспективе необходимо уже сейчас. Открытие новых труднодоступных месторождений, а также импорт бензина представляется малоэффективными из-за высокой стоимости обоих направлений. Введение электротяги в сфере автотранспорта, несомненно, является интересным проектом, однако в настоящее время находится на начальных уровнях разработки, что не позволяет говорить о массовой электрификации транспорта в обозримом будущем.

Наиболее реалистичным сценарием преодоления бензинового кризиса является использование СПГ и КПГ в качестве моторного топлива. Данный способ подтвержден ресурсами, хорошо изучены технологии перевода автотранспорта на газовые двигатели, т.е. существуют все необходимые предпосылки для успешного развития данного направления. При этом, достичь необходимых показателей в чтобы 3...5 млрд ${\rm M}^3$ в год, потребление КПГ придется увеличить в 10-20 раз, а на это потребуется не менее 8...10 лет интенсивного развития данного сектора при активной поддержке государства в качестве регу-

Начальник Управления отраслевых программ ОАО "Газпром Газэнергосеть" Анатолий Ким рассказал о реализации новых проектов, одним из которых является участие в программе газификации регионов РФ: компания выступает заказчиком по объектам автономного газоснабжения сжиженным углеводородным газом (СУГ), СПГ И КПГ, а также является эксплуатирующей организацией законченных объектов.

С 2009 г. в России применяется дифференцированный подход при выборе способов газификации – трубопроводной или автономной – где они более актуальны по экономическим или техническим соображениям. Учитываются отдаленность населенных пунктов от газотранспортной системы и объемы конечного потребления, в зависимости от наличия ресурсов определяется тип газа – СУГ или СПГ.

Принципиально схема газоснабжения СПГ выглядит следующим образом: на магистральном газопроводе располагается завод по сжижению газа, его производительность зависит от нужд конечного потребителя. Далее СПГ перевозится в специальных криогенных метановозах до пунктов регазификации, где газ переходит из жидкого состояния в обычное газообразное, и уже в таком виде поставляется потребителю – предприятиям, котельным, населению. "Газпром" берет на себя обязательства по строительству заводов по сжижению, пунктов регазификации и приобретению газовозов. Субъекты готовят потребителей к приему газа - это прокладка уличных газопроводов, переоборудование и подготовка предприятий и объектов теплогенерации к потреблению нового энергоносителя.

В настоящее время реализуются проекты автономной газификации СПГ трех населенных пунктов Пермского края и поселка Многовершинный Хабаровского края. Также на стадии обоснования инвестиций находятся проекты газификации СПГ населенных пунктов в Вологодской, Новосибирской, Томской и Ленинградской областях.

В целях развития использования газомоторного топлива на транспорте с 2012 г. в Программу газификации регионов РФ "Газпромом" добавлен блок развития АГНКС. На "Газпром газэнергосеть" возложена задача разработать схему размещения АГНКС в субъектах Российской Федерации. Сегодня определены пилотные регионы, в которых планируется строительство 20 объектов газомоторной инфраструктуры уже в нынешнем году. Подписывая Программу газификации, администрации регионов берут на себя обязательства по обеспечению потребителей для вновь вводимых АГНКС, закупку новой техники, работающей на газе или перевод с бензина на газ действующих автопарков. По итогам реализации проектов в текущем году будет формироваться продолжение Программы на 2014-2015 гг.

"Программа позволяет всего лишь дать некую динамику этой теме, основной бизнес возникнет тогда, когда на природный газ перейдет частный потребитель, которого не нужно будет заставлять, потому что он сам посчитает, сколько стоит автомобиль или переоборудование, и выберет газовый вид топлива, потому что ему выгоднее на нем ездить. Имея необходимую инфраструктуру, мы будем идти именно к этому потребителю", - заключил Анатолий Ким.





Руководитель Рабочего комитета "Использования газа" Международного газового союза, консультант ООО "Газпром экспорт", Исполнительный директор НГА Евгений Пронин представил обзор мирового рынка газовых альтернативных видов моторного топлива.

В 2012 г. количество работающего на природном газе автотранспорта в мире составило 17 млн автомобилей, на СУГ — 18 млн. Глобальный спрос на природный газ для транспорта по итогам прошлого года оценивается примерно в 42 млрд $\rm m^3$ и, по мнению экспертов, может вырасти до 200 млрд $\rm m^3$ к 2020 г.

Мировыми лидерами по использованию компримированного и сжиженного природного газа можно назвать такие страны, как Пакистан — 3,1 млн машин, Иран — 2,9 млн, Аргентина — 2,1 млн, Бразилия — 1,7 млн, Индия — 1,5 млн, Китай — 1,2 млн. Россия находится в середине второго десятка мирового рейтинга. По данным за 2012 г. парк метановых машин в РФ оценивается примерно в 86 тыс. ед., а общий спрос на КПГ составляет 388 млн м³. В Европе на метане работают 1,4 млн автомобилей. Европейскими лидерами являются Италия (870 млн м³) и Украина (870 млн м³). Общий спрос на природный газ в транспортном секторе оценивается в 3,1 млрд м³.

Средняя годовая розничная цена на моторное топливо в Европе сложилась на уровне: 1,27 евро за литр дизельного топлива, 1,4 евро за литр бензина, 0,9 евро за литр СУГ и 0,74 евро за м³ природного газа.

По количеству АГНКС Россия занимает четвертое место среди европейских стран — 250 станций, пропустив вперед Италию, Германию и Украину, которые имеют 909, 904 и 324 станции соответственно.

"Сегодня мы являемся свидетелями того, что компания Стеоп Energy в очередной раз предоставила деловому сообществу площадку для обсуждения ключевых проблем развития рынка углеводородного сырья в России. Экспортно-сырьевая модель углеводородного рынка себя исчерпала. В настоящее время создались предпосылки для развития инновационной модели, приоритетом которой является углубленная переработка углеводородного сырья, к которой можно отнести и СПГ-производства", — сообщил технический менеджер Департамента зарубежного и специального строительства "Стройтрансгаз" Валерий Плотников.

США увеличивают добычу сланцевого газа, в связи с чем уже сейчас происходит перераспределение экспортных потоков, возрастает конкуренция и снижаются цены на газ в Европе. При этом рынок СПГ растет, и России требуется наращивание перерабатывающих и нефтегазохимических мощностей, а не увеличение объемов добычи. Отечественный бизнес может подключиться к развитию рынков потребления внутри страны, а также успеть занять свою нишу на этом рынке за рубежом. В настоящий момент Российская Федерация, обладающая 23 % мировых запасов газа, занимает не более 5 % мирового рынка СПГ.

Если бы Россия использовала свои энергоресурсы так же эффективно, как Швеция или Норвегия, она бы ежегодно экономила более 200 млн т нефтяного эквивалента, что составляет примерно 1/3 всего энергопотребления страны. С учетом того, что 1000 м³ газа можно приравнять к 1 т нефти по энергетическому эквиваленту, то упущенная выгода составляет 200 млрд м³ газа. На сегодняшний день Россия перерабатывает всего 9 % природного газа. Для сравнения: доля переработанного сырья в США составляет 60 %, а в Канаде — около 100 %.

В перспективе основными доходами компаний газовой отрасли должны стать не добыча и экспорт газа, а его переработка и нефтехимия. В настоящее время разрабатываются семь крупных проектов в этой области в Тобольске, Кстове, Буденновске, Владивостоке, Усть-Луге и Ямало-Ненецком округе.

Важным направлением в развитии рынка СПГ является создание и эксплуатация мини-заводов сжиженного природного газа. Преимущества использования такого рода мини-установок очевидны — это возможность газифицировать удаленные от магистрального газопровода труднодоступные регионы, улучшить экологическую ситуацию, а также использовать сжигаемый попутный нефтяной газ. Кроме того, реализация СПГ проектов способствует экономическому развитию регионов и промышленной базы страны, связанной с отечественным машиностроением.

На сегодняшний день мини-заводы СПГ существуют в Московской, Ленинградской и Свердловской областях. Предприятиями группы "Газпрома" прорабатываются новые проекты по строительству объектов малотоннажного производства в Московской, Ленинградской, Новгородской, Новосибирской, Омской, Томской и Амурской областях, а также в Пермском, Алтайском и Красноярском краях.

Отечественный инженерно-строительный бизнес, в том числе компания "Стройтрансгаз", имеющая опыт строительства объектов по квалифицированной переработке газа внутри страны и за рубежом, могли бы принять активное участие в реализации конкретных проектов.

Ведущий проектный менеджер по продажам Linde Engineering Dresden GmbH Максим Шварц презентовал разработанную компанией Linde передовую концепцию StarLNG для установки получения СПГ малой и средней производительности.

Компания начала свой путь в 1879 г. в Германии, создав первую в мире воздухоразделительную установку. Сейчас на счету Linde более тысячи запатентованных технологий, более 4000 реализованных проектов, а также около 300 собственных криогенных и газоперерабатывающих заводов по всему миру. Одной из главных специализаций компании являются проекты по СПГ — создание производств любого масштаба — от мини до крупнотоннажных и плавучих заводов.



Стандартная установка СПГ малой и средней производительности позволяет охватить более 90 % возможных вариаций процесса производства. При этом она обеспечивает такие же высокие стандарты безопасности, которые предусмотрены для крупнотоннажных производств. Предварительно разработанная технологическая схема, стандартная документация и компоновка модульной установки максимально снижают срок поставки, монтажа и запуска оборудования. Блочно-модульный подход обеспечивает низкие капитальные затраты при максимальном удовлетворении требований заказчика.

Вице-президент CNG Департамента Hexagon Composites Френк Хэберли представил собравшимся новые интересные решения по комплексной модернизации систем хранения и транспортировки газа, включая применение полимерно-композитных баллонов бытового, автомобильного и промышленного

Полимерно-композитные газовые баллоны обладают уникальными свойствами: они до 70 % легче металлических, абсолютно взрывобезопасны, обладают высочайшей ударостойкостью, прозрачность и видимость уровня газа в баллонах облегчает управление запасами.

Член Совета директоров ООО "Ростовская автомобильная и газосервисная компания" Алексей Абакумов рассказал о технологии безтрубопроводной транспортировки компримированного газа "виртуальная труба", которая заключается в следующем. Сетевой газ метан сжимается до давления 25 МПа, после чего он заправляется в баллоны, смонтированные на специальном передвижном автогазовом заправщике (ПАГЗ) и в таком виде доставляется потребителям. Данный вид транспортировки эффективен на расстояниях от 5 до 100 км от центральной компрессорной станции до конечного потребителя - объектов газоснабжения, теплоснабжения, электроснабжения, мобильных АГНКС.

Для бытовых потребителей возможна индивидуальная автономная газификация, когда КПГ перекачивается в индивидуальные газобаллонные установки или редуцированный газ поставляется по обычным сетям низкого давления от групповой газобаллонной установки.

Автономная газификация отвечает требованиям дня с точки зрения сроков реализации и обеспечения газом только реальных потребителей, для проектов МО ее стоимость в 2-3 раза дешевле трубопровод-

К сожалению, доклад господина Абакумова был прерван Советником генерального директора ГУП МО "Мособлгаз" Татьяной Савченко, которая заявила, что представленные в презентации данные содержат не согласованную к разглашению информацию. Речь шла о проекте газификации Московской области на примере Орехово-Зуевского района.

Директор департамента углеводородного сырья ЗАО "Креон Энерджи" Станислав Гатунок раскрыл перспективы использования СПГ в качестве бункеровочного топлива. В соответствии с требованиями международной конвенции MARPOL происходит ужесточение нормативов на выбросы в атмосферу судовыми двигателями оксидов серы, азота и углерода, а также твердых частиц. В связи с этим владельцы судов рассматривают новые возможные стратегии поведения на рынке: использование дистиллятов, применение скрубберов и переход на бункеровку СПГ.

Большинство мировых судовладельцев считают использование СПГ наиболее перспективным направлением, отмечая высокую экологичность и низкую стоимость данного вида топлива по сравнению с имеющимися альтернативными вариантами. Согласно экспертной оценке Creon Energy, потенциал мирового рынка бункеровки СПГ в свете вступления в силу новых экологических норм к 2030 г. может достичь около 100...120 млрд м³ ежегодно.

Особыми районами контроля за выбросами серы на сегодняшний день являются акватории Балтийского и Северного морей – именно здесь пролегают основные маршруты морских грузоперевозок России. Суммарный спрос на СПГ в данных регионах будет расти и к 2025 г. составит не менее 4 млн т.

Среди факторов, сдерживающих развитие рынка СПГ, Станислав Гатунок отметил неразвитую инфраструктуру, высокую стоимость переоборудования действующих судовых силовых установок и увеличение на 15...20 % капитальных затрат на постройку новых судов, а также несовершенство российской нормативно-правовой базы, регулирующей порядок обращения СПГ в акваториях российских портов.

Заместитель главного конструктора Государственного научно-производственного ракетно-космического центра "ЦСКБ-Прогресс" Борис Соболев затронул проблему энергоснабжения и транспортировки грузов в отдаленных районах Сибири, Крайнего Севера и Дальнего Востока. Одним из наиболее перспективных вариантов решения данного вопроса он назвал автономное энергообеспечение вышеперечисленных районов с помощью технологий СПГ и предложил инновационный способ доставки топлива и грузов с помощью дирижаблей.

Генеральный директор ПК Научно-производственная фирма "ЭКИП" Анатолий Савицкий рассказал о технологических аспектах производства сжиженного природного газа и о деятельности компании в части разработки свободно-поршневых двигателей с КПД более 50 %. Господин Савицкий отметил, что малотоннажное производство СПГ должно стать ресурсной базой для расширения применения газа в качестве моторного топлива на всех видах транспорта: автомобильного, речного, железнодорожного, а также сельскохозяйственного. Также он особо отметил эффективное использование СПГ для газификации отдаленных населенных пунктов и объектов.

Директор по продажам и маркетингу в Восточной Европе Xperion Energy & Environment GmbH Дарья Берндт прогнозирует постоянный рост мирового





спроса на природный газ. При этом, по ее словам, транспортировка газа играет важную роль в структурировании рынка, и повышенным интересом последнее время пользуются именно малотоннажное производство и контейнерные перевозки СПГ и КПГ. Дарья Брендт подробно рассказала о современных системах высокого давления для хранения и транспортировки компримированного природного газа, основными плюсами которых являются их безопасность, экономичность и эффективность.

Директор по продажам газобаллонных автомобилей ОАО "КамАЗ" Руслан Зиатдинов сообщил, что переход на газомоторные автомобили позволит увеличить энергосбережение, эффективность и экологичность используемого автотранспорта.

В 1991 г. компания приступила к исследованиям по созданию первого газового двигателя "КамАЗ", и к настоящему времени налажено серийное производство тягачей, дорожно-строительной, коммунальной и прочей автоспецтехники, а также городских, пригородных и вахтовых автобусов, работающих на КПГ в качестве топлива. Вся автотехника соответствует экологическому стандарту Евро-4.

"Природный газ на сегодняшний день является самым недорогим видом топлива на рынке, при равном расходе на 100 км пути он обходится почти в три раза дешевле своих аналогов. Помимо этого газ показывает отличные характеристики безопасности: температура самовозгорания метана 650 °C, пропан—бутана 450 °C, а дизеля и бензина меньше 300 °C", — подчеркнул представитель "КамАЗ".

Проведенный экспертами компании сравнительный анализ эксплуатации восьми дорожных машин в г. Набережные Челны с газовыми и дизельными двигателями показал, что при годовом пробеге в 311 тыс. км затраты на ГСМ в случае использования КПГ в качестве топлива составили 1,43 млн руб., ДТ — 3,8 млн руб., в данном случае эксплуатация газовых моторов позволила сэкономить 2,38 млн руб. за год.

При этом разница в цене между дизельным автомобилем и газовым отличается на стоимость газобаллонного оборудования, которая окупается в среднем за год.

По расходу топлива показатели примерно равны: в расчете на 100 км в среднем "КамАЗ" при полной загрузке потребляет 45 л дизеля или 45 м³ газа, периодичность и стоимость технического обслуживания автомобилей примерно одинакова, однако ресурс газового двигателя намного выше.

"Таким образом, есть все экономические предпосылки для развития топливного рынка КПГ и СПГ в Российской Федерации", — заключил Руслан Зиатдинов.

Состояние и перспективы развития производства газомоторных автомобилей в России оценил заместитель исполнительного директора НП "Объединение автопроизводителей России" Алексей Серёженькин. Он отметил широкий ассортимент газомоторной техники, предлагаемый российскими производителями ОАО "КамАЗ", "Группа ГАЗ" и ОАО "АвтоВАЗ". Важным условием для развития отрасли эксперт считает помощь со стороны государства, которое должно стимулировать спрос на данный вид автотранспорта на федеральном и региональном уровнях.

Заместитель директора НИиКИКМ ОАО "Криогенмаш" Иван Кузьменко предложил вниманию собравшихся разработки объединения в области технологий производства, хранения и транспортировки сжиженного и компримированного природного газа.

В связи с возрастающим количеством СПГ и КПГ проектов российский рынок в ближайшей перспективе столкнется с дефицитом профессиональных кадров, сообщила Заместитель директора НОЦ рационального использования ПНГ и технологий сжиженных газов РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Елена Федорова. Специалистов нефтегазового комплекса готовят в различных вузах страны, однако область СПГ имеет свою определенную специфику, которая определяет специальные требования к работникам данной сферы. На площадке им. И.М. Губкина запущена двухлетняя программа магистерской переподготовки "Техника и технологии производства СПГ". Кроме того, на базе университета действуют программы профессиональной переподготовки специалистов по производству, транспортировке и хранению СПГ различного уровня.

По мнению главы Creon Energy Фареса Кильзие, дорога по реализации этих эффективных программ будет длинной, и препятствия со стороны существующих механизмов будут жесткими. "Газпрому" придется задействовать весь арсенал ресурсов для отстаивания и внедрения программ по СПГ и КПГ на российском рынке. А в качестве практических партнеров по внедрению технологических решений можно выбрать наших давних партнеров по газу из Германии, резюмирует господин Кильзие.

Информационно-аналитический департамент CREON Energy



СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ИНДУСТРИИ СПГ

Е.Б. Федорова, доцент РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, канд. техн. наук

Плавучие заводы СПГ

Потенциал плавучих заводов СПГ

Со второй половины 90-х годов 20-го века мировая газодобывающая промышленность вышла на морской шельф. В настоящее время разрабатываются и начинают разрабатываться крупные морские месторождения газа в Северном и Баренцевом морях, в Мексиканском заливе, у побережья Сахалина, Австралии, Малайзии и Индонезии. При этом строительство заводов по сжижению природного газа требует дополнительных капитальных вложений в строительство морских трубопроводов. Как результат — рост стоимости СПГ.

Наряду с крупными месторождениями газа на шельфе имеются и небольшие месторождения, разработка которых по данной схеме явно нерентабельна. Многие газовые шельфовые месторождения невыгодно разрабатывать в силу их удаленности от берега и трудностей со строительством заводов по сжижению газа, а также всей необходимой инфраструктуры - подводных газопроводов, хранилищ СПГ, причалов для танкеров и т.д. Для таких месторождений, а также с целью экономии при разработке крупных шельфовых месторождений, крупные компании-разработчики предлагают плавучие заводы-хранилища СПГ (LNG Floating Production Storage and Offloading – LNG FPSO). Плавучий завод СПГ представляет собой судно или баржу с функциями добывающей морской платформы, на палубе которой размещены установки подготовки, очистки и осушки газа, технологические линии для разделения и сжижения газа. В корпусе судна размещены танки для хранения СПГ и сжиженных углеводородных газов (СУГ). Плавучий завод оснащается системой отгрузки СПГ на танкеры. Кроме того, на палубе находятся многоэтажные строения, предназначенные для проживания персонала плавучего комплекса.

Судно располагается над месторождением природного газа, что позволяет избежать необходимости строительства длинных подводных трубопроводов, и остается на месте швартовки до полного истощения месторождения. В этой связи, плавучий комплекс должен быть устойчив к любым неблагоприятным погодным явлениям, включая ураганы.

В настоящее время определено около ста перспективных проектов плавучих заводов с производительностью в 1 млн т СПГ в год и выше [1]. При этом рассматриваются не только месторождения газа и газоконденсата, но и нефтяные месторождения с высоким газовым фактором — для сжижения попутного нефтяного газа. Свои проекты по постройке плавучих заводов предлагают компании Shell, Air Products, FLEX LNG, SBM Offshore-Linde и др.

Проекты плавучих заводов включают технологические линии производительностью от 1 до 4,5 млн т в год. Хотя береговые заводы СПГ успешно эксплуатируются уже более 40 лет, существует масса проблем, связанных с выбором и компоновкой оборудования на плавающих объектах и созданием наиболее надежных и безопасных технологий для морских условий.

Общие требования к плавучим заводам СПГ

Плавучие заводы по производству СПГ вводят более строгие требования безопасности в связи с тесным расположением заводской зоны, хранилищ и зоны персонала. Пространство, доступное для размещения оборудования на плавучем заводе, в разы меньше пространства, отводимого под него на суше, и оптимальное конструкторское решение должно быть нацелено на сведение к минимуму размеров и веса оборудования. Оборудование должно быть устойчивым к движениям судна и приведено в соответствие с нормативно-технической документацией, которой регламентируются объекты, расположенные на суше. Важной задачей проектирования и строительства плавучих заводов по производству СПГ является успешная интеграция надпалубных строений (непосредственно перерабатывающих установок и основных систем жизнеобеспечения производства СПГ) с корпусом и судовыми системами. В решении этой задачи ключевую роль играют судостроители [2].

Строительство плавучих заводов должно осуществляться по модульному принципу, с минимально возможным числом единиц оборудования. Разбиение на модули обеспечивает экономию капитальных затрат и высокое качество производства. Строительство самого судна и комплекса надпалубных строений может быть выполнено парал-



лельно, сокращая на многие месяцы общее время создания плавучего завода.

Процессы производства, хранения и выгрузки СПГ и другой продукции должны соответствовать высоким нормам безопасности. Эксплуатация технологических установок должна быть также максимально безопасной и осуществляться минимальным количеством обслуживающего персонала.

Первоочередной задачей при проектировании плавучих объектов является борьба с эффектом "слошинга" — колебанием жидкости при большой свободной поверхности, порождающим сильные ударные нагрузки на внутреннюю облицовку танков. Плавучие суда должны быть разработаны так, чтобы свободное колебание жидкости в период производства СПГ и постепенного заполнения танков не разрушало их.

Эффект плескания СПГ ("слошинга") в мембранных танках при качке может быть снижен за счет усиления стенок, изменения геометрии танков и установки центральной продольной перегородки, также выполняющей роль дополнительной опоры для надпалубных строений.

Кроме того, должны быть предусмотрены хранилища для сжиженных углеводородных газов (СУГ), возможности их отгрузки на суда. Хранилища должны быть различных типов и объемов, так как состав газа меняется от месторождения к месторождению.

Для загрузки СПГ-танкеров "борт-о-борт" разработаны системы, использующие сочлененный загрузочный рукав и гибкий криогенный трубопровод. Отгрузка "борт-о-борт" возможна только в спокойном море, поставщики технологий в настоящее время активно разрабатывают жесткую систему отгрузки, что позволяет организовать передачу в более суровых погодных условиях.

При детальной разработке проектов инженеры сталкиваются с серьезными техническими проблемами, одна из которых — это совмещение на ограниченной территории технологии добычи, подготовки, сжижения, хранения и морской транспортировки СПГ, увязав между собой все нормативные документы и технические регламенты, и соблюсти при этом все нормы безопасности. Условия эксплуатации судна предполагают его подвижность, возникающую при волнении на море. Движение судна может вызвать разбрызгивание или неравномерное распределение жидкостей в аппаратах и оборудовании, снижающее надежность работы установок. Конструкции контактных устройств колонных аппаратов и теплообменников требуют особого внимания для обеспечения надлежащей эффективности. Снижению эффективности теплообмена при нарушении вертикального положения

особенно подвержены спирально-витые теплообменные аппараты.

Выбор технологического процесса сжижения

Уже с последней декады прошлого столетия компании-разработчики проводили сравнительный анализ технологических процессов сжижения, пригодных для плавучих заводов СПГ. Были попытки адаптировать известные крупнотоннажные технологические процессы к условиям работы на море, исследовались существующие малотоннажные процессы. В процессе систематизации знаний и опыта эксплуатации различных технологических процессов производства СПГ были выработаны основные критерии выбора технологии сжижения:

- простота в эксплуатации;
- минимальная зависимость от погодных условий;
 - возможность быстрого запуска и остановки;
- сохранение эффективности процесса в широком диапазоне температур окружающего воздуха;
 - высокая энергоэффективность;
- адаптивность к изменению производительности;
- хорошая приспособляемость к изменению состава сырьевого газа при переходе от одного месторождения к другому;
- возможность встраивания в технологический процесс узлов выделения ШФЛУ и пропан-бутановой фракции;
- минимальная необходимость работы с потенциально опасными хладагентами [3].

Если рассмотреть проекты плавучих заводов, уже принятые к производству или находящиеся в стадии рассмотрения, то станет понятно, что лидирующую позицию среди технологических процессов сжижения занимает азотно-детандерный цикл.

Речь идет об азотном холодильном цикле с двумя детандерами, где применение второго детандера на более низком температурном уровне повышает термодинамическую эффективность процесса за счет уменьшения разности температур в процессе переохлаждения СПГ [16]. Принципиальная технологическая схема процесса представлена на рис. 1.

Эта технология позволяет сжижать природный газ различного состава — от жирного до сухого, с производительностью до 2 млн т в год. Азотный холодильный цикл обладает преимуществами в морских условиях, такими как быстрый запуск и остановка, малое количество оборудования, простота схемы, обеспечение безопасности в отсутствии углеводородных хладагентов. Азотный цикл дешевле цикла на смешанном хладагенте, а более



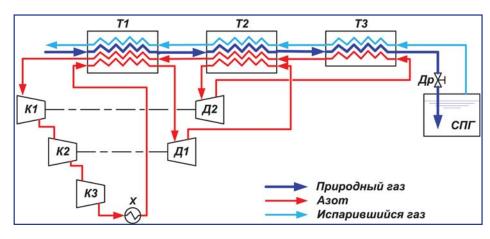


Рис. 1. Принципиальная схема сжижения природного газа на основе азотного цикла с двумя детандерами

низкая его эффективность по сравнению со смешанным хладагентом компенсируется более простой технологией.

Технологическое оборудование азотно-детандерного процесса ожижения поддается модульному конструированию и изготовлению благодаря компактным размерам и относительно небольшому количеству его элементов.

По данным Wood Mackenzie, среди технологических процессов сжижения для использования на плавучих заводах СПГ также были выбраны:

- процесс Shell DMR (применяется на сахалинском заводе СПГ);
- процесс CB&I Niche LNG (газ сжижается в двух независимых циклах, с использованием метана в качестве хладагента в цикле предварительного охлаждения и азота в основном цикле сжижения; оба цикла используют по одному детандеру);
- процесс PRICO (однопоточный холодильный цикл на смешанном хладагенте).

Проекты плавучих заводов

Компания Shell в течение нескольких последних лет работает над конструкцией самого большого в мире судна - плавучего завода по сжижению природного газа и хранилища СПГ – Prelude FLNG Project. Предполагается, что два таких судна будут работать на шельфовых месторождениях Прелюдия и Концерт (Prelude and Concerto) бассейна Брауз (Browse Basin), расположенных на расстоянии около 200 км от северо-западного побережья Австралии, а также в проекте Sunrise. В мае 2011 г. Совет директоров компании принял окончательное инвестиционное решение по проекту, и в настоящее время на верфях Samsung ведется строительство этого судна-гиганта.

Плавучий завод Shell представляет собой судно, пришвартованное на систему якорей, с расположенными на палубе установками подготовки, разделения и сжижения газа. В трюмы судна встроены танки для хранения СПГ и СУГ. Налив танкеров осуществляется с помощью установленной на палубе загрузочной системы. Стальной корпус судна имеет длину 470 м, ширину 74 м, водоизмещение около 600 тыс. т. Технологическая линия сжижения природного газа, построенная на технологии Shell DMR, рассчитана на

производство 3,5...4 млн т СПГ в год плюс значительного количества СУГ и конденсата. Резервуары судна способны вместить 220 тыс. м³ СПГ, 90 тыс. м³ СУГ и 126 тыс. м³ конденсата.

Плавучий завод удерживается на месте 24 швартовами. Все подводные соединения осуществляются через поворотную якорную систему, позволяющей судну вращаться вокруг нее, оставаясь в фиксированном положении. Газ и конденсат поступают из месторождения по гибким райзерам. Управление разработкой месторождения осуществляется из диспетчерской на борту судна.

На рис. 2 — проект будущего гиганта с пришвартованным танкером СПГ.

В работе над проектом компания Shell столкнулась с рядом технических трудностей, о некоторых из них было рассказано на международной конференции "GASTECH 2011" в марте 2011 г. [4].

Компания FLEX LNG (Великобритания) в апреле 2011 г. подписала соглашение с несколькими компаниями, в частности, с Pacific LNG, Samsung и др., о создании плавучего завода производительностью 1,7 млн т в год в заливе Папуа у южных берегов Папуа Новой Гвинеи.

Техническая концепция проекта уже завершена. Модуль сжижения, состоящий из двух технологических линий, представляет собой азотный цикл с двумя детандерами. Модуль предварительной подготовки газа включает системы очистки газа от СО₂, воды и ртути. В зависимости от состава газа, предусмотрена стабилизация газового конденсата, фракционирование и стабилизация сжиженного нефтяного газа, компримирование и системы контроля. Для хранения СПГ судно будет оснащено независимыми призматическими танками типа IHI-SPB (рис. 6, a) [5]. Ввод судна в эксплуатацию намечен на середину 2014 г.







Puc. 2. Проект плавучего завода СПГ компании Shell Источник: Shell



Puc. 3. Проект FLEX LNG на 1,7 млн т в год Источник: FLEX LNG

Ряд проектов плавучих заводов СПГ рассмотрен в работе [6].

Плавучие регазификационные терминалы

В последние несколько лет в индустрии СПГ стали появляться плавучие регазификационные установки — LNG Floating Storage and Regasification Unit (FSRU). Вызвано это высокой стоимостью земли и повышенными экологическими требованиями в прибрежной полосе. Вынесение приемных терминалов в море приводит к удалению СПГ-объектов от населенных пунк-

тов и сокращению сроков строительства терминала.

Преимуществами плавучих приемных терминалов являются:

- отсутствие негативного воздействия на прибрежную экологию;
- высокий уровень безопасности;
- возможность строительства судна и сборки надпалубных установок на одной верфи;
- пониженные капитальные затраты по сравнению с береговым терминалом;
- возможность сменить местоположение:
- для прокладки трубопроводов и кабелей может быть выбрано наилучшее место с учетом существующей береговой инфраструктуры.

Плавучий приемный терминал загружает СПГ из танкеров в собственные резервуары, а бортовая регазификационная установка испаряет сжиженный газ и подает его в подводный газопровод через систему гибких коллекторов.

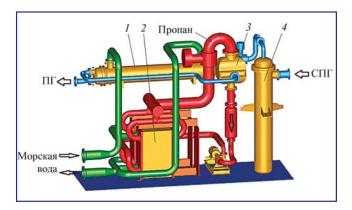
Первым в истории плавучим приемным терминалом был танкер СПГ типа Moss, переоборудованный на сингапурской верфи Керреl в регазификационный терминал. Регазификационная установка расположена в носовой части судна, а операторная — в кормовой части, рядом с помещениями для экипажа. Для разгрузки метановые танкеры должны швартоваться с терминалом бортоборт, трансфер СПГ осуществля-

ется с помощью типовых жестких загрузочных рукавов.

Погружные насосы откачивают СПГ из танков для подачи на установку регазификации. По пути к испарителям сжиженный газ прокачивается через насосы, поднимающие давление до 6 МПа. Для регазификации используются испарители с промежуточным теплоносителем, исключающие возможность замерзания морской воды. В частности, в Дубаи на плавучем терминале установлены каскадные испарители Hamworthy Gas Systems.

Сжиженный природный газ высокого давления поступает сначала в пропановый испаритель 3, в





Puc. 4. Каскадный испаритель Hamworthy Gas Systems 1 — теплообменник морская вода—природный газ; 2 — теплообменник пропан—морская вода; 3 — теплообменник пропан-природный газ; 4 - насосы высокого давления

Источник: Hamworthy Gas Systems

котором газ испаряется и нагревается примерно до -15 °C. Для достижения необходимой температуры в 20 °C газ после прохождения испарителя попадает в теплообменник с морской водой 1. Пропан является промежуточным теплоносителем между морской водой и природным газом. Он циркулирует по замкнутому контуру, в котором охлаждается сжиженным газом и нагревается морской водой в теплообменнике 2.

Этот каскадный испаритель, по свидетельству компании-оператора одного из плавучих терминалов Dubai Supply Authority, обладает высокой эффективностью и компактностью и исключает замерзание морской воды в процессе теплообмена [7].

После испарителя газ через систему клапанов поступает в магистральный газопровод.

На сегодняшний день уже четыре сферических танкера, принадлежащих компании Golar LNG, переоборудованы в плавучие приемные терминалы. Такие терминалы базируются у берегов Брази-



Рис. 5. Плавучий приемный терминал Источник: Golar LNG

лии, Дубаи, Италии (Ливорно) и США (Бостон) (рис. 5).

Для приемных терминалов существует та же проблема, что и для плавучих заводов СПГ – почти постоянное частичное заполнение танков, вызывающее сильные колебания жидкости внутри танка. Поэтому конструкции танков должны выбираться из условий устойчивости к ударным нагрузкам со стороны колеблющейся жидкости. В этом отношении лучшим выбором на сегодняшний день являются сферические танки системы Moss и призматические танки систем IHI-SPB (рис. 6, a) и ADBT (рис. $6, \delta$).

Одной из особенностей конструкции танков системы IHI-SPB является их свободная форма. Она позволяет конструировать танки в соответствии с внутренними очертаниями корпуса судна, добиваясь идеальной подгонки.

Внутренняя оболочка танков выполняется из алюминиевого сплава или 9 % никелевой стали. С внешней стороны танки покрыты изоляцией из пенополиуретановых панелей, прикрепленных по центру шпильками к оболочке. Пространство между панелями заполнено так называемыми подушками, поглощающими относительное смещение оболочки танка и температурные напряжения в слое изоляции. В отличие от мембранных систем, изоляция не принимает на себя нагрузки со стороны СПГ.

Танк опирается на колодки из усиленной фанеры, установленные на днище судна. Внутренняя часть танка разделена на четыре отсека вертикальной осевой герметичной перегородкой и поперечной вертикальной перфорированной перегородкой (рис. 6, а). В совокупности с горизонтальными ребрами перегородки снижают ударные нагрузки от всплесков жидкости при бортовой качке.

Призматические танки системы ADBT Aluminium Double-barrier Tanks — новая разработка (2009 г.) компании Wadan Yard CNG Technology GmbH & Aker Solutions. Конструкция танка включает оболочку из двойных алюминиевых пластин, между которыми перпендикулярно установлены ребра жесткости, принимающие на себя ударные нагрузки. Внутренние стенки, разбивающие все пространство танка на несколько полуоткрытых камер, работают по принципу волнореза и значительно снижают ударные волновые нагрузки от всплесков жидкости (рис. $6, \delta$). Такая конструкция танка допускает любую степень загрузки сжиженным газом и нормальную работу при любом уровне волнения на море [18].

Другой проблемой, выявленной уже в ходе эксплуатации плавучих терминалов, является повышенная подвижность судна под влиянием морских



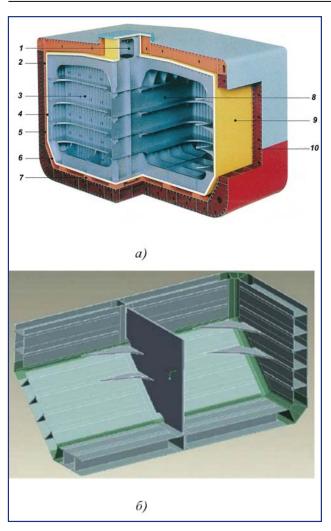


Рис. 6. Конструкции призматических танков систем IHI-SPB (a) и ADBT (б)

a: 1 — крыша танка; 2 — направляющие; 3 — перфорированная перегородка; 4, 9 — изоляция; 5 — внутренняя стенка корпуса судна; 6 — свободное пространство; 7 — опоры; 8 — центрально-осевая герметичная перегородка; 10 — балластные отсеки a — источник: IHI Marine United

a — источник: 1H1 Marine United δ — источник: Hydrocarbon World

погодных условий. Подвижность судна увеличивает нагрузку на якорную систему, как правило, включающую шесть двойных цепных строп, и является источником повышенной опасности при швартовке борт-о-борт двух одинаково подвижных судов. В этом случае инженерным решением, снижающим вероятность столкновения и повреждения бортов, может стать замена жестких загрузочных рукавов на амплитудные системы (Amplitude-LNG Loading System – ALLS и др.). Они представляют собой криогенные гибкие мультикомпозитные шланги диаметром 400 или 200 мм и длиной от 15 до 50 м. Амплитудные системы проходили тестирование в компаниях GdFSuez и TNO в течение 4 последних лет и были сертифицированы. На рис. 7 показаны жесткая (a) и амплитудная (b) загрузочные системы.

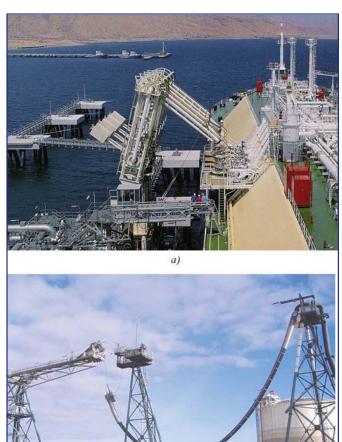


Рис. 7. Типы загрузочных систем a — жесткие загрузочные рукава; δ — амплитудная система GdFSuez на стадии тестирования Источники: Statoil Hidro, Technip

Вторым решением, уменьшающим подвижность судна и предлагаемым немецкой инженерной компанией E.ON Ruhrgas AG, является утяжеление киля плавучего терминала [8].

По данным Baird Maritime, в июне 2011 г. компания Hyundai Heavy Industries заключила контракт на строительство принципиально новых плавучих терминалов для Норвегии. Это будут баржи длиной 294 м, шириной 46 м, способные хранить в своих резервуарах 170 тыс. м³ СПГ. Сдача в эксплуатацию первых двух плавучих терминалов запланирована на вторую половину 2013 г. и на первую половину 2014 г. [9].

Сжижение природного газа из нетрадиционных источников

На протяжении последних двадцати лет в мире наблюдается рост добычи природного газа из нетрадиционных источников. Это газ, добываемый



из плотного песчаника, сланцев и угольных пластов. Дислокация месторождений нетрадиционного газа сильно отличается от расположения традиционных месторождений углеводородов, что может сильно изменить картину мирового экспорта и импорта природного газа.

В частности, в США увеличение добычи нетрадиционного газа повлияло на перспективы американского импорта. Уже в 2008 г. производство газа из нетрадиционных источников покрывало более половины потребностей внутреннего рынка, а импортные поставки СПГ обеспечивали всего лишь чуть более 1,5 % от общего потребления в США

По той же причине, что и в конце 1950-х гг. в Алжире, некоторые страны-производители газа из нетрадиционных источников рассматривают возможность применения технологий сжижения для транспортировки газа на дальние расстояния. В Азиатско-Тихоокеанском регионе такой газ может стать важным фактором роста СПГ-индустрии. Среди перспективных производителей СПГ из угольного метана – Австралия и Индонезия. Большими запасами угля обладают Россия и Ки-

В Канаде на рассмотрении находится проект завода по сжижению сланцевого газа, который предполагается разместить в области Китимат, в Британской Колумбии. Но стоимость производства сланцевого газа значительно выше, чем газа из угольных пластов, и это оказывает влияние на экономическую эффективность проектов сжижения сланцевого газа [11].

На данный момент в Австралии на разных стадиях готовности существуют пять проектов сжижения газа из угольных пластов – 4 крупнотоннажных и 1 малотоннажный. Все они построены по одной модели: метан угольных отложений (МУО) добывается в южных и центральных районах Квинсленда и по 400-километровому газопроводу направляется на заводы СПГ в Глэдстоуне, на северо-восточном побережье Австралии. По прогнозам, суммарная производительность четырех основных заводов СПГ из угольного метана первоначально составит около 16 млн т в год, а затем вырастет до 57...58 млн т в год [17].

Завод Bontang LNG в Восточном Калимантане (Индонезия) может в будущем стать первым гибридным по сырью проектом, принимающим как углеводородный газ, так и газ из угольных пластов.

На рис. 8 представлена карта мировых проектов СПГ из нетрадиционных источников.

В дополнение к проектам, отображенным на карте (рис. 8), польская компания LNG-Silesia coвместно с американскими партнерами в настоящее время приступила к реализации проекта малотоннажного производства СПГ из МУО с содержанием метана 97 % и производительностью 3 тыс. т в год.

Несмотря на обилие нетрадиционных ископаемых резервов по всему миру, существует ряд проблем, помимо экономических, с которыми сталкисжижения ваются разработчики технологий сланцевого газа или МУО.

Одной из основных трудностей реализации проекта СПГ из угольного метана является обеспе-

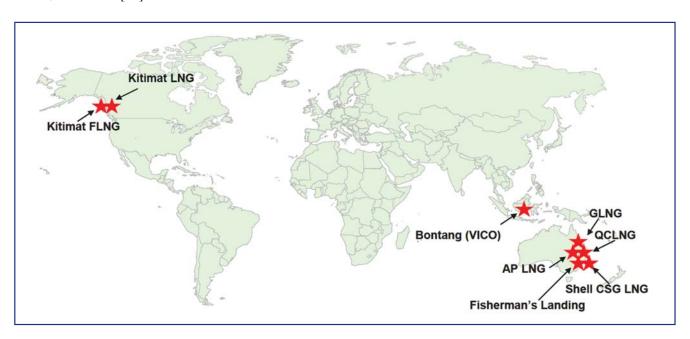


Рис. 8. Проекты заводов СПГ, рассчитанные на поступления газа из нетрадиционных источников Источник: [11]



чение достаточного количества сырья. Для поддержания одинаковой производительности завода СПГ необходимо в сто раз больше продуктивных скважин на метаноугольном месторождении, чем на традиционном. По предварительным оценкам, для обеспечения завода СПГ с производительностью 1,5...4 млн т в год на протяжении 20 лет может потребоваться около 3000 скважин [12]. В частности, для загрузки четырех основных заводов СПГ на северо-восточном побережье Австралии потребуется более 27 125 добывающих скважин [17]. К тому же, потребуется периодическая замена исчерпавших ресурс скважин на новые. При этом состав сырья может меняться от скважины к скважине, а сами скважины подвержены затоплению пластовыми водами.

Угольный метан добывается из скважин при низком давлении и требует дополнительной компрессии для подачи на завод СПГ. МУО относится к сильно сухим газам, он отличается полным отсутствием других углеводородов нормального ряда, которые часто существенно поднимают экономику СПГ-проекта. Отсутствие легких углеводородных газов C_2 + в товарном СПГ снижает его теплотворную способность, что не приветствуется в ряде стран-потребителей СПГ. Состав неорганических примесей в природном газе угольных пластов может варьироваться в широком диапазоне, что требует разноплановых инвестиций в установ-

Таблица
Типовые составы газа из традиционных источников
и из угольных отложений

Компоненты газа	Месторождение природного газа, % мол.	Угольные отложения, % мол.
Метан	83,0	95,0
Углекислый газ	2,5	3,0
Азот	1,5	2,0
Этан	6,5	Следы
Пропан	3,0	Отсутствует
Бутаны	1,5	Отсутствует
Пентаны и выше	0,5	Отсутствует
Сероводород	1,5	Отсутствует

ки очистки и осушки газа. Коммерчески привлекательным считается газ с содержанием метана не менее 90 % мол.

К примеру, угольный метан из Австралии содержит 98 % метана, и совсем не содержит углекислого газа, что удешевляет его подготовку к сжижению. А силезский МУО имеет в качестве примесей азот, кислород, воду и углекислый газ. Удаление этих примесей из газа требует дополнительных инвестиций в установки очистки. Типовые составы природного газа из традиционного месторождения и МУО приведены в таблице [12].

Добыча природного газа из угольных пластов неизбежно приведет к сокращению выбросов метана в атмосферу, но что гораздо важнее, будет способствовать повышению безопасности труда на угольных шахтах.

Монетизация малых месторождений природного газа

Особенностью производства СПГ на малых месторождениях является конечность жизненного цикла в недалекой перспективе, поэтому уровень производительности устанавливается с расчетом на ограниченный срок эксплуатации и истощение месторождения.

С уменьшением производительности, как правило, увеличиваются капитальные затраты на производство СПГ, отсюда повышается важность компромисса между капитальными затратами и эффективностью процесса. Огромную роль здесь играют термодинамическая эффективность холодильного цикла, эффективность компрессоров и турбин [13].

Развитие техники и технологий сжижения и подготовки газа позволило создавать эффективные малотоннажные установки получения СПГ. Создание малотоннажного производства СПГ открывает новые перспективы, как для нетрадиционных рынков, так и для нетрадиционных источников газа.

Модульная стратегия строительства объектов СПГ

Модульная стратегия сооружения крупных производственных объектов, характерная для нефтяной промышленности, находит применение в индустрии СПГ. Модуляризация была разработана при строительстве шельфовых нефтяных сооружений. Стратегия заключается в том, что большая часть строительных работ выполняется на суше, а последующая сборка готовых модулей происходит непосредственно на морских платформах.

Благодаря развитию с середины 1980-х гг. строительной индустрии, в частности, росту про-



изводительности грузоподъемных механизмов и оборудования для наземной транспортировки крупногабаритных грузов, модульная стратегия стала возможной и для объектов на суше. Она снижает объем работ, необходимых на основной строительной площадке.

Модульная стратегия уже применялась на объектах СПГ-индустрии при строительстве норвежского завода Snohvit LNG (2007), завода Сахалин СПГ (2009), пятой линии австралийского завода СПГ North West Shelf (2008) и 1-й линии австралийского Pluto LNG (2011). В Австралии и дальше планируется использовать модульный принцип строительства объектов СПГ.

На заводе-изготовителе модули предварительно комплектуются оборудованием и обвязываются стальной конструкцией, позволяющей транспортировать и устанавливать их на строительной площадке. По размерам и массе модули могут различаться от нескольких тонн до нескольких тысяч тонн, в зависимости от конструкции и назначения. Быстровозводимые и предварительно собранные модули транспортируются к строительной площадке сначала на судах по морю, а затем наземным транспортом. На строительной площадке модули устанавливаются, соединяются и подключаются

Существуют две основные категории объектов, использующих модульную стратегию. Во-первых, это проекты с сезонными или погодными проблемами, вызывающими длительные периоды застоя в строительстве. К погодным проблемам относятся, например, низкие температуры, обильная грязь или лед. Арктические проекты попадают в эту категорию. Во-вторых, это проекты с ограниченной площадью строительства, дороговизной строительных работ или отсутствием на месте квалифицированной рабочей силы.

С другой стороны, конструкция модулей должна быть рассчитана на транспортировку и установку, что равносильно усилению конструкции для эксплуатации в сейсмоопасной зоне. Как правило, модули содержат около 60 % конструкционной стали, в отличие от 25 %, используемых при строительстве традиционными методами. Это ведет к росту общих капитальных затрат. Кроме того, из-за разработки модулей увеличивается общее время проектирования. Модульное исполнение также существенно влияет на выполнение закупок, логистику и планирование всего хода работ. Все эти факторы должны учитываться при выборе стратегии строительства [15].

Тем не менее, модульный принцип может оказаться единственным правильным решением в экстремальных погодных условиях или при наличии проблемы трудовых ресурсов. В частности, он должен стать определяющим при размещении объектов малотоннажного производства СПГ в удаленных регионах России.

Размещение производства СПГ в арктических районах

Большинство существующих крупнотоннажных заводов СПГ построено в теплых климатических условиях. Однако три завода – Кенай (США), Сахалин (Россия) и Сновит (Норвегия) – располагаются в регионах с более холодным климатом. С выходом России на арктический шельф и освоение крупных газовых месторождений Баренцева моря, полуострова Ямал, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции сохраняется тенденция размещения производства СПГ в районах с низкими среднегодовыми температурами и широким диапазоном изменения температур в течение года.

Изменение температуры в широких пределах оказывает негативное влияние на работоспособность холодильных циклов, компрессоров и турбин, поэтому требует адаптированной стратегии охлаждения природного газа и более совершенных конструкций оборудования. В холодном климате будут меняться условия обслуживания и ремонта оборудования, поэтому будут востребованы, в первую очередь, модульность связки драйвер/компрессор.

Изменение окружающих температур оказывает двойственное влияние на процесс сжижения. С одной стороны, природный газ должен быть охлажден от температуры окружающей среды до температуры конденсации. Если окружающая температура падает, снижается нагрузка на холодильные циклы. Для технологического процесса сжижения, предусматривающего предварительное охлаждение газа, нагрузка между циклом предварительного охлаждения и циклом сжижения должна быть перераспределена, включая возможность снижения температуры предварительного охлаждения.

С другой стороны, изменение температуры окружающей среды меняет кривую работы компрессора, что должно учитываться заводскими системами контроля технологических процессов. Одним из способов реагирования на изменение температуры воздуха является корректировка скорости компрессора. Это возможно осуществить с авиационной газовой турбиной, с паровой турбиной или электродвигателем. Промышленные газовые турбины не обладают широким диапазоном скоростей [13].





БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1. **Fjeld P.E.** Analysing the market potential for FLNG and adopting a flexible and creative approach. Proceedings of International Conference "FLNG 2008". London. 2008.
- 2. **Eastwood T., Arizmendi-Sa'nchez J.** A sea change for LNG concepts // Energy Focus. 2010. № 4. P. 89–91.
- 3. **Wood D.** LNG FPSOs Competing Technologies are Making Progress. Breakfast Presentation at Energy Institute, London. 02.06.2009.
- 4. **Pek B.** Floating LNG grows up. Proceedings of International Conference "GASTECH 2011". Amsterdam. 2011.
- 5. Flex LNG Technology. FLEX LNG. [В Интернете] [Цити-ровано: 12.05.2011] http://www.flexlng.com/?page=207&show=220.
- 6. **Гречко А.Г., Новиков А.И.** Перспективы плавучих заводов по производству СПГ // Транспорт на альтернативном топливе. 2010. № 5 (17). С. 60—65.
- 7. **Abdi R. Nayak, Maaike van der Werf.** Floating LNG import terminal in Dubai. Proceedins of International Conference "GASTECH 2011". 2011.
- 8. **Buerkle S., Venner F.J., Moeller T.** Offshore LNG Toscana ("OLT"): An E.ON Ruhrgas Update on the Project. Proceedings of International Conference "GASTECH 2011". 2011.
- 9. **HHI wins** double LNG FSRU newbuild contract. Baird Maritime. [В Интернете] [Цитировано: 22.08.2011] http://www.bairdmaritime.com/index.php?option=com_content&view=article&id=10454:hhi-wins-double-lng-fsru-newbuild-contract&catid=69&Itemid=60.

- 10. **Houghton D., Limam M., Thompson S.** Unconventional gas: good and bad news for global LNG. Proceedings of International Conference LNG-16, Oran. 2010.
- 11. Harris F., Pearson A., McManus A., Law G. An unconventional future for LNG supply? Proceedings of International Conference LNG-16, Oran. 2010.
- 12. **Unsworth N.J.** LNG from CSG—challenges and opportunities. Proceedings of International Conference LNG-16, Oran. 2010.
- 13. Wehrman J., Roberts M., Kennington B. Machinery/Process Configurations for an Evolving LNG Landscape. Proceedings of International Conference "GASTECH 2011" 2011
- 14. **Brookfield R., Cooke J.** Modularisation of LNG liquefaction plants a pioneering approach that looks set to continue. Proceedings of International Conference "GASTECH 2011". 2011.
- 15. Caswell C., Durr C., Kotzot H., Coyle D. Current Myths About LNG. Proceedings of International Conference "GASTECH 2011". Amsterdam. 2011.
- 16. **Finn A.J.** Are floating LNG facilities viable options? // Hydrocarbon Processing. 2009. № 7. P. 31–38.
- 17. **Уилкинсон Р.** Угольный метан Восточной Австралии усилит газовый потенциал страны // Oil&Gas Journal Russia. 2011. № 6 (50). P. 52–58.
- 18. **Baur M.** vom. Aluminium Double-barrier Tanks // Hydrocarbon World. 2009. T. 4.

РЕТПОСНІМА ПОКУПАЕТ ДВА ПРОЕКТА ПО ПРОИЗВОДСТВУ СПГ В АВСТРАЛИИ ЗА \$1,6 МЛРД

Китайская государственная нефтегазодобывающая компания PetroChina выкупит долю BHP Billiton в двух австралийских проектах по производству СПГ для экспорта за \$1,6 млрд, сообщили компании. PetroChina получит 8,33 % акций в проекте East Browse и 20 % в проекте West Browse. Сделку компании планируют закрыть в первой половине 2013 г. "Сделка выгодна для обеих компаний. PetroChina станет более весомым игроком на мировом рынке газа, а BHP стремится к избавлению от нестратегических активов", — заявил директор нефтяного подразделения BHP Майкл Егер.

Сделка подтверждает, что Китай заинтересован в импортировании природного газа, считает руководитель энергетических исследований Mirae Asset Securities Гордон Кван (цитата по Bloomberg). PetroChina планирует, что к концу десятилетия половина ее добычи будет осуществляться за рубежом, сообщает Bloomberg. Китай сокращает зависимость от угля за счет использования природного газа. Согласно прогнозу Международного энергетического агентства, потребление газа в Китае за 2011-2035 гг. увеличится в четыре раза — до 545 млрд м³. Объемы производства газа в Китае не в состоянии обслуживать внутренний спрос, поэтому компаниям приходится инвестировать в зарубежные проекты. Согласно пятилетнему плану развития Китая (2011-2015 гг.), к 2015 г. доля импортного газа должна вырасти с 15 % в 2010 г. до 35~% в 2015 г. К 2020 г. потребление газа в Китае вырастет более чем на 11 % (прогноз ВG Group).

В зарубежные активы инвестирует не только PetroChina, в июле China National Offshore Oil (CNOOC) объявила о покупке канадской нефтегазовой компании

Nexen за \$15,1 млрд. Также CNOOC владеет 50 % в совместном с британской BG Group проекте по производству СПГ Queensland Curtis. Sinopec владеет 25 % в другом проекте по производству СПГ на территории Австралии. Всего же, по оценке Bloomberg, в этом году китайские компании анонсировали сделки в нефтегазовом секторе на рекордные с 2007 г. \$25 млрд (без учета сделки РetroChina и BHP).

Вгоwsе принадлежит ко второй волне проектов по производству СПГ в Австралии. Проект находится на начальной стадии, пишут "Ведомости". В лучшем случае Browse начнет работу в 2018 г., пишет The Wall Street Journal, стоимость его реализации составит около \$30 млрд, считают аналитики, опрошенные газетой. Запасы месторождения — менее 15,5 трлн м³ газа. Доли в проекте также имеют Woodside (оператор проекта, владеет 31,3 %), Shell, BP, Japan Australia LNG.

Energyland.info — Лента новостей



AF3K+AT, № 2 (71) / 2013

55

"ГАЗПРОМ" ПОСТРОИТ В АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ГХК по производству гелия

"Газпром" построит вблизи города Белогорска Амурской области газохимический комплекс по переработке газа и производству гелия, говорится в корпоративном журнале "Газпрома".

Его пуск планируется в 2018 г. одновременно с началом поставок природного газа с Чаяндинского месторождения по новой газотранспортной системе Якутия-Хабаровск-Владивосток. Напомним, германская Linde AG уже выразила готовность стать крупным покупателем добываемого на Чаяндинском НГКМ гелия, пишет Рупек.

Якутский газ будет ориентирован как на рынок стран Азиатско-Тихоокеанского региона, так и на развитие российского газохимического производства.

Сейчас ведутся поиски скважин для хранения гелиевого концентрата. Кроме того, важной задачей является развитие инфраструктуры для жидкого гелия: требуется технологическое оборудование для извлечения и сжижения, а также мощности для его перевозки.

Перевозить жидкий гелий железнодорожным транспортом нельзя - из-за специфики его физико-химических свойств и конструктивных особенностей контейнеров. Остается автомобильная и морская транспортировка в специальных контейнерах-цистернах. До недавнего времени производством таких емкостей занимались американцы и шведы. Но в 2008-2012 гг. "Гелиймаш" разработал собственную автомобильную гелиевую транспортную цистерну. Ее объем – 40 м³ и в ней поддерживается температура -268,9 °C (4,2 K), в то время как стандартные криогенные сосуды не держат температуру ниже -200 °C.

В конце 2012 г. планируется провести опытно-экспериментальные испытания контейнера-цистерны в ходе пробега по маршруту Оренбург-Иркутск-Оренбург. В начале нынешнего контейнер будет передан в "Газпром газэнергосеть" для 18-месячного цикла испытаний. Сейчас компания, являющаяся специализированным оператором "Газпрома", в числе прочего реализует оренбургский газообразный гелий. Но в 2014 г. она планирует начать производство и реализацию жидкого гелия.

На территории России сейчас сосредоточено порядка 34 % мировых запасов гелия. Для сравнения: у Катара — 21%, у США — 18%, у Алжира — 17%. Главная гелиеносная провинция нашей страны — это южные окраины Сибирской геологической платформы, здесь открыты 26 гелийсодержащих газовых месторождений. К самым крупным из них, кроме Ковыкты и Чаянды, относятся Дулисьминское (Иркутская область), Средне-Ботуобинское, Тас-Юряхское, Верхневилючанское (Республика Саха (Якутия)), Собинское, Юрубчено-Тохомское (Красноярский край). Однако промышленное производство гелия у нас ведется только на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении.

Energyland.info — Лента новостей

"ГАЗПРОМ" ЗАВЕРШАЕТ ОБОСНОВАНИЕ **ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО ЗАВОДА СПГ** В ПРИМОРЬЕ

По итогам российско-китайских переговоров заместитель председателя правительства РФ Аркадий Дворкович отметил, что строительство в Приморье завода по сжижению природного газа является приоритетным в российско-китайском сотрудничестве в области энергетики.

Напомним, ОАО "Газпром" построит завод по сжижению природного газа в Приморском крае.

Завод СПГ будет построен на мысе Ломоносова в районе бухта Перевозная Хасанского района. Изначально ОАО "Газпром" рассматривало восемь площадок под строительство завода на территории края. В их числе Находка, Фокино, Тернейский и Ольгинский районы. "Мыс Ломоносова наиболее подходящая площадка, в том числе и с точки зрения транспортной доступности. Этот проект поддержал и губернатор Приморского края Владимир Миклушевский", - отметил Сергей Сидоров.

По словам начальника управления энергетики, нефтегазового комплекса и угольной промышленности Приморского края Николая Ловыгина, на сегодняшний день ОАО "Газпром" приступил к разработке проектной документации. "Разработка проектной документации будет идти в течение 1-1,5 лет", - сообщил он.

Строительство завода по сжижению природного газа мощностью не менее 10 млн т будет проходить в три этапа. Первая очередь строительства завершится в 2018 г., вторая очередь – в 2020 г., окончание строительства -2025 г.

По мнению экспертов, реализация этого проекта будет иметь большое значение для развития восточной системы газоснабжения России и увеличения поставок российского газа на рынки стран АТР.

ЭнергоСтрана

