



БОЛЬШИЕ ПЛАНЫ
РОССИЙСКОГО
СПГ



СИНТЕТИЧЕСКОЕ
ТОПЛИВО VS СПГ



БИОГАЗ НА СПГ

Neftgaz.RU

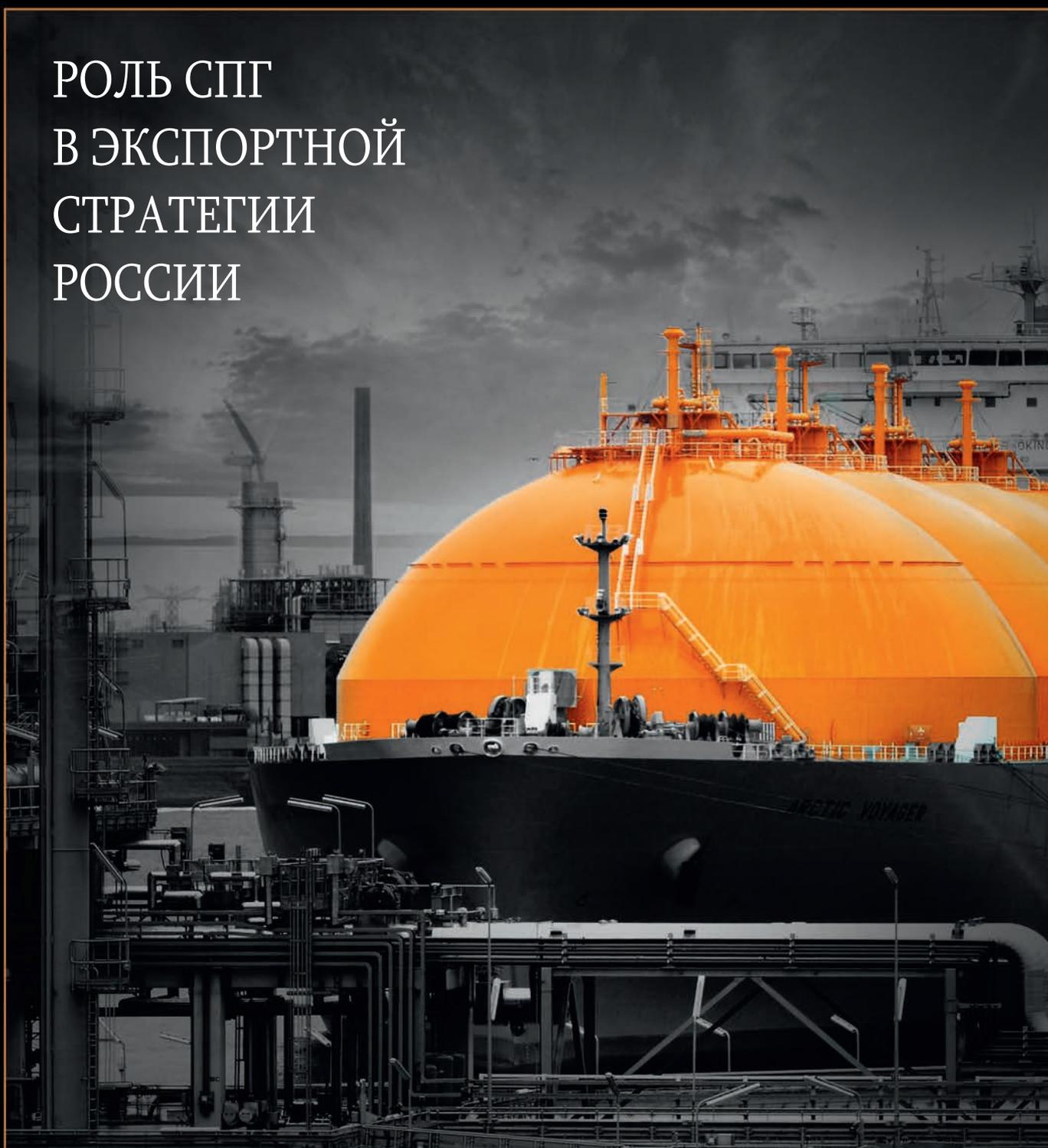
ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

10 [94] 2019

РОЛЬ СПГ
В ЭКСПОРТНОЙ
СТРАТЕГИИ
РОССИИ





Neftegaz.RU

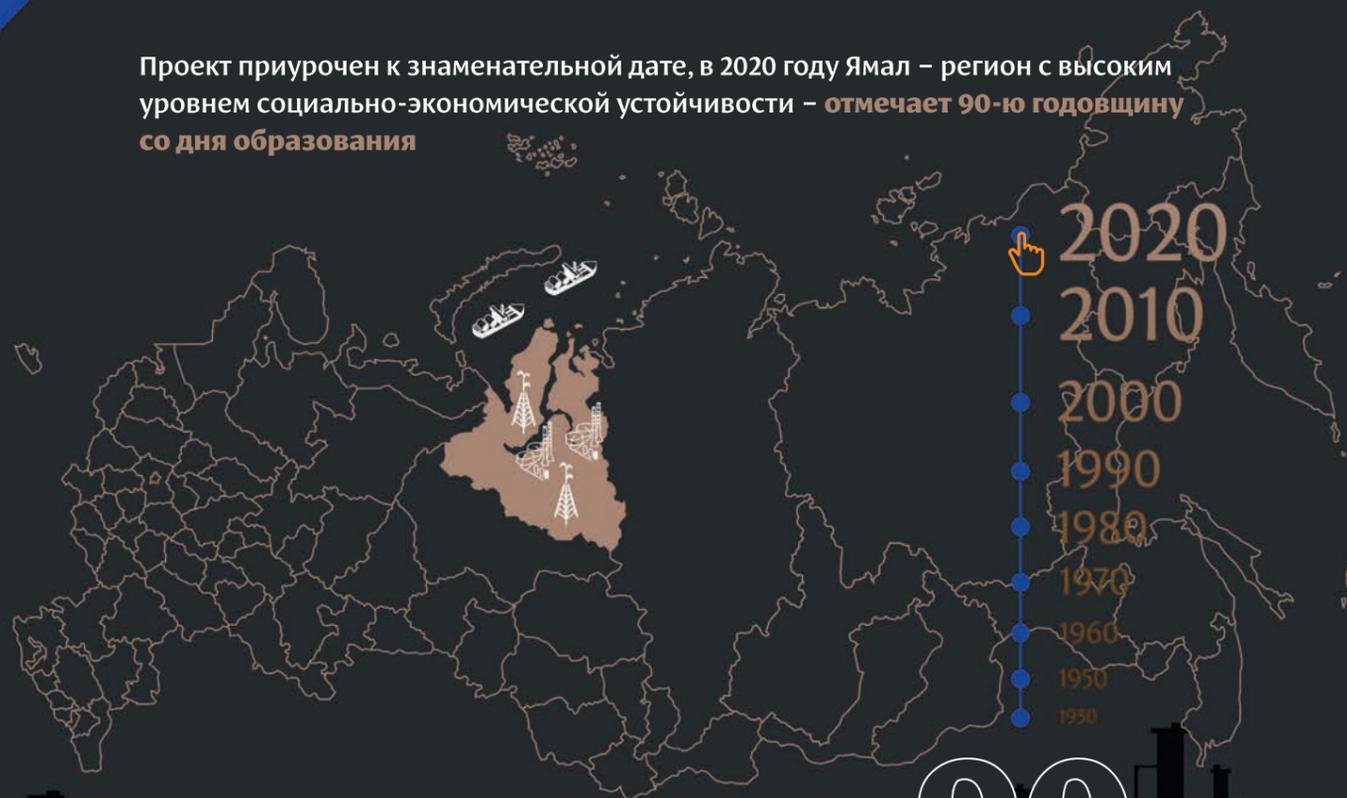
Neftegaz.RU

Ямало-Ненецкий автономный округ

Информационное агентство Neftegaz.RU по соглашению с правительством Ямало-Ненецкого автономного округа и при поддержке Министерства энергетики РФ, приступило к реализации интерактивного федерального медиапроекта:

Ямал – сердце нефтегазовой отрасли промышленности России

Проект приурочен к знаменательной дате, в 2020 году Ямал – регион с высоким уровнем социально-экономической устойчивости – **отмечает 90-ю годовщину со дня образования**



90 лет

«Ямал – сердце нефтегазовой отрасли промышленности России» – это современная интерактивная интернет-площадка, демонстрирующая поэтапное развитие нефтегазовой промышленности в регионе

Медиапроект будет состоять из нескольких частей:



Интерактивная карта

на которой будут представлены основные нефтегазовые предприятия, энергетические структуры и предприятия смежных отраслей промышленности, работающие в регионе. В формате одного информационного окна можно будет заглянуть в прошлое, настоящее и будущее нефтегазодобычи на Ямале



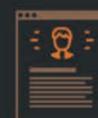
Предприятия

занимающиеся разработкой месторождений в ЯНАО и оказывающие услуги по проектированию, коммуникации, бурению и т.д., представят свою работу на месторождениях и планы развития. А также все, кто вносит вклад в социально-экономическое развитие региона



Транспортировка

Предприятия, оказывающие услуги транспортировки в Арктике, в том числе по Северному морскому пути (СМП)



Экспертные комментарии

и интервью от главы администрации региона, руководителей министерств, авторитетных специалистов нефтегазовой отрасли промышленности России



Инвестиционные проекты ЯНАО

Можно будет подробнее ознакомиться с государственными программами развития добычи нефти и газа в ЯНАО



Объекты малых народов Севера

Уже в феврале 2020 года медиапроект будет в открытом доступе на www.yanao.neftegaz.ru



ВЭФ-2019



6

Большие планы
российского СПГ



12

Синтетическое
топливо vs СПГ



42

Биогаз на СПГ



52

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

ВЭФ-2019 6

21,3 млрд долларов для Арктик СПГ-2 8

События 10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Большие планы российского СПГ 12

ОБОРУДОВАНИЕ

ГК ТСС: правильный выбор дизельной генераторной установки 16

Линии нового поколения по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб и насосных штанг 22

КОНКУРС

Золотой сплав: опыт и молодость. Сибирская Сервисная Компания подвела итоги ежегодного конкурса профессионального мастерства 26

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Численное моделирование нелинейной динамики связанных процессов в центробежном компрессоре с магнитным подвесом управления 30

Придать ускорение. Поможет ли телеметрия сократить затраты и сроки бурения наклонно-направленных скважин? 38

ПЕРЕРАБОТКА

Синтетическое топливо vs СПГ 42

Биогаз на СПГ 52

Сотрудничество и конкуренция СПГ и трубопроводного газа 62

Сотрудничество
и конкуренция СПГ
и трубопроводного газа



62

Российские производства
по сжижению природного
газа



68

Прибрежный
комплексный терминал
СПГ



82

Роль СПГ в экспортной
стратегии России



98

ТЕХНОЛОГИИ

Российские производства по сжижению природного газа 68

Прибрежный комплексный терминал СПГ 82

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Технология управления состоянием горного массива 86

НЕФТЕСЕРВИС

Извлечение метана из гидратонасыщенных мерзлых пород путем закачки дымового газа: результаты экспериментального моделирования 90

ТРАНСПОРТИРОВКА

Анализ методов предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов 94

РЫНОК

Роль СПГ в экспортной стратегии России 98

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Нефтегазоносность морфоструктур центрального типа на территории Восточной Сибири 106

Объемные свойства природного газа залегающего в пластах в условиях высоких температур и давлений 112

Россия в заголовках 120

Хронограф 121

Нефтегаз Life 122

Классификатор 124

Цитаты 128

СОДЕРЖАНИЕ

182 года назад

В 1837 году в Азербайджане построен нефтеперегонный завод, чтобы получить осветительный керосин в железных кубах производили перегонку нефти.

156 лет назад

В 1863 году немецкий специалист в области газового дела Генрих Гирцель получил патент на установку по производству светильного газа из нефти и нефтяных остатков.

132 года назад

В 1887 году при бурении скважины на воду в Бердянском уезде обнаружен природный газ.

126 лет назад

В 1893 году начались работы на Старо-Грозненском нефтяном месторождении. Бурение первой скважины было осуществлено ударно-штанговым способом.

122 года назад

В 1897 году испытан компрессорный способ добычи нефти. Технология извлечения из пласта углеводорода через подачу в скважину сжатого воздуха (эрлифт) была предложена инженером В.Г.Шуховым.

112 лет назад

В 1907 году дала сильные газовые проявления первая скважина в Тимано-Печорской провинции.

98 лет назад

В 1921 году в России создано Главное управление по топливу. В его функции вошло правление нефтяной и сланцевой промышленности.

89 года назад

В 1930 году плано-регулятивная работа в разведке, исследовании и эксплуатации газовых месторождений была возложена на Коксогазохимическое управление Всехимпрома.

73 года назад

В 1946 году открыто Бавлинское месторождение (Татарская АССР).

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Алла Юдина

Аналитики
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова

Денис Савосин
Николай Жабин

Сергей Щербаков

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

Ампилов Юрий Петрович
д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный технический университет

Бажин Владимир Юрьевич
д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет

Данилов-Данильян Виктор Иванович
д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН

Галиулин Рауф Валиевич
д.г.н., Институт фундаментальных проблем биологии РАН

Гриценко Александр Иванович
д.т.н., профессор, академик РАЕН

Гусев Юрий Павлович
к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

Данилов Александр Михайлович
д.т.н., ВНИИ НП

Двойников Михаил Владимирович
д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

Еремин Алексей Михайлович
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Илюхин Андрей Владимирович
д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

Каневская Регина Дмитриевна
действительный член РАЕН, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Макаров Алексей Александрович
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

Мастеланов Алексей Михайлович
д.э.н., профессор, академик РАЕН, Институт энергетической стратегии

Мищенко Игорь Тихонович
д.т.н., профессор, Академик РАЕН, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Панкратов Дмитрий Леонидович
д.т.н., профессор, Набережночелнинский институт

Половинкин Валерий Николаевич
д.т.н., профессор, действительный член РАЕН, Военно-морская академия

Сальгин Валерий Иванович
д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЭП МГИМО МИД РФ



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Екатерина Романова
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Андрей Тоцев-Васильев
Юлия Коровочкина

Отдел по работе с клиентами
Юлия Смирнова

Выставки, конференции, распространение
Татьяна Петрова

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

pr@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18, корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс МАП11407

Перепечатка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
«МЕДИКОЛОП»

Заявленный тираж
8000 экземпляров

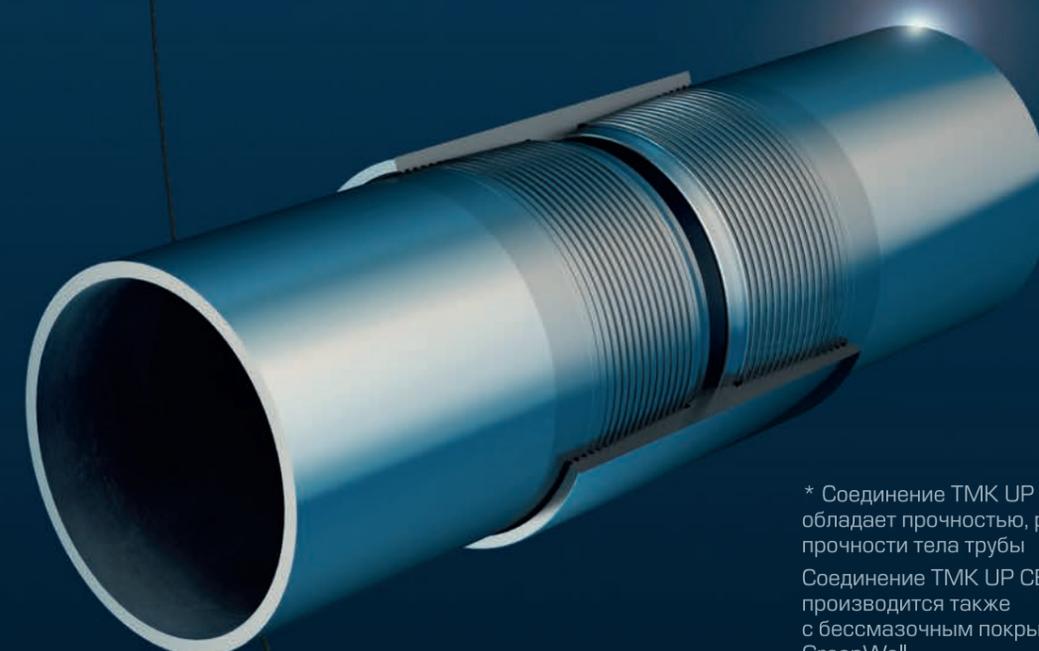


РЕКЛАМА



TMK UP CENTUM

100% эффективность* соединения



* Соединение TMK UP CENTUM обладает прочностью, равной прочности тела трубы. Соединение TMK UP CENTUM производится также с бессмазочным покрытием GreenWell



TMK
105062, Россия, Москва, ул. Покровка, д.40, стр. 2а
тел.: +7 495 775-7600, факс: +7 495 775-7601
www.tmk-group.ru

Ждем вас на ПМГФ 2019
КВЦ ЭКСПОФОРУМ
Павильон F Стенд E6



13 лет назад научное сообщество озаботилось проблемой возможной потери Россией Дальнего Востока



Во Владивостоке прошел пятый по счету экономический форум



На территории ДВ созданы 20 ТОСЭР



На форуме было подписано 14 крупных инвестиционных соглашений

ВЭФ-2019

Анна Павлихина

В 2006 г. в Благовещенске (Амурской области) прошла конференция, участники которой задались целью ответить на вопрос: потеряет ли Россия Дальний Восток (ДВ). Тогда, 13 лет назад, эта угроза была вполне реальной из-за засилья жителей сопредельной провинции Хэйлунцзян и оттока российского населения, чьи предков привела на эти земли переселенческая политика царизма, сулившая преференции. Но затем регион на долгое время остался без внимания, государство, казалось, забыло о 5,5% населения, отделенных от Москвы 11 часовыми поясами.

Когда именно начал возрождаться в умах руководства страны интерес к ДВФО сказать сложно. Возможно, с началом строительства Русского моста в 2008 г., или с 2015 г., когда Роснефть объявила о планах строительства ВНХК, а может раньше – в 2007 г., когда президент подписал указ о строительстве космодрома «Восточный». Какой бы из этих брошенных на восток взглядов не стал первым, очевидным фактом остается то, что уже более 10 лет российский ДВ находится в в сфере интересов правительства, а значит, у него появился шанс на превращение из дотационного в самостоятельный.

Даже если учесть, что мост Русский заставляет усомниться в своей целесообразности, космодром «Восточный» (прославившийся финансовыми махинациями прежде, чем запустил первый спутник) достраивается на базе успешно действующего на тот момент космодрома «Свободный», а ВНХК свернули на стадии проекта, все равно ДВ уже нельзя назвать забытым уголком. Доказательством того служат, в частности, решения экономических форумов, на протяжении последних пяти лет проходящих во Владивостоке.

На ДВ создано 20 ТОСЭР, с 2015 г. в экономику региона инвесторами вложено 612 млрд руб., введено 242 новых производства, рост промышленного производства (как заявил в своей речи президент В. Путин) за последние 5 лет составил почти 23%.

В начале сентября прошел пятый по счету ВЭФ, призванный способствовать экономическому развитию ДВ. О достигнутых на форуме договоренностях писали все ведущие СМИ, в том числе зарубежные. Особое внимание привлекла статья The Wall Street Journal, рисующая в общих чертах такой скетч: значимых сделок на форуме не заключили, отток населения из региона прекращается его рост, иностранные инвесторы не находят там интересных сфер приложения капитала, и чтобы компенсировать это российское правительство пообещало потратить 10 млрд долл. США



на расширение дорог, но и эти средства, по прогнозам журналиста, если и будут выделены, то далеко не сразу и вряд ли в заявленном размере.

Конечно, такая информация сильно диссонирует с остальным потоком. Выходит, 270 подписанных соглашений на сумму свыше 3,4 трлн руб. не в счет? Или статья американского журналиста, по сути, то, что в бульварных романах называют словом «ложь»?

На форуме было подписано 14 крупных инвестиционных соглашений, среди которых договоренности о развитии химических производств, фармацевтики, животноводства, судостроения и другие проекты, с участием нескольких сторон. Если посмотреть на сами эти стороны, то процент участия иностранных инвесторов становится более очевидным.

Одно из наиболее интересных соглашений – о строительстве предприятия по производству метанола и аммиака, подписали Корпорация развития ДВ и «Находкинский завод минеральных удобрений» (инвестиции 200,7 млрд руб.), Фонд развития ДВ и «Русская медная компания» заключили договор займа по строительству горно-обогатительного комбината (142,5 млрд руб.)

Агентство ДВ по привлечению инвестиций заключило ряд соглашений. В частности, с АО «Технолизинг» и японской компанией Marubeni Corporation – о поставке метанола. Инвестиции в проект неизвестны; восьмистороннее соглашение с участием ГК Mengniu Dairy Group Ltd. и ГК Zhongding Dairy Farming Co по реализации проекта строительства животноводческого комплекса (45 млрд руб.); с ООО «Арктик Оушен Холдинг Групп» о сотрудничестве по созданию туристического кластера (57,2 млрд руб.); с Harbin Pharmaceutical Group Holding Co соглашение по релокации фармацевтического завода «Хаяо» на ДВ (10 млрд руб.); с ООО «Антей» и ПАО «Находкинский судостроительный завод», по строительству серии рыболовных судов (10 млрд руб.). ООО «ФИНР» и Корпорация развития ДВ подписали соглашение в рамках освоения Крутогорского угольного месторождения (11 млрд руб.). ПАО Банк «Финансовая корпорация «Открытие» – соглашение с городами ДВ по развитию сети промышленных парков (442,5 млрд руб.). АО «Полиметалл УК» и Фонд развития ДВ – соглашение о взаимодействии при реализации проектов на ДВ. И четыре соглашения о намерениях в реализации проектов перспективных информационных технологий подписали АО «Вертолеты России», ПАО «МТС», ОАО «РЖД», ООО «Элемент» при участии Минвостокразвития, Минкомсвязи РФ и ДВФУ.

Если сложить общие суммы инвестиций в проекты с участием иностранных компаний, то получится, что их доля составляет 1,6%.

В развитии проектов в ДВФО заинтересованы российские компании. Наконец регион получает импульс развития, достойный своих возможностей. Печалит лишь то, что иностранные инвесторы, даже из числа дружеских стран, не видят в России надежного партнера, ведь риски, сопряженные с ведением бизнеса в нашей стране, перевешивают преимущества, дающиеся ее богатствами. ●

21,3 МЛРД ДОЛЛАРОВ ДЛЯ АРКТИК СПГ-2

Участники проекта Арктик СПГ-2 приняли окончательное инвестиционное решение. Капвложения для запуска проекта Арктик СПГ-2 на полную мощность составят 21,3 млрд долл. США. Л. Михельсон очень доволен слаженной работой инвесторов.

В короткий срок удалось выйти на подписание ОИР достаточно разным компаниям. Это значит, что проект будет востребованным. И хотя основными потребителями СПГ с проекта предполагаются страны Восточной Азии, Л. Михельсон готов отгружать продукцию, куда потребуются. Проект Арктик СПГ-2 предусматривает разработку Утреннего месторождения и строительство завода по производству СПГ на п-ве Гыдан.

НГКМ расположено на территории Тазовского района ЯНАО в акватории Обской губы.

Доказанные и вероятные запасы по стандартам PRMS составили 1138 млрд м³ природного газа и 57 млн т жидких углеводородов.

По российской классификации запасы месторождения составили 1,978 трлн м³ природного газа и 105 млн т жидких углеводородов.

Арктик СПГ-2 станет вторым крупнотоннажным СПГ-заводом НОВАТЭКа после запущенного в 2017 г. Ямал СПГ.

Приняв ОИР по проекту, НОВАТЭК сделал еще один шаг к своей цели стать одним из крупнейших мировых производителей СПГ.

Участниками проекта являются НОВАТЭК (60%), Total (10%), CNPC (10%), CNOOC Limited (10%) и Japan Arctic LNG, консорциум Mitsui & Co и JOGMEC (10%).

Если НОВАТЭК примет решение о снижении своей доли участия до уровня ниже 60%, например до 50,1%, как в первом своем СПГ-проекте Ямал СПГ, тогда Total, по ранее заявленным планам, реализует свое право увеличить долю участия в Арктик СПГ-2 до 15%.

Выступая на ВЭФ-2019, А. Новак оценил потенциальную долю России на мировом рынке СПГ в 15–20%. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Доходы РФ от экспорта СПГ за 7 месяцев 2019 г. выросли на 75%, от экспорта нефти снизились на 2,9% по сравнению с январем–июлем 2018 г. и составили 69,28 млрд долл. При этом объем экспорта нефти вырос на 1,4% – до 149,56 млн т. Доходы от экспорта природного газа уменьшились на 5,3% и составили 25,74 млрд долл. Неужели традиционные энергоносители сдают позиции?

Экспорт какого энергоносителя будет приносить наибольший доход бюджету в ближайшем будущем?

48%

Нефть. Временное падение дохода от ее продажи в первой половине года произошло из-за инцидента с МНП Дружба

35%

Трубопроводный газ. В конце года газ по МГП Сила Сибири пойдет на восток, с вводом в эксплуатацию МГП Северный поток 2 российским газом будет обеспечена почти вся Европа, Турецкий поток закроет российским газом южные рубежи

17%

СПГ. Доходы от СПГ выросли на 75% с начала года, из-за выхода на полную мощность Ямал СПГ, с реализацией намеченных СПГ-проектов этот энергоноситель завоюет рынок топлива

ТЭК является драйвером экономики, на его основе формируется около 25% ВВП и более половины дохода бюджета. В вопросе повышения конкуренции национальных производителей и привлечения инвестиций не последнюю роль играет государство. Какой сегмент бюджетобразующей отрасли оно должно поддерживать в первую очередь?

Куда правительство должно направить инвестиции?

15%

За последние 10 лет значительно выросли издержки на добычу, при этом упал дебит скважин, поэтому поддерживать надо традиционную добычу

5%

Самые большие запасы углеводородов сосредоточены в Арктике, в том числе на шельфе северных морей, добыча в этом регионе больше всего нуждается в стимулах

16%

При правильном подходе можно поднять производство СПГ от сегодняшних 30 млн т до 120-140 млн т и занять 20% мирового рынка. Это самое перспективное направление, его и нужно поддерживать

49%

Добыть нефть и газ всегда будет выгодно, а поддерживать надо нефтепереработку

15%

Роснефть и Газпром признаны богатейшими компаниями в мире, основные нефтепромыслы и перерабатывающие мощности принадлежат им и их «дочкам», они смогут успешно развиваться и без преференций



*Вот цистерна
ОВК!*



*А вот рабочий дедто,
которому не нужно ремон-
тировать каждые 2 года
цистерну, которую построила ОВК!*



*А вот довольный директор
химзавода, которому не надо
платить дедто, чтобы ремонти-
ровать каждые 2 года цистерну,
которую построила ОВК!*

*А это деньги, которые сэкономят химзавод,
которому не надо платить дедто, чтобы отремонтировать
каждые 2 года цистерну, которую построила ОВК!*



Выборы президента
Обвал рынка акций
Газовые войны
Запуск нового производства
Сливки капиталов
Северный поток
Новый глава Роснефти
Цены на нефть

Второй век ВСТО
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Дожми руки до Арктики
Цены на газ
Южный поток
Сливки капиталов
Северный поток достроили

СПГ-флот совместными усилиями

На ВЭФ-2019 Газпром нефть, Газпром газомоторное топливо и Объединенная судостроительная корпорация договорились о развитии СПГ-флота. Соглашение предусматривает научно-техническое сотрудничество сторон, направленное на развитие



производственных мощностей для создания и строительства судов, работающих на СПГ и СПГ-инфраструктуры.

Планируется взаимодействие с судоходными компаниями – потенциальными заказчиками судов, работающих на СПГ-топливе.

Еще одно направление сотрудничества – участие в создании нормативно-правовой базы для использования СПГ в качестве топлива.

Стороны договорились о реализации совместной дорожной карты, направленной на развитие рынка бункеровки судов СПГ.

ОСК проанализирует технические возможности по разработке, созданию и сертификации СПГ-судов.

Специалисты Газпромнефть Марин Бункер проведут комплексный анализ проектов создания инфраструктуры бункеровки СПГ по схеме судно-судно и берег-судно.

Газпром нефть осваивает уникальное месторождение

Газпром нефть приступила к бурению скважин на Чаяндинском НГКМ. Начало полномасштабной разработки нефтяной оторочки запланировано на четвертый квартал 2021 г.

По размеру извлекаемых запасов (В1+В2) месторождение относится к категории уникальных – 1,2 трлн м³ природного газа и 61,6 млн т нефти и газового конденсата.

Лицензия на участок недр принадлежит Газпрому, а обустройство и эксплуатация месторождения поручены Газпром



добыча Ноябрьск, в рамках операторского договора с ней Газпром нефть ведет освоение нефтяной оторочки месторождения.

Первая нефтедобывающая скважина, построенная Газпром нефтью, будет использована, в т.ч. для отбора керна и глубинных проб, а также выполнения комплекса геофизических исследований.

В ходе подготовки к активной фазе опытно-промышленной разработки Газпром нефть обеспечивает эксплуатацию нескольких газовых скважин. Добываемый газ будет направлен на электростанцию промысла мощностью 17,5 МВт. Она станет источником электроснабжения для всего оборудования и производственных объектов.

Искусственный интеллект для добычи

В рамках проекта ученым из КФУ удалось применить методы машинного обучения к решению задач поиска неисправностей в интегральных схемах.

О свойствах нефтеносного пласта, находящегося на глубине нескольких километров, ученые могут судить только по косвенным измерениям, из-за чего остро стоит вопрос необходимости анализа полученной при разработке нефтяных месторождений информации, моделирования, а также проведения математических экспериментов.

Для эффективного проведения добычи специалистам необходимо провести многочисленные расчеты.

При этом каждое месторождение – сложнейшая система, состоящая из пластов, скважин, объектов поверхностного обустройства



и инфраструктурных объектов. В ней так много параметров, с помощью которых можно управлять эффективностью, что найти глобальный экстремум можно только с помощью искусственного интеллекта.

Учеными КФУ предложены новые способы выбора существенных характеристик, позволяющие повысить точность предсказания, а также качество диагностики неисправностей.

Газпром хочет развивать проекты СПГ с KOGAS...

Газпром нацелен на развитие сотрудничества в области СПГ с южнокорейской KOGAS

В рамках ВЭФ-2019 состоялась рабочая встреча главы Газпрома А. Миллера и президента, главного исполнительного директора KOGAS Ч. Хи-Бона.



В сентябре 2018 г. в рамках ВЭФ-2018 глава Газпрома обсуждал партнерство с прежним президентом компании Ч. Сын Илем. Тогда речь шла также о развитии сотрудничества по СПГ, но также очень осторожно говорилось о том, что Газпром и KOGAS готовы обсуждать технологии трубопроводного газа. Но проект так и не получил дальнейшего развития и на ВЭФ-2019 Газпром и KOGAS обсуждали в основном ход и перспективы взаимодействия компаний в области СПГ.

Были отмечены стабильные поставки СПГ по контракту между Sakhalin Energy Investment Company Ltd. и KOGAS. А. Миллер и Ч. Хи-Бон выразили заинтересованность в дальнейшем развитии сотрудничества в области СПГ, а также в продолжении взаимодействия в научно-технической сфере.

... и Mitsui

Еще одну встречу А. Миллер провел с председателем совета директоров Mitsui & Co М. Иидзимы. В ходе переговоров была дана высокая оценка проекту Сахалин-2. Отдельное внимание А. Миллер и М. Иидзима уделили вопросам сотрудничества в области мало- и среднетоннажного СПГ. Mitsui занимается разработкой, куплей-продажей, распределением и переработкой всех видов энергетической продукции в Японии и за рубежом, а также финансовой деятельностью.



Газпром и Mitsui являются партнерами по проекту Сахалин-2, в рамках которого работает первый в России СПГ-завод, которому в феврале 2019 г. исполнилось 10 лет.

Сегодня доля сахалинского СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР) составляет 4,8% и 3,6% на мировом рынке.

Mitsui участвует в СПГ-проектах не только Газпрома, но и НОВАТЭКа.

Компания наряду с Совкомфлот (СКФ) и Teekay LNG в 2014 г. вошла в список компаний, обслуживающих Ямал СПГ. Кроме того в июне 2019 г. консорциум Mitsui и JOGMEC приобрел десятипроцентную долю участия во втором заводе НОВАТЭКа Арктик СПГ-2, который будет запущен в 2021–2022 гг.

Росатом и Минприроды вместе решают проблемы Арктики

Гендиректор Росатома А. Лихачев и министр природных ресурсов и экологии Д. Кобылкин подписали соглашение о взаимодействии. По словам Д. Кобылкина, данное соглашение определяет основы взаимодействия при реализации государственных программ и нацпроекта «Экология». Дополнительно предусмотрена совместная разработка предложений для реализации государственной политики в Арктической зоне РФ. Речь идет об определении перспективных направлений исследований по проблемам развития Арктики и ее ресурсного освоения, экологической безопасности, изучении и сохранении уникальных природных экосистем.



В 2019 г. Росатом должен приступить к разработке государственной информационной системы и федеральной схемы, необходимых для реализации Федерального проекта «Инфраструктура для обращения с отходами I и II классов опасности».

При этом правительство РФ в ближайшее время должно определить федерального оператора по обращению с промышленными отходами. ●

БОЛЬШИЕ ПЛАНЫ РОССИЙСКОГО СПГ

Ирина Герасимова

РОССИЯ ПОКА ОБЛАДАЕТ ДВУМЯ КРУПНОТОННАЖНЫМИ ЗАВОДАМИ ПО СЖИЖЕНИЮ ГАЗА, СУММАРНАЯ ПРОЕКТНАЯ МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ СОСТАВЛЯЕТ ПРИМЕРНО 26 МЛН ТОНН СПГ В ГОД. НО УЖЕ К 2025 Г. ПОКАЗАТЕЛЬ ДОЛЖЕН ПРЕВЫСИТЬ 40 МЛН ТОНН, РАССЧИТЫВАЮТ В ПРАВИТЕЛЬСТВЕ. ПЛАНЫ НА ПОСЛЕДУЮЩИЕ ГОДЫ ЕЩЕ БОЛЕЕ АМБИЦИОЗНЫ – ВОЙТИ В ТРОЙКУ СТРАН-ЛИДЕРОВ МИРОВОГО РЫНКА

Россия рвется в лидеры

2018 г. стал прорывным для российского производства СПГ: «Ямал СПГ» с опережением срока вышел на полную мощность. Это второй в стране крупный завод по сжижению газа. Первый работает с 2009 г. в рамках проекта «Сахалин-2». Объем производства СПГ в России в прошлом году вырос сразу на 70% – до 20 млн тонн с 11,8 млн тонн в 2017 г. По данным Аналитического центра при правительстве РФ, за рубеж было продано 19,8 млн тонн, что на 69% больше показателя 2017 г. Около 70% экспорта пришлось на страны АТР, 24% – на Европу, 6% – Америку и Ближний Восток.

За 2017–2018 гг. Россия увеличила свое участие в мировом рынке СПГ с 4% примерно до 8%, оценивал в декабре прошлого года министр энергетики РФ Александр Новак. И эту долю правительство намерено увеличивать. К 2025 г. суммарная мощность заводов по сжижению газа в России вырастет до 41,2 млн тонн, а доля российского СПГ – до 15%, говорил глава Минэнерго на совещании в кабмине в октябре 2018 г.

К 2035 г. производство СПГ в России планируется довести до 120–140 млн тонн в год, а российские СПГ-мощности будут составлять до 20% от мировых, рассказывал А. Новак в июне. При этом Россия должна войти в мировую тройку лидеров по экспорту СПГ.

В правительстве рассчитывают на прогнозируемое мировыми экспертами увеличение глобального спроса на СПГ (до 600 млн тонн к 2035 г.), с одной стороны, и на богатство ресурсной базы, выгоды географического положения России – с другой. Но при том необходимо, чтобы компании выполнили заявленные ранее планы по созданию новых мощностей по сжижению газа.

ФАКТЫ

41,2

МЛН ТОНН

составит суммарная мощность заводов по сжижению газа в России к 2025 г.

К реализации готовятся несколько проектов по сжижению природного газа. Многие из них были анонсированы еще в начале десятилетия и должны были заработать до 2020 г. Но после с 2014 г., когда цены на энергоресурсы упали, а из-за санкций начались сложности с привлечением западного финансирования, значительная часть планов была пересмотрена.

Впрочем, страны-конкуренты в это время тоже откладывали ввод новых мощностей по сжижению газа. Тем не менее, по данным «Выгон консалтинг», в конце 2018 г. во всем мире на этапе строительства находились 16 проектов общей мощностью 93 млн тонн (из них более половины – в США), из которых 87 млн тонн планируется ввести в эксплуатацию до конца 2025 г.

Ближайшие проекты

По докладу А. Новака, к 2025 г. в России планируется запустить проекты «Арктик СПГ-2», «Балтийский СПГ», а также расширить производство СПГ на «Сахалине-2».

Самым крупным из названных проектов является «Арктик СПГ-2» «НОВАТЭК». В проект привлечены иностранные партнеры, готов FEED, подписаны EPC-контракты, законтрактована большая часть оборудования.

ТАБЛИЦА. Действующие российские проекты по крупнотоннажному производству СПГ

№	Проект	Оператор и акционеры	Проектная мощность, млн тонн СПГ в год	Срок ввода в эксплуатацию	Ресурсная база
1.	Завод СПГ на Сахалине («Сахалин-2»)	«Сахалин Энерджи» («Газпром» – 50% плюс одна акция, Shell – 27,5% минус одна акция, Mitsui – 12,5%, Mitsubishi – 10%)	1 очередь – 4,8 2 очередь – 4,8	2009 2010	Пильтун-Астохское и Лунское (совокупные запасы газа 633,6 млрд куб. м)
2.	Ямал СПГ	«Ямал СПГ» («НОВАТЭК» – 50,1%, Total – 20%, CNPC – 20%, Фонд Шелкового Пути – 9,9%)	1 очередь – 5,2 2 очередь – 5,5 3 очередь – 5,5 4 очередь (план) – 0,9	2017 2018 2018 2019	Южно-Тамбейское месторождение (доказанные и вероятные запасы газа по стандартам PRMS 1,002 трлн куб. м)

Источник: данные компании

Запустить первую из трех очередей завода (по 6,6 млн тонн СПГ в год каждая) планируется через четыре года, последнюю – через шесть лет. По мнению ряда экспертов, предприятие может приступить к работе с опережением заявленного графика, как это уже произошло с «Ямалом СПГ». Будущий завод может стать одним из самых конкурентоспособных в мире, прогнозируют аналитики.

«НОВАТЭК» не стал просить для «Арктик СПГ-2» субсидий, как для «Ямала СПГ», чтобы не подвергнуть проект риску санкций. Однако проект сможет пользоваться налоговыми льготами. Кроме того, правительство вкладывает инвестиции в инфраструктуру Северного морского пути, что необходимо для транспортировки ямальского СПГ. Также государство поддерживает субсидиями строительство танкерного флота для перевозки СПГ с «Арктик СПГ-2».

Другой важный для России проект – расширение мощностей сахалинского завода СПГ, принадлежащего компании «Сахалин Энерджи» (контрольный пакет у «Газпрома»). Сегодня завод работает с превышением проектной мощности в 9,6 млн тонн СПГ в год: в 2018 г. производительность составила около 11 млн тонн.

Запланировано построить третью очередь предприятия мощностью 5,4 млн тонн СПГ в год. «Газпром» и Shell подписали соответствующий меморандум еще в 2015 г., а к настоящему времени готов FEED. Однако строительство не начато.

Причин задержки несколько, но основной эксперты называют нерешенность вопроса с ресурсной базой. Сначала планировали использовать газ с проекта «Сахалин-3» «Газпрома», но крупнейшее его месторождение – Южно-Кириновское – подпало под американские санкции. Стало невозможно разрабатывать нефтяные залежи Южно-Кириновского, и это отодвинуло и начало газодобычи на 2023 г.

Также шли переговоры с «Эксон Нефтегаз Лимитед» о покупке газа с проекта «Сахалин-1», но стороны не нашли согласия.

Тем не менее расширение СПГ-завода «Сахалина-2» остается на повестке. В частности, тема затрагивалась на июльской встрече президента Владимира Путина с главой Shell Беном ван Берденом.

Третий крупный проект, который должен заработать к середине следующего десятилетия – «Балтийский СПГ» в Усть-Луге. «Газпром» сначала планировал построить завод со своим давним партнером – Shell. В качестве потенциальных участников рассматривались японские Mitsui и Itochu Corporation.

Однако в марте было объявлено, что «Газпром» построит под Усть-Лугой комплекс в партнерстве АО «РусГазДобыча» (принадлежит Артему Оболенскому). Предприятие объединит на одной площадке переработку этансодержащего газа (в объеме 45 млрд куб. м газа в год) и производство СПГ (13 млн тонн в год). Кроме того, комплекс будет выпускать этан и СУГ.

Ввод в эксплуатацию первой очереди комплекса намечен на вторую половину 2023 г., второй очереди

ФАКТЫ

93 МЛН Т

совокупная мощность 16 проектов во всем мире, находившихся на этапе строительства в конце прошлого года

– до конца 2024 г. Общая стоимость проекта составит не менее 700 млрд руб. В августе стало известно, что «Газпром» попросил правительство поддержать строительство нового производства, в частности, предлагая профинансировать начальный этап проекта через взнос в капитал ВЭБа.

Наконец, «Роснефть» с партнерами по «Сахалину-1» после нескольких лет обсуждений все же решили построить собственный завод СПГ мощностью в 6,2 млн тонн. Об этом в начале сентября во время Восточного экономического форума заявил глава «Роснефти» Игорь Сечин. Предприятие будет расположено в районе поселка Де-Кастри в Хабаровском крае, где действует нефтеотгрузочный терминал «Эксон Нефтегаз Лимитед». Таким образом, «Роснефть» станет третьим российским производителем СПГ.

Возможные проекты

Кроме названных, в двадцатых – начале тридцатых годов могут быть реализованы еще несколько проектов по сжижению газа.

«НОВАТЭК» готовится далее тиражировать свой опыт создания производств на проекте «Арктик СПГ-3». Сейчас одноименная компания-оператор ведет геологическое изучение на Северо-Обском участке в акватории Обской губы, где в прошлом году открыла месторождение с запасами не ниже 320 млрд куб. м. В будущем тут планируется построить крупнотоннажное производство СПГ. В любом случае «НОВАТЭК» собирается расширять свою деятельность: стратегия компании предусматривает производство 57 млн тонн СПГ к 2030 г. В ближайшие два года стратегию обещали пересмотреть и увеличить целевой показатель до 70 млн тонн в год.

Другой проект, который можно ожидать в будущем десятилетии, – «Печора СПГ». Его планирует компания «АЛЛТЕК» Дмитрия Босова. В 2015 г. 50,1 % компании «Печора СПГ» купила «Роснефть». Однако в прошлом году госкомпания посчитала проект бесперспективным и сократила пакет до 1 %.

У проекта небольшая ресурсная база, и расширить ее не удалось. Кроме того, государство отказало «Печоре СПГ» в возможности экспортировать продукцию. В том числе и потому, что проект потенциально создавал «излишнюю» конкуренцию газу «Газпрома» в Европе, рассказывал в феврале газете «Ведомости» председатель комитета Госдумы по энергетике Павел Завальный. Таким образом, перспективы «Печоры СПГ» пока неясны.

Непонятно и будущее возможного СПГ-проекта «Газпрома» на базе Штокмановского месторождения. В настоящее время разработка месторождения заморожена.

Мало- и среднетоннажное производство

В ближайшие годы «НОВАТЭК» планирует построить близ Сабетты еще один завод – сравнительно небольшой «Обский СПГ», включающий три линии мощностью около 1,6 млн тонн в год каждая. Инвестрешение ожидается в следующем году, запуск первой очереди – к концу 2022 г. Особенность предприятия – оно будет работать по российской технологии сжижения газа.

Также в число среднетоннажных предприятий попадет и «Владивосток СПГ» «Газпрома». Семь лет назад «Газпром» планировал запустить под Владивостоком завод мощностью в 10 млн тонн в год. Сырье собирались брать с Чайдинского месторождения (но в итоге этот газ пошел в Китай по трубе), либо с «Сахалина-3» (но пришлось отложить разработку Южно-Кириновского месторождения). Сейчас «Владивосток СПГ» подразумевает создание производства мощностью в 1,5 млн тонн в год, продукция будет использоваться для СПГ-бункеровки судов. Это будет первое подобное предприятие в регионе. Строительство может начаться в 2020 г.

На Северо-Востоке России средне-и малотоннажные предприятия СПГ уже есть. В частности, на Балтике работает «Криогаз-Высоцк» (51 % – у «НОВАТЭКа», 49% – у Газпромбанка), запущена первая очередь мощностью 660 тыс. тонн в год. Вторая очередь (1,1 млн тонн) будет достроена в 2020 г. «Криогаз-Высоцк» выпускает бункеровочное топливо, а также СПГ для экспорта и внутреннего рынка.

Технологии и оборудование

Западные санкции обошли стороной технологии производства СПГ, но эксперты не исключают, что только пока. Возможное усиление давления США и ЕС называют одним из ключевых рисков отрасли.

В России собственной технологии крупнотоннажного сжижения нет. На «Сахалине-2» применяется технология двойного смешанного хладагента (DMR) от Shell, на «Ямал СПГ» – С3MR американской Air Products. «Арктик СПГ-2» планирует использовать технологии германской Linde. По «Балтик СПГ» ведутся переговоры с теми же Shell и Linde.

Собственные разработки есть, но пока применяются ограниченно. «НОВАТЭК» разработал технологию сжижения газа «Арктический каскад», в котором используется природный холод. Технология более

ФАКТЫ

2 раза

увеличила Россия свое участие в мировом рынке СПГ за 2017–2018 гг.

экономична, нежели С3MR, и лучше подходит для северных широт. Кроме того, она подразумевает применение отечественного оборудования. На «Арктическом каскаде» заработает четвертая очередь «Ямала СПГ», она же будет применена на «Обском СПГ» «НОВАТЭКа».

«Газпром» в 2017 г. заключил контракт с предприятием «Криогенмаш» (входит в ОМЗ) на разработку технологии производства до 100 тонн СПГ в час (0,87 млн тонн в год). В проекте также задействованы «Гипрокислород» (входит ОМЗ), «Газпром ВНИИГаз» и Группа ГМС. Сообщалось, что опытно-промышленную эксплуатацию первой установки начнут в 2020 г. В будущем на основе подобных установок можно будет создавать крупные предприятия.

Кроме того, год назад правительство утвердило «дорожную карту» по локализации критически важного оборудования для средне- и крупнотоннажного производства СПГ и строительства судов-газовозов. Ряд отечественных предприятий уже работает над необходимым машинами и материалами. Так, «Северсталь» изготавливает для «Газпрома» элементы конструкции резервуаров хранения СПГ из инновационной криогенной низкоуглеродистой стали. СП «Силовых машин» и Linde в Петербурге выпускает теплообменное оборудование для установок сжижения газа, которое будут закупать «Газпром» и «НОВАТЭК». Продукция «Группы ГМС» используется «НОВАТЭКом» для сжижения газа по технологии «Арктический каскад».

Строительство судов для СПГ-проектов также локализуется в России. Так, флот газовозов ледового класса Arc7 для «Арктик СПГ-2» будет строиться на судовой верфи «Звезда».

До 80% основного объема оборудования и материалов может быть обеспечено российскими предприятиями уже в ближайшее время, а по критическим позициям – в течение следующих пяти-семи лет, говорил в прошлом году Александр Новак. По его словам, это практически полностью устранил зависимость от импорта.

ЗАЩИЩЁННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА



Планшет F110-EX

Высокая производительность, максимальная защищённость.

Оснащён 11,6" широкоформатным дисплеем. Сертифицирован в соответствии с ATEX и EAC TR TC 012/2011 для использования в Зоне 2/22.

Планшет EX80 ЛИДЕР ОТРАСЛИ.

Сертифицирован в соответствии с ATEX и TR TC 012/2011 для использования в Зоне 1.



Getac рекомендует Windows 10 Pro.

На Защищенный планшет Getac установлена популярная и многофункциональная операционная система, совместимая с большинством домашних и офисных компьютеров — Windows 10 Pro.

Getac Russia Office

127106, Москва, Алтуфьевское шоссе 1, БЦ «Бета-центр», офис 218
Офис продаж:
Sales-Getac-Russia_CIS@getac.com
Телефон: +7 (495) 755 9045 доб. 2133, Факс: +7 (495) 755 9042
www.getac.com/ru

Посетите наш сайт для получения краткого аналитического отчёта по нефтегазовому рынку
RuggedSolution.getac.com/RussiaOil



Защищенные устройства для непростых ситуаций



Полный сервисный цикл
Лучшая поддержка
Залог долговечности

Растите вместе с нами
Получайте выгоду от нового портала для партнёров GETAC

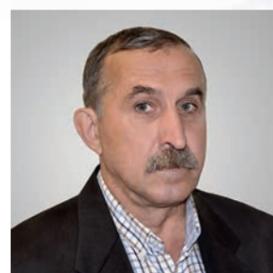
Getac Russia Office

127106, Москва, Алтуфьевское шоссе 1, БЦ «Бета-центр», офис 218
Офис продаж:
Sales-Getac-Russia_CIS@getac.com
Телефон: +7 (495) 755 9045 доб. 2133, Факс: +7 (495) 755 9042
www.getac.com/ru



ГК ТСС:

правильный выбор дизельной генераторной установки



В.В. Краснов,
начальник производства
ООО «ГК ТСС»

ГРУППА КОМПАНИЙ ТСС БОЛЕЕ 20 ЛЕТ ПРОИЗВОДИТ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. СЕГОДНЯ ПО ВСЕЙ РОССИИ И В ДРУГИХ СТРАНАХ УСПЕШНО ЭКСПЛУАТИРУЕТСЯ СВЫШЕ 15 ТЫСЯЧ ДИЗЕЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК (ДГУ) ТСС. ЭТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПРЕДНАЗНАЧЕНЫ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ (ОСНОВНОГО ИЛИ РЕЗЕРВНОГО) РАЗЛИЧНЫХ ГОСУДАРСТВЕННЫХ И КОММЕРЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ, СОЦИАЛЬНЫХ УЧРЕЖДЕНИЙ, ПРОМЫШЛЕННЫХ И СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

TSS GROUP OF COMPANIES HAS BEEN PRODUCING POWER PLANTS FOR MORE THAN 20 YEARS. TODAY, THROUGHOUT RUSSIA AND OTHER COUNTRIES SUCCESSFULLY OPERATED MORE THAN 15 THOUSAND DIESEL GENERATOR SETS (DGS) TSS. THESE POWER PLANTS ARE DESIGNED TO PROVIDE UNINTERRUPTED POWER SUPPLY (MAIN OR BACKUP) TO VARIOUS PUBLIC AND COMMERCIAL FACILITIES, SOCIAL INSTITUTIONS, INDUSTRIAL AND AGRICULTURAL ENTERPRISES

Ключевые слова: электростанции, дизельные генераторы, энергоснабжение, увеличение межсервисного интервала, комплексная оценка.

СЕКРЕТ ВЫБОРА

Многолетний опыт позволил нашей компании выработать критерии, на которые мы рекомендуем обратить внимание тем потребителям, кто только принимает решение приобрести ДГУ и создать свою систему автономного или резервного энергоснабжения.

При выборе дизельной электростанции (ДЭС) многие руководствуются двумя-тремя параметрами: мощность станции, ее комплектация, стоимость. Однако без учета всех факторов такой «зауженный» подход может дать сбой в принятии верного решения. С одной стороны, важен ключевой запрос (цель

приобретения ДГУ и точные исходные параметры), с другой стороны, необходима проработка технического решения в деталях для достижения точной привязки технологических возможностей ДГУ к эксплуатационным потребностям заказчика. Поэтому секрет разумного выбора будущей ДГУ кроется в комплексной оценке.

УДК 621.31

К общим обязательным факторам мы относим выбор конкретного двигателя, генератора и контроллера электростанции, которые определяют экономичность, надежность и долговечность эксплуатации в предполагаемых климатических и производственных условиях. При этом особо учитываются продолжительность межремонтного периода эксплуатации, минимальный объем обслуживания, стабильное и гарантированное выполнение стоящих перед ДГУ задач при низкой стоимости ее эксплуатации.

Одновременно требуется скрупулезное изучение всего набора факторов. Обращайте внимание на детали: опыт производителя,



ФОТО 1. Энергокомплекс 1000 кВт в блок-контейнере УБК-12 с дополнительным отсеком

Секрет разумного выбора дизельной генераторной установки кроется в комплексной оценке

референции, наличие собственного проектного подразделения, какие применяются комплектующие, алгоритмы управления ДГУ, наличие сервисной поддержки. Отсутствие внимания к деталям и ошибка в выборе поставщика таят в себе риск отказа оборудования в самый неподходящий момент, что особенно критично, когда речь идет об автономном резервном энергоснабжении.

О разумном выборе дизельной электростанции расскажем на примере установок, производимых ГК ТСС на базе двигателей Vaudouin серий M26 и M33.

Опираясь на многолетний практический опыт, мы объединили критерии и возможности правильного выбора ДГУ в шесть групп.

1. МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Мощность электростанции является первым исходным параметром. Заказчику важно выбирать варианты электростанций исходя из суммарной мощности всех потребителей, возможных пусковых токов и режима загрузки электростанции.

При этом нужно иметь в виду, что номинальную мощность электростанции не следует чрезмерно завышать, так как

минимальная мощность ДГУ при длительной работе не должна быть ниже 25% от номинальной нагрузки – во избежание чрезмерного нагарообразования в цилиндрах и появления неисправностей двигателя.

Группа компаний ТСС производит ДГУ единичной мощностью от 5 до 2000 кВт (фото 1). При этом возможно создание электростанций с объединением нескольких ДГУ и выходом на суммарную мощность до 50 МВт.

2. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕПРЕРЫВНОСТИ И АВТОНОМНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Для начала уточним, что дизельная электростанция, предназначенная для основного электроснабжения, является самостоятельным генерирующим источником, например, в случае отсутствия централизованного энергоснабжения. Дизельная электростанция для резервного использования – это резервный источник энергоснабжения при наличии основной сети. Резервные электростанции применяются на объектах, где перебои в энергоснабжении могут привести к негативным последствиям. Такая ДГУ находится в «горячем» резерве и при отказе основной сети готова к запуску и принятию нагрузки.

При исполнении электростанции без источника бесперебойного питания (ИБП) перебой в подаче энергоснабжения, необходимый для запуска и принятия нагрузки на себя, составляет не более 30 сек. При оснащении электростанции ИБП перерыв в подаче энергоснабжения исключен.

Также при работе ДГУ неизбежно расходуются топливо и масло, что приводит к периодическим остановкам в работе для дозаправки. Поэтому в том случае, когда необходимо обеспечить длительную бесперебойную эксплуатацию электростанции (например, в течение нескольких дней), ее оснащают системами автоматической подкачки топлива и масла.

Наши ДГУ являются надежным источником основного и резервного энергоснабжения, могут оперативно принимать нагрузку и находиться в работе длительное время.

3. ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ И СПЕЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ

В зависимости от климатических условий, места размещения ДГУ и требований к ее мобильности специалисты ГК ТСС разработали ряд типовых исполнений электростанции:

- а) Открытое исполнение (фото 2), предполагающее установку ДГУ в открытом помещении.
- б) Исполнение в погодозащитном кожухе, защищающем ДГУ от внешних осадков,



ФОТО 2. ДГУ TSS Baudouin 1000 кВт в открытом исполнении

и в шумозащитном кожухе, в конструкции которого заложены мероприятия по шумоглушению, что существенно снижает уровень шума при работе электростанции. Такое исполнение предназначено для установки агрегата на открытой площадке, при этом ДГУ является законченным изделием.

в) Исполнение в контейнере (в том числе в антивандальном варианте), оснащенный системами обогрева, основного и аварийного освещения, закрываемой приточно-вытяжной вентиляции, отвода выхлопных газов и системой пожаротушения. Кроме того, в этом контейнере (фото 3) устанавливается все дополнительное оборудование, необходимое заказчику.

г) Мобильное исполнение, при котором ДГУ в контейнере или в кожухе (погодозащитном или шумозащитном) установлена на прицеп или в кузов автомобиля.

Как правило, мы предлагаем разработку специального (индивидуального) проекта электростанции с учетом ее расположения, условий эксплуатации, интегрирования в системы управления и мониторинга предприятия по конкретным технологическим требованиям заказчиков. При таком проектировании исключаются эксплуатационные риски, которые могут проявиться при применении типового исполнения ДГУ без предварительной проектной проработки.

Индивидуальное проектирование электростанций минимизирует эксплуатационные риски

4. ВЫСОКАЯ НАДЕЖНОСТЬ И РЕСУРС, УВЕЛИЧЕННЫЙ МЕЖСЕРВИСНЫЙ ИНТЕРВАЛ

Эти факторы достигаются как конструктивными решениями, реализованными в оборудовании, так и мероприятиями, которые выполняются при периодическом обслуживании двигателя и всей ДГУ для предупреждения возникновения сложных, а иногда и критичных неисправностей.



ФОТО 3. Нестандартный контейнер (из гнутого профиля) в арктическом исполнении для эксплуатации оборудования в тяжелых условиях

Благодаря этим решениям также обеспечивается повышенный ресурс ДГУ, то есть увеличивается срок работы электростанции до ее капитального ремонта.

На двигателях Baudouin серий M26 и M33 для достижения высокой надежности, ресурсности и большого интервала обслуживания применяются следующие конструктивные решения:

а) Система очистки масла (фото 4) из центробежного фильтра и блока из трех сменных фильтров, что обеспечивает чистоту масла и сохранение его свойств в течение продолжительного времени. Выбор применяемых масел обозначен в инструкции производителя и для длительной и беспроблемной эксплуатации

важную роль играет использование именно рекомендованных горюче-смазочных материалов.

б) Предварительная прокачка маслосистемы с помощью ручного насоса (фото 5), которая обеспечивает перед запуском наличие масла во всех подшипниках кривошипно-шатунного и газораспределительного механизмов, на зубьях газораспределительных шестерен и в подшипниках турбонаддувов.



ФОТО 4. Система очистки масла

Ручной насос может использоваться также для слива масла из маслосистемы при установке трехпозиционного крана в соответствующее положение. При резервном исполнении ДГУ, предполагающем ее автоматический запуск, дополнительно к ручному насосу устанавливается электрический масляный насос, который автоматически включается перед запуском.

в) Многоступенчатая система очистки топлива (фото 6). Топливный фильтр-влажгодделитель (1-я ступень) предназначен для сепарирования воды из топлива. На нем установлен электронасос, который обеспечивает прокачку топливной системы и ее наполнение на начальной стадии запуска двигателя. Фильтр грубой очистки (2-я ступень) предназначен для предварительной очистки топлива от мехпримесей. После него топливо поступает в механический подкачивающий насос. Фильтр тонкой очистки (3-я ступень) осуществляет окончательную очистку топлива перед подачей его в ТНВД.

г) Регламентная замена расходных материалов и элементов двигателя, подверженных накоплению усталостных повреждений, старению, загрязнению или износу. Таких как приводные ремни и их натяжители, резинотехнические рукава и шланги изделий, трубки турбонаддувов и сами турбонаддувы, форсунки, термостаты. Стоимость ЗИП (как и самих работ) относительно невысока, но их отказ в ходе эксплуатации может привести к катастрофическим последствиям для двигателя.

Для двигателей Baudouin M26 и M33 максимально снижено

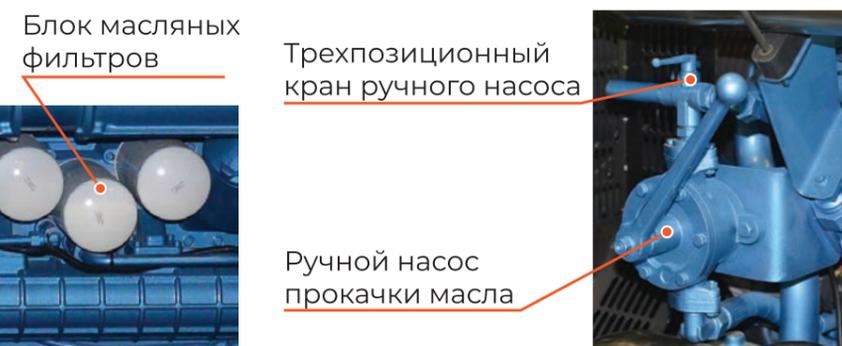


ФОТО 5. Ручной насос прокачки масла

Топливный фильтр-влажгодделитель

Топливный фильтр грубой очистки

Топливный фильтр тонкой очистки

Электронасос

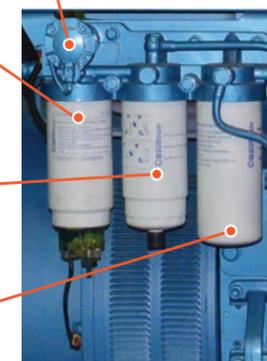


ФОТО 6. Многоступенчатая система очистки топлива

влияние человеческого фактора при обслуживании и выполнении проверочных осмотров, очисток и регулировочных работ. Длительные интервалы между техническим обслуживанием ведут к удешевлению стоимости эксплуатации электростанции, уменьшению обязательного резерва запчастей, расходных материалов и ГСМ, сокращению периода простоя электростанции при выполнении сервисных работ. Это, в свою очередь, также удешевляет стоимость электроэнергии, которую генерирует ДГУ.

5. КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС

В ряду ключевых критериев для правильного выбора производителя и поставщика ДГУ выступает наличие в его структуре разветвленной сервисной службы, а также собственной сети складов запасных частей и расходных материалов для своевременного и качественного периодического обслуживания оборудования.

Инженеры сервисной службы должны быть авторизованы заводом-изготовителем, иметь допуски и разрешения для выполнения работ, в том числе и на особо опасных

Один из ключевых критериев для выбора производителя ДГУ – наличие сервисной службы

Благодаря указанным конструкционным и организационным мероприятиям, а также высокому качеству изготовления деталей и тщательной сборке ресурс таких двигателей без капитального ремонта вырастает до 32 000 часов.

объектах. Такой подход повышает сохранность и работоспособность двигателя в различных условиях эксплуатации и исключает неоправданные затраты. Для выполнения периодического обслуживания и ремонтов на электростанциях серии Baudouin

мы рекомендуем выстраивать работу на основе долгосрочного договора сервисного обслуживания. Двигатель Vaudouin имеет ряд высокотехнологичных узлов, и не каждый техник сможет на должном уровне справиться с задачей. Наши инженеры прошли обучение на заводе Vaudouin, имеют допуск (сервисный сертификат) и опыт обслуживания данных двигателей по всей территории России и за рубежом.



ФОТО 7. Монтаж шкафа AVR (автоматический ввод резерва)

Системное развитие сервисной службы ГК ТСС началось более 10 лет назад. Этот процесс органично связан со значительным увеличением продаж наших установок практически во всех российских регионах, что вызвало рост сети сервисных центров и складов запасных частей. В региональных компаниях трудятся квалифицированные специалисты, которые вместе с ведущими инженерами ГК ТСС обеспечивают надежную работу ДГУ от Калининграда до Сахалина.

электроснабжения в различных проектах. Наличие Свидетельства о допуске СРО позволяет нам выполнять широкий перечень работ: проектирование, полный комплекс монтажных работ и многое другое.

Привлечение сервисной службы ГК ТСС для выполнения работ на наших электростанциях выгодно заказчикам – в первую очередь в плане единой ответственности

На сегодня успешно эксплуатируется свыше 15 тысяч дизельных генераторных установок ТСС

Забывая о работоспособности и надежности ДГУ ТСС, мы поддерживаем обратную связь с заказчиками и клиентами, в списке которых сегодня свыше пяти тысяч различных государственных, социальных и промышленных предприятий и организаций в России, Белоруссии, Казахстане, Армении, Киргизии и других странах.

Со стороны потребителей оборудования ГК ТСС растет спрос и на монтажные работы, среди которых:

- монтаж вспомогательных подсистем;
- монтаж вентиляционных систем;
- монтаж электростанции и дополнительного оборудования на подготовленном фундаменте;
- монтаж внешних шкафов управления, блоков AVR (фото 7), прокладка кабельных трасс;
- подключение оборудования, маркировка кабеля, подготовка к этапу пусконаладочных работ.

Сервисная служба ГК ТСС имеет богатый опыт работы с системами основного и резервного

и за качество оборудования, и за его надежную эксплуатацию. Это важно и для нас, так как практически исключает спорные ситуации в гарантийный период.

6. ЗАПЧАСТИ И РАСХОДНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Неотъемлемая часть качественного сервиса – это возможность планового снабжения и оперативной доставки требуемых запасных частей и расходных материалов в любой регион России и страны ближнего зарубежья – на объекты и предприятия, эксплуатирующие ДГУ от Группы компаний ТСС. Для решения этой задачи у нас действует большой склад, в том числе имеющий всю номенклатуру комплектующих для двигателей Vaudouin.

Мы ведем планирование поставок запчастей и расходных материалов для обеспечения ТО, ремонта или модернизации действующего оборудования, осуществляемых по долгосрочным договорам сервисного обслуживания. Это исключает потерю времени на доставку.

Объемы складского хранения позволяют в кратчайшие сроки решать вопросы, возникающие при ремонте и техобслуживании. Склад имеет комплектующие на все серии электростанций ТСС и ДГУ других крупнейших производителей, среди которых Doosan, SDEC, Weichai, FPT Iveco (серий F23 и NEF) и пр.

В настоящее время нами проработано и внедрено новое направление деятельности – сдача ДГУ в аренду, в том числе и на время проведения капитального ремонта собственного оборудования заказчика.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Завершая советы и рекомендации по выбору ДГУ для бесперебойного автономного и резервного энергообеспечения, напомним, что Группа компаний ТСС – это многоуровневая структура, действующая под единым брендом, который отражает смысл и философию нашего дела: «Техника. Созидание. Сервис».

Мы гарантированно и в полном объеме решаем задачи инжиниринга, производства, поставок, сервиса – по всей номенклатуре оборудования для дизельных генераторных установок и электростанций во всех отраслях промышленности и сельского хозяйства, на различных объектах государственного, социального и производственного назначения.

В офисе ГК ТСС в Москве находятся наши ключевые подразделения: отдел проектирования, отдел продаж, оперативный склад запчастей, большой демонстрационный зал с образцами продукции. По конкретным вопросам выбора ДГУ можно получить консультацию лично, по телефону или через наш сайт www.tss.ru.

KEYWORDS: power plants, diesel generators, power supply, service interval increase, integrated assessment.



8 (495) 104-80-35
8 (800) 250-41-44
order@tss.ru
www.tss.ru



РЕКЛАМА



ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

- Высокая производительность линии — до 850 НКТ в сутки.
- Современная автоматизированная линия диагностики и ремонта НКТ.
- Быстрая переналадка при смене сортамента НКТ — не более 30 минут.



БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

- Неразрушающий контроль тела трубы с определением координат дефектов одновременной работой 16 датчиков.
- Гидроиспытание в соответствии с ГОСТ 633-80 и требованиями с Заказчика.
- 100% контроль прямолинейности труб высокоточными инструментами.



РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

- Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18x30 м.
- Организация рабочих мест, исключающая непроизводительные перемещения НКТ при диагностике и ремонте.
- Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.



БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

- Минимизировано количество технологических отходов ремонта НКТ за счет точного определения характера и места дефекта с одновременной регулировкой длины отрезаемых участков трубы.
- Оптимальное количество персонала — не более 7 человек в смену.
- Закрепление навыков персонала с минимальным числом итераций (коучинг, TWI).

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

Шефмонтаж оборудования:

- трубонарезных станков с числовым программным управлением;
- линии автоматизированной дефектоскопии;
- установки гидравлических испытаний;
- муфтододвёрточных станков;
- любого дополнительного оборудования по первому требованию Заказчика.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Возможность проектирования и монтажа линии ПОД КЛЮЧ в рекордно короткие сроки.
- Гарантии на оборудование от производителей и дальнейшее сервисное сопровождение в течение 12 месяцев.
- Ноу-хау от производителя станут Вашими.
- Индивидуальный проект под Ваши площади.

ЛИНИИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ПО ДИАГНОСТИКЕ И РЕМОНТУ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И НАСОСНЫХ ШТАНГ

«ТМС групп» предлагает «ТМС-Hightech» и «ТМС-SRLine» собственного производства

СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ – НКТ, ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ И НАСОСНЫХ ШТАНГ – С НАЧАЛА МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ – ОДНИ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ЗАДАЧ ДЛЯ ЛЮБОЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ИЛИ НЕФТЕСЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ. НАРЯДУ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ ОБЪЕКТОВ НА НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА КОМПАНИИ ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЮТ СЕРВИСНОМУ БЛОКУ И ИСПОЛЪЗУЕМЫМ В НЕМ ТЕХНОЛОГИЯМ И ОБОРУДОВАНИЮ. НЕ СЕКРЕТ, ЧТО ВХОДНОЙ ИНСПЕКЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ НОВОГО ИЛИ ПОВТОРНОЕ ВОВЛЕЧЕНИЕ И СПУСК В СКВАЖИНУ ОТРЕМОНТИРОВАННОГО ГНО ПОЗВОЛЯЕТ ПРЕДПРИЯТИЯМ СУЩЕСТВЕННО ЭКОНОМИТЬ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ПОРОЮ ДО 80%. В ПЕРВОМ СЛУЧАЕ ИСКЛЮЧАЕТСЯ РИСК СПУСТИТЬ В СКВАЖИНУ НЕКАЧЕСТВЕННЫЙ ПРОДУКТ И ТЕМ САМЫМ ИСКЛЮЧИТЬ ПОВТОРНЫЕ РАБОТЫ; ВО ВТОРОМ – СКВАЖИНЫ КОМПЛЕКТУЮТСЯ ОТРЕМОНТИРОВАННЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ, ПО КАЧЕСТВУ И СРОКАМ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ПРАКТИЧЕСКИ, НЕ УСТУПАЮЩИМ НОВОМУ

MAINTENANCE SERVICE AND REPAIR OF DEEP-WELL PUMPING EQUIPMENT – TUBING, SUCKER ROD PUMPS AND SUCKER RODS - FROM THE START OF MECHANIZED OIL PRODUCTION ARE EXTREMELY IMPORTANT TASKS FOR ANY OIL AND GAS PRODUCING COMPANY AND OIL SERVICE CORPORATION. ALONG WITH THE CONSTRUCTION OF FACILITIES AT NEW OIL AND GAS FIELDS, COMPANIES PAY SPECIAL ATTENTION TO THE SERVICE BLOCK AND THE TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT USED IN IT. IT IS NO SECRET THAT THE INCOMING INSPECTION CONTROL OF NEW OR REPEATED INVOLVEMENT AND DESCENT OF REPAIRED DEEP-WELL PUMPING EQUIPMENT (DPE) INTO AN OIL WELL ALLOWS ENTERPRISES TO SIGNIFICANTLY SAVE MONEY, SOMETIMES UP TO 80%. THE FIRST SCENARIO IS TO ELIMINATE THE RISK OF LOWERING POOR-QUALITY UNITS INTO WELLS, THEREBY EXCLUDING REPEATED WORKS; THE SECOND SCENARIO IS WHEN THE WELLS ARE EQUIPPED WITH REPAIRED EQUIPMENT, WHICH EQUALS NEW EQUIPMENT IN QUALITY AND RUN LIFE

Ключевые слова: сервисное обслуживание, глубинно-насосное оборудование, насосные штанги, компрессорные трубы, диагностика.

Ильшат Кашапов,
главный специалист
«ТМС групп»

Для соблюдения последних условий диагностика и ремонт ГНО должны в обязательном порядке производиться на специализированных линиях, укомплектованных современным оборудованием с необходимой производительностью и уровнем автоматизации, и выполняющих требования ГОСТ и бережливого производства по количественному и качественному составу операций. Также ключевым фактором является низкая себестоимость диагностики и ремонта одной единицы оборудования, которая достигается благодаря высокой производительности линии, грамотному планировочному решению по расстановке оборудования и организации

рабочих мест и минимизации непроизводительных потерь. Всем вышеперечисленным условиям удовлетворяют линии нового поколения по диагностике и ремонту НКТ «ТМС-Hightech» и насосных штанг «ТМС-SRLine» производства «ТМС групп».

Опыт ремонта ГНО в проектировании линий нового поколения

В 2019 году «ТМС групп» отмечает 14-летие своей успешной деятельности. Компания уверенно перешла из стадии молодого развивающегося предприятия в статус опытного игрока нефтесервисного рынка, предоставляющего заказчикам

УДК 622



полный комплекс услуг и широкий перечень оборудования.

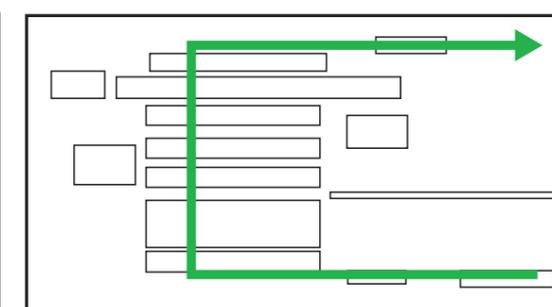
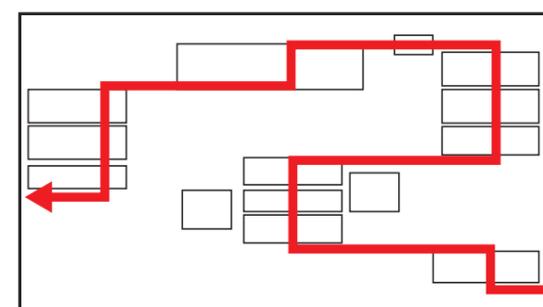
Развитие компании происходит не только на микроуровне – в Республике Татарстан и России, но и гораздо шире – за пределами страны, в мировом масштабе. Сегодня «ТМС групп», изучая опыт отечественных и зарубежных компаний, а также применяя свои собственные уникальные методики и знания, создает новые техники и технологии. Они позволяют заказчикам экономить финансы, в том числе в рамках импортозамещения и ресурсосбережения. Одними

из таких продуктов являются технологические линии по диагностике и ремонту НКТ «ТМС-Hightech» и насосных штанг «ТМС-SRLine».

«ТМС групп», будучи одним из основных поставщиков услуг в сфере сервиса НКТ и насосных штанг в России, накопила серьезный профессиональный опыт эксплуатации соответствующих линий. Благодаря чему сегодня мы имеем возможность предлагать нашим заказчикам готовые решения по строительству технологических линий и их дальнейшему сервисному

сопровождению. Так, силами нашей компании разработаны и построены, а также модернизированы в совокупности более 15 линий по диагностике и ремонту НКТ и насосных штанг. Нашими линиями уже успешно ремонтируют свое оборудование крупные нефтяные компании ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «НК «Роснефть», а также собственные базы, оказывающие услуги по сервису ГНО для большинства нефтяных компаний России.

Сегодня технические специалисты и конструкторы «ТМС групп» создают уникальные технологические процессы с учетом современных тенденций и инструментов бережливого производства, позволяющие предоставлять ремонтируемому оборудованию новую жизнь. В состав работ по созданию линий, исходя из существующих или планируемых производственных площадей и требований заказчика, входят индивидуальное проектирование, изготовление и монтаж металлоконструкций транспортной системы, технологического оборудования, систем автоматизации и электрификации, модернизация существующих технологий. В составе линий применяется только современное высокотехнологичное оборудование, механизмы и комплектующие отечественного и зарубежного производства.



	До	После
1 Площадь помещений, занимаемых линией, м ²	2 592	540
2 Путь движения трубы от входа на ремонт до склада готовой продукции, метров	376	84
3 Коэффициент полезного использования площадей, НКТ/1 м ²	0,14	0,83
4 Производительность комплекса, труб в сутки	380	850
5 Такт выпуска продукции, труб в час	18	40
6 Незавершенная продукция, труб в смену	219	40
7 Операторы линии, чел/смена	8	5

«ТМС групп» активно внедряет и использует в своей работе инструменты бережливого производства: 5С, TPM, TWI и т.д. Учитывая это, планировочное решение ремонтных линий разрабатывается с максимальным сокращением пути движения оборудования от места загрузки до склада готовой продукции. Это исключает встречные потоки, заторы на участках и упорядочивает движение ГНО. Система управления транспортной линией позволяет организовать поточное производство и исключить «человеческий» фактор, направляя ремонтируемое оборудование строго по назначению, от процесса к процессу. Системы контроля и учета оборудования позволяют получать отчет о состоянии ГНО, находящегося на линии, в онлайн-режиме.

И это не все преимущества «ТМС групп» и его продуктов «ТМС-Hightech» и «ТМС-SRLine».

Линия НКТ «ТМС-Hightech»

Сегодня нефтяные и сервисные компании – владельцы цехов по диагностике и ремонту НКТ – сталкиваются с проблемами. Во-первых, низкое качество отремонтированных труб и, как следствие, гарантийные случаи повторных работ на скважинах. Во-вторых, высокий процент отбраковки НКТ в процессе ремонта – до 70% от общего количества поступающих в цех труб. В-третьих, невозможность проведения ремонта НКТ из-за трудноудаляемых отложений (АСПО, соли, гипс) вследствие отсутствия у компаний высокоэффективных установок мойки и очистки.

Последняя проблема не позволяет визуально годную НКТ вовлечь в повторную эксплуатацию – такие трубы складываются «до лучших времен», занимая складские и прицеховые территории.

В дополнение, следствием частых поломок оборудования являются простои линии, снижение производительности и/или выполнение ограниченного числа операций, что приводит к неудовлетворительному ремонту. В результате компании снижают качество предоставляемого сервиса, теряют значительную часть своего дохода и в итоге – заказчиков.



Вышеописанные проблемы возникают из-за морального и физического износа, неполнокомплектности линий, несовершенности технологического процесса, низкой квалификации операторов, отсутствия «работающих» стандартов.

Это обусловлено тем, что основной период строительства линий пришелся на 2000-е годы и, учитывая их средний срок службы – 15–17 лет, сейчас приводит к таким последствиям. В те времена строительством линий занимались несколько проектных компаний, не имеющих собственного опыта диагностики и ремонта НКТ, а главное, эксплуатации линий. Технологические линии разрабатывались с высокой металлоемкостью, комплектацией большим количеством оборудования, в т.ч. дублирующего, для повышения производительности, и сложными запутанными схемами перемещения НКТ при ремонте. Также практиковалось использовать дополнительные, но не приносящие ценности процессы, например, ультразвуковую обработку ниппелей НКТ и муфт и др. Из-за этого транспортную систему и оборудование линии приходилось размещать порою на двух и даже на трех цеховых площадках, а это более 2 500 м². Естественно, это ограничивало нефтяные и нефтесервисные компании в части полезного использования производственных и складских помещений.

Для исключения вышеуказанных проблем специалисты «ТМС групп»

реализовали ряд проектов по техническому перевооружению своих линий по сервису НКТ. В результате разработаны и построены шесть новых линий по диагностике и ремонту НКТ «ТМС-Hightech» в Альметьевском (2 ед.), Лениногорском, Азнакаевском и Джалильском, реконструированы три линии в Бавлинском, Елховском, Лениногорском цехах. Сегодня линии успешно функционируют, оказывая услуги по сервису НКТ заказчикам по всей России.

Новые линии позволили на имеющихся производственных площадях вместо одной линии, размещенной на площади 2592 м², построить две, каждая из которых занимает не более 540 м², остальную часть цеха использовать под склад ТМЦ и организовать изготовление прочей продукции. Путь движения НКТ при ремонте сокращен с 376 м до 84 м (в 4,5 раза), количество незавершенной продукции между сменами уменьшено с 219 до 40 труб (в 5,5 раз), производительность повышена с 380 до 850 НКТ/сутки (в 2,2 раза), количество операторов уменьшено с 8 до 5 чел./смену. Подобный опыт позволил «ТМС групп» выйти на рынок поставки линий.

Технологическая линия «ТМС-Hightech» предназначена для ревизии и ремонта бывших в эксплуатации НКТ с целью определения степени их пригодности для дальнейшей работы в скважине и инспектирования новых поступающих труб. На линии производится необходимый и



достаточный комплекс операций для эффективной диагностики и ремонта труб с учетом актуальных требований стандартов. Участок позволяет производить сервис НКТ всех типоразмеров, в т.ч. технологических труб с износостойкими замками и с внутренним полимерным антикоррозионным покрытием.

На линии «ТМС-Hightech» возможно изготавливать новые НКТ, т.к. она обладает набором необходимого оборудования и установками механической обработки и комплектации.

Линия «ТМС-Hightech» рекомендована для нефтяных и сервисных компаний, имеющих в собственности парк НКТ или планирующих деятельность в сфере сервиса труб.

Линия насосных штанг «ТМС-SRLine»

Технологическая линия «ТМС-SRLine» прошла тот же путь, что и линия «ТМС-Hightech», она, решая схожие проблемы, предназначена

для комплексной диагностики и ремонта бывших в эксплуатации, а также инспектирования новых насосных штанг в соответствии с ГОСТ 31825-2012 с использованием современных технологий на высокопроизводительном оборудовании.

Специалисты компании «ТМС групп» и заказчиков, которые уже используют линию на своих производствах, отметили высокую производительность «ТМС-SRLine» – 1000 штанг/сут, рациональную схему расположения технологического оборудования и в целом ее компактность – 16×32 м (512 м²). Отличное качество диагностики резьбовых частей штанг достигается благодаря механизации процесса зачистки и инструментального контроля, имеется возможность проведения дефектоскопии штанг со скребками-центраторами, а эффективность производства линии повышена за счет организации потока единичных изделий.

Положительные отзывы заказчиков и опыт эксплуатации линии «ТМС-SRLine» показывают,

что внедренные разработки и усовершенствования технологии диагностики и ремонта предоставляют компаниям качественный сервис по насосным штангам и позволяют добиваться высоких показателей.

Сегодня для успешного ведения бизнеса в условиях жесткой конкуренции необходимо проводить работы по сокращению издержек производства за счет устранения потерь. Эффективность можно повышать либо путем внедрения новых дорогостоящих технологий, вкладывая значительные инвестиции в обновление основных фондов, либо улучшая производственные потоки методом сокращения потерь с использованием инструментов бережливого производства, продукции и нового оборудования. Компания «ТМС групп» имеет большой опыт в данном направлении и готова поделиться им с партнерами. ●

KEYWORDS: *service, deep-well pumping equipment, sucker rods, compressor pipes, diagnostics.*

ЗОЛОТОЙ СПЛАВ: ОПЫТ И МОЛОДОСТЬ

Сибирская Сервисная Компания подвела итоги ежегодного конкурса профессионального мастерства

Юлия Соболева,
специалист по связям
с общественностью,
Томский филиал АО «ССК»

НАКАНУНЕ ДНЯ РАБОТНИКОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В АО «ССК» СОСТОЯЛСЯ СМОТР-КОНКУРС ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО МАСТЕРСТВА

ON THE EVE OF OIL AND GAS INDUSTRY WORKERS DAY A PROFESSIONAL SKILLS COMPETITION WAS HELD AT SSC JSC

Ключевые слова: нефтесервис, конкурс, Сибирская Сервисная Компания, бурение, ремонт скважин.

За звание «Лучший по профессии» боролись бригады эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ, бригады капитального ремонта скважин и мотористы цементировочного агрегата.

«Здесь собрались лучшие работники всех подразделений Сибирской Сервисной Компании. Они уже победили в филиалах на отборочных этапах, – в приветственном обращении к участникам отметил **генеральный директор АО «ССК» Владимир Шестериков**. – Каждый отлично знает свое дело и умеет достойно выполнять поставленные задачи. Главное – настроиться, справиться с волнением, проявить себя, продемонстрировать то, что работники делают, по сути, ежедневно».

Соревнования состояли из теоретических и практических заданий. Сначала проверка знаний по вопросам промышленной, экологической безопасности и охраны труда. Затем – демонстрация практических навыков. Конкурс проходил на двух площадках: бригады бурения состязались недалеко от города Радужный, на Тагринском месторождении, а мотористы цементировочного агрегата и бригады капитального ремонта скважин – в городе Нефтеюганск.

«Труд буровика всегда был и остается тяжелым, – прокомментировал **председатель конкурсной комиссии, заместитель генерального директора АО «ССК» по строительству и ремонту скважин Виктор Назаревский**. – В нашем коллективе работают люди стойкие, надежные и преданные своему делу. За каждым метром проходки, за каждым высоким финансовым результатом стоит колоссальный труд и профессионализм, который я сегодня в очередной раз сумел оценить».

В конкурсе на звание «Лучшая бригада эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ» соревновались работники Томского, Красноярского, Ямальского и Нефтеюганского филиалов ССК. Причем последний филиал был представлен сразу двумя бригадами. Во время практических испытаний участники принимали и сдавали вахту, проводили спуско-подъемные операции бурильной компоновки, а также имитировали сам процесс бурения. Особое внимание нужно было уделять вопросам промышленной безопасности работ.

«Важно соблюдать все инструкции по охране труда и технике безопасности, продумывать свою работу, возможные риски получения травм и не допускать ошибок, – говорит **Юрий Коробков, главный специалист по охране труда, промышленной безопасности и экологии АО «ССК»**. – Мы все хотим, чтобы люди уехали с работы домой живыми

ФАКТЫ

Бригада

№ 38

филиала «Ремонт скважин» стала лучшей среди бригад капитального ремонта скважин

и здоровыми. Это самое главное. Безопасность – первостепенный и первоочередной вопрос в компании».

Уровень работы и отношение к вопросам промышленной безопасности бригад Сибирской Сервисной Компании отмечают и заказчики. В частности – представители ОАО «Варьеганнефть», на объекте которой и проходил смотр-конкурс профессионального мастерства.

«За время сотрудничества с Сибирской Сервисной Компанией нареканий к работе буровых бригад не возникало, они профессионалы своего дела: качество, сроки, требования к безопасности соблюдают неукоснительно, – комментирует **начальник цеха добычи нефти и газа Тагринского месторождения ОАО «Варьеганнефть» Шамиль Бикбулатов**. – Именно потому в планах руководства нашей компании продолжить партнерские отношения с АО «ССК»».

Состав многих буровых бригад – это работники, имеющие многолетний стаж и совсем юные сотрудники: сплав молодой энергии и опыта. Ежегодно в конкурсе принимают участие как ветераны производства, так и новички. Такой подход в ССК приветствуется, это возможность передавать опыт и мастерство молодому поколению.

«В нашей компании есть современное техническое оснащение, благодаря постоянному обновлению оборудования в цехах и на буровых появляются усовершенствованные агрегаты, узлы, установки, – рассказывает один из опытных работников АО «ССК», за плечами которого почти 35-летний стаж, **Владимир Сердюков, начальник СБР Красноярского филиала**. –





Однако главное – это наши люди. В нашем коллективе особенно ценится взаимовыручка, чувство локтя. Без уверенности в том, что рядом надежные товарищи, в бурении работать невозможно. Во всех филиалах компании активно развивается система наставничества».

Один их самых молодых буровых мастеров ССК – представитель Томского филиала. В его бригаде трудятся работники не старше тридцати лет. Буровой мастер говорит, что каждый, кто приехал сюда отстаивать честь своего филиала, – настоящий ас в бурении, соперники на конкурсе подобались достойные.

Одновременно с бурением на площадке филиала «Управление цементирования скважин» проходил конкурс среди звеньев по цементированию. Там собрались три команды из Нефтеюганска, Красноярска и Оренбурга. Выполнив теоретическую часть состязания, конкурсанты отправились на площадку для выполнения практического задания.

«Участникам предстоит произвести имитацию начала работ по цементированию скважины. Они будут совершать расстановку техники, подбивать линии высокого давления, – отметил **Валерий Федяев, председатель жюри конкурса, заместитель генерального директора по технологическому обеспечению АО «ССК».** – В практическом задании я надеюсь увидеть слаженные действия команд и отсутствие недочетов прошлого года. Они должны все время совершенствовать свои навыки. Ожидая от участников более высокого уровня».

Смотр-конкурс «Лучший по профессии» в Сибирской Сервисной Компании – не просто соревнование, это дань традициям и настоящий праздник. Сотрудники разных филиалов приезжают на конкурс не первый год. В компании

ФАКТЫ

Мотористы

цементировочного агрегата Нефтеюганского регионального подразделения филиала УЦС получили звание «Лучшее звено по цементированию скважин»

Бригада

Нефтеюганского филиала стала лучшей бригадой эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ

ценится стремление быть лучшим, быть профессионалом. Конкурс дает возможность заслужить уважение в коллективе, продемонстрировать свои навыки, поделиться опытом с коллегами.

«Мы ценим успехи наших сотрудников и стараемся стимулировать их к новым производственным победам, – отмечает **заместитель директора по персоналу Ямальского филиала АО «ССК» Венера Султанова.** – За почти 20 лет работы наша компания сумела создать благоприятные условия для тех, кто работает в «поле», оборудованы современные бытовые комплексы на самых отдаленных месторождениях, организовано питание. Кроме того, коллективным договором установлен ряд льгот, которые не предусмотрены трудовым кодексом, в числе которых оплата отпусков, путевки для детей и многие другие».

В этот раз переходящий кубок и звание «Лучшее звено по цементированию скважин» получили мотористы цементировочного агрегата Нефтеюганского регионального подразделения филиала УЦС. Лучшей бригадой эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ стала бригада Нефтеюганского филиала. Лучшими среди бригад капитального ремонта скважин стала бригада № 38 филиала «Ремонт скважин». Кроме того, сотрудники ССК были отмечены в номинациях: Ямальский филиал – «За бдительность в области охраны труда», Нефтеюганский филиал – «За продвижение политики Компании», Красноярский филиал – «За слаженность в работе». Смотр-конкурс 2019 года закончился. Сотрудников всех филиалов ждут трудовые будни, ежедневная эффективная и безопасная работа на благо компании. Это и является лучшим доказательством их профессионального мастерства. ●

KEYWORDS: oil service, competition, Siberian service company, drilling, workover.

VII Международный форум и выставка

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ

➤ 27–28 ноября 2019, Новый Уренгой

➤ ДОКЛАДЧИКИ И ПОЧЕТНЫЕ ГОСТИ



➤ **ВЛАДИМИР ТРУБНИКОВ**
Генеральный директор
Тюменнефтегаз



➤ **СЕРГЕЙ КОКИН**
Генеральный директор
Арктический транспортно-промышленный узел «Архангельск»



➤ **ВЛАДИМИР ЩЁЛОКОВ**
Генеральный директор
Белкомур



➤ **ИВАН КОВАЛЕВ**
Первый заместитель Генерального директора – Технический директор
Газпромнефть-Снабжение



➤ **НИКОЛАЙ МОНЬКО**
И.о. руководителя
Администрация Северного морского пути



➤ **АНТОН КУРИЛЕНКО**
Руководитель проекта «Центр управления проектами»
Газпромнефть-Развитие

ВАЖНО! СТАТУС КРУПНЕЙШИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ ЯМАЛА

Арктик СПГ-2, Ямал СПГ, обустройство месторождений в Обской губе Карского моря, Обский СПГ, Печора СПГ, обустройство Северо-Русского газоконденсатного месторождения, проект «Мессояха» и другие важнейшие проекты.

ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОРЫВЫ

Специальные сессии по технологиям добычи нефти и газа.

Что нового?

Каковы стратегии развития?

ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ ПРОЕКТЫ ЯМАЛА И ПРИЛЕГАЮЩИХ РЕГИОНОВ

Реализация проектов СШХ и СМП.

Особенности привлечения инвестиций, формирования грузопотоков, развития морских портов и ж/д подходов к ним.

➤ Бронзовый спонсор:



➤ Среди постоянных участников:



ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕЛИНЕЙНОЙ ДИНАМИКИ СВЯЗАННЫХ ПРОЦЕССОВ В ЦЕНТРОБЕЖНОМ КОМПРЕССОРЕ С МАГНИТНЫМ ПОДВЕСОМ УПРАВЛЕНИЯ

В ДАННОЙ РАБОТЕ АВТОРАМИ БЫЛ ИССЛЕДОВАН МП КОРПОРАЦИИ ВНИИЭМ ДЛЯ НАГНЕТАТЕЛЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НЦ25М-01. В ДАННОМ МП БЫЛИ ИССЛЕДОВАНЫ ПРОЦЕССЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ РОТОРНОЙ И СТАТОРНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ОБЪЕКТА, ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ В ВОЗДУШНОМ ЗАЗОРЕ ПОДВЕСА. ПРИВЕДЕНА МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РЕШЕНИЯ СИСТЕМЫ УРАВНЕНИЙ МАКСВЕЛЛА, ОПИСЫВАЮЩИХ ПРОЦЕССЫ ЭЛЕКТРОМАГНЕТИЗМА. АВТОРАМИ СТАТЬИ ИССЛЕДОВАНА НЕЛИНЕЙНАЯ ГАЗОВАЯ ДИНАМИКА, ТЕРМОДИНАМИКА И МЕХАНИКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЦБК В СВЯЗАННОЙ ПОСТАНОВКЕ. РАЗРАБОТАН КОМПЛЕКС СВЯЗАННЫХ ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ И НА ИХ ОСНОВЕ СОЗДАН БЛОК ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ПРОГРАММ И АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ЧИСЛЕННОГО АНАЛИЗА НЕЛИНЕЙНОЙ ДИНАМИКИ МНОГОЧАСТОТНОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СИЛОВЫХ ПОЛЕЙ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ, ГАЗОДИНАМИЧЕСКОЙ И МЕХАНИЧЕСКОЙ ПРИРОДЫ, СПЕКТРАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ КОТОРЫХ ПРИВЕДЕНО НА КАСКАДНЫХ СПЕКТРАХ МОЩНОСТИ ФУРЬЕ. ПОКАЗАНО, ЧТО УСТАЛОСТНАЯ (РЕСУРСНАЯ) ПРОЧНОСТЬ РК ЦБК ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ С ЗАПАСОМ ПРОЧНОСТИ БОЛЕЕ 10. ПРОВЕДЕННЫЙ НА КС КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ СОВМЕСТНО С ПОЛУЧЕННОЙ РАСЧЕТНОЙ ИНФОРМАЦИЕЙ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ПАРАМЕТРОВ СИЛОВЫХ ПОЛЕЙ И ИХ ЧАСТОТНЫХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯХ ПОЗВОЛИЛ ОСУЩЕСТВИТЬ ОПТИМИЗАЦИЮ ГЕОМЕТРИИ (ПРОФИЛЯ) ЛОПАТКИ РК, НАСТРОИТЬ ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПОДВЕСОМ В РАМКАХ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ВИБРАЦИИ РОТОРНОЙ ЧАСТИ ЦБК И ПОВЫШЕНИЯ ЕГО ПОЛИТРОПНОГО КПД

IN THIS WORK, THE AUTHORS INVESTIGATED MS OF THE VNIEM CORPORATION FOR A CENTRIFUGAL SUPERCHARGER HC25M-01. IN THIS MS, THE INTERACTION PROCESSES OF THE ROTOR AND STATOR COMPONENT OF THE OBJECT, THE INFLUENCE OF CHANGES IN THE MAGNETIC FIELD IN THE AIR GAP OF THE SUSPENSION WERE INVESTIGATED. A MATHEMATICAL MODEL OF SOLVING THE SYSTEM OF MAXWELL EQUATIONS DESCRIBING THE PROCESSES OF ELECTROMAGNETISM IS PROVIDED. THE AUTHORS OF THE ARTICLE INVESTIGATED NONLINEAR GAS DYNAMICS, THERMODYNAMICS, AND MECHANICS OF THE STRESS-STRAIN STATE OF STRUCTURAL ELEMENTS OF A CENTRIFUGAL COMPRESSOR IN A COUPLED INSTALLATION. A COMPLEX OF COUPLED PHYSICAL AND MATHEMATICAL MODELS HAS BEEN DEVELOPED. BASED ON THEM, A BLOCK OF COMPUTATIONAL INTERACTIONS OF FORCE FIELDS OF AN ELECTROMAGNETIC, GAS-DYNAMIC, AND MECHANICAL NATURE WAS CREATED; THEIR SPECTRAL STUDY IS PRESENTED ON CASCADE FOURIER POWER SPECTRA. IT IS SHOWN THAT THE FATIGUE (RESOURCE) STRENGTH OF THE RC PULP AND PAPER MILL IS ENSURED WITH A SAFETY MARGIN OF MORE THAN 10. A SET OF TECHNICAL MEASURES CARRIED OUT AT THE COMPRESSOR STATION TOGETHER WITH THE CALCULATED INFORMATION ON THE DISTRIBUTION OF FORCE FIELD PARAMETERS AND THEIR FREQUENCY INTERACTIONS MADE IT POSSIBLE TO OPTIMIZE THE GEOMETRY (PROFILE) OF THE BLADES OF A CENTRIFUGAL COMPRESSOR AND ADJUST OPTIMAL CONTROL ELECTROMAGNETIC SUSPENSION WITH THE PURPOSE OF REDUCING THE VIBRATION LEVEL OF THE CENTRIFUGAL COMPRESSOR ROTOR PART AND INCREASING ITS POLYTROPIC EFFICIENCY

Ключевые слова: магнитный подвес, центробежный компрессор, динамические процессы турбоагрегатов, физико-математическая модель, ресурсная прочность.

Кузнецов В.В.,
Поволжская научно-производственная компания

Павлов Д.А.,
Пермский национальный исследовательский институт

Голдобин А.С.,
Публичное акционерное общество, научно-производственное объединение «Искра»

Карпин М.Ю.,
Публичное акционерное общество, научно-производственное объединение «Искра»

В структурном отношении центробежный компрессор (ЦБК) является сложной технической системой и отличается многоконтурностью информационных и энергетических связей функциональных блоков. Рассмотренная система характеризуется нестабильностью внутренних связей. Эти связи носят существенно нелинейный характер, которые в свою очередь порождают возникновение многократных колебаний, сопровождающихся взаимодействием и взаимным влиянием силовых полей механической, газодинамической и электромагнитной природы.

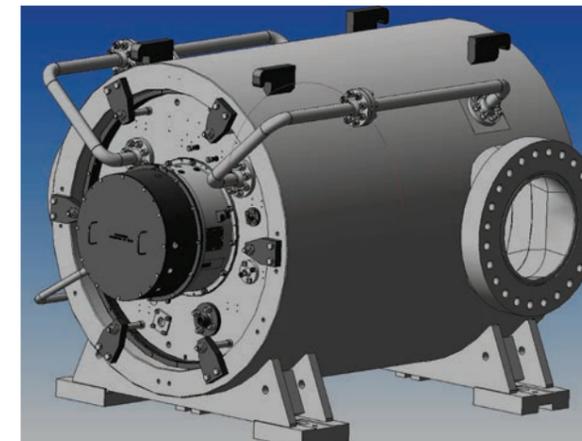
Таким образом, исследуемый ЦБК (как и любой другой турбоагрегат) – это система нелинейных динамических процессов, для комплексного численного исследования которых сформулирован цикл связанных и комплексно-сопряженных задач:

- нелинейной газовой динамики двухступенчатого ЦБК: рассмотрена прямая связанная (последовательная) постановка задачи, при этом взаимное влияние работы ступеней (обратная связь) не учитывается;
- нелинейной термодинамики полноразмерной конструкции ЦБК: исследован конвективный тепломассоперенос от газа к элементам конструкции центробежного нагнетателя;
- модального анализа собственных форм колебаний рабочих колес ЦБК;
- ресурсной (усталостной) прочности рабочих колес ЦБК при воздействии комплекса термомеханических нагрузок;
- электродинамики сплошной среды: рассмотрена комплексно-сопряженная задача нелинейного частотного взаимодействия электромагнитных волновых полей радиального электромагнитного подшипника системы «статор-ротор».

Конструктивное исполнение агрегата с электромагнитным подвесом управления

Конструкция исследуемого ЦБК разработки ПАО НПО «Искра» приведена на рис. 1, входящего в его состав электромагнитного подвеса (ЭМП) разработки корпорации «ВНИИЭМ» – на рис. 2. Каждый радиальный магнитный подшипник оснащается страховочными подшипниками, которые являются гарантом сохранности электромагнитного подвеса и ротора агрегата.

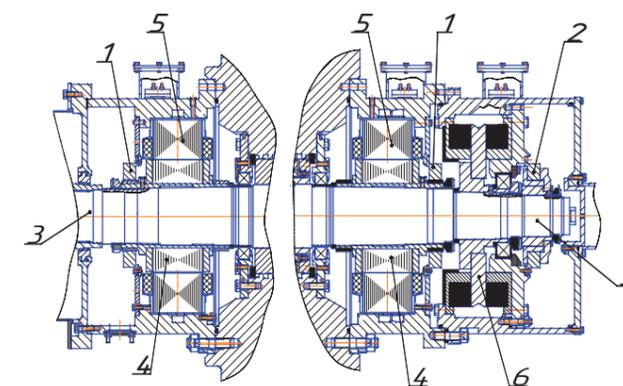
РИС. 1. Конструктивное исполнение ЦБК



Радиальный подшипник состоит из силовой, измерительной частей и страховочного подшипника. Силовая часть воспринимает нагрузки в радиальном направлении и состоит из статора и посаженной на вал цапфы. Цапфа расположена внутри статора с радиальным зазором δ . Статор состоит из многополюсного кольцевого шихтованного пакета железа и обмоток полюсов. Цапфа представляет собой пакет железа в форме полого цилиндра. Пакеты статора и цапфы набираются из листового электротехнической стали толщиной в 0,1–0,5 мм.

Основное преимущество ЭМП [1–5] состоит в том, что они не имеют проблем с трением и смазкой. Наибольший практический интерес представляют активные магнитные подшипники (АМП).

РИС. 2. Конструкция ЭМП



1 – блок датчиков радиальный, 2 – блок датчиков осевой, 3 – ротор, 4 – ротор ЭМП, 5 – статор ЭМП, 6 – диск упорный

Построение физико-математической модели связанных и комплексно-сопряженных процессов

Физико-математической моделью, которая описывает электромагнитные процессы, являются дифференциальные уравнения Максвелла [6], которые применительно к теории электрических машин можно записать в следующем виде:

$$\begin{cases} \vec{\nabla} \times \vec{E} + \frac{\partial \vec{B}}{\partial t} = 0 - \text{закон Фарадея} \\ \vec{\nabla} \times \vec{H} + \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} = \vec{j} - \text{закон Максвелла – Ампера} \\ \vec{\nabla} \cdot \vec{D} = \rho - \text{закон Гаусса} \\ \vec{\nabla} \cdot \vec{B} = 0 - \text{закон Гаусса для магнитного поля,} \\ B|_{\Omega_i} = B_i - \text{граничное условие} \end{cases} \quad (1)$$

В системе уравнений (1):

\vec{E} – напряженность электрического поля (В/м),
 \vec{D} – электрическая индукция (Кл/м²), \vec{B} – магнитная индукция (Вб/м², Тл), \vec{H} – напряженность магнитного поля (А/м), \vec{j} – плотность электрического тока (А/м²), ρ – плотность электрических зарядов (Кл/м³). Процессы, протекающие в электромагнитных полях нелинейные, а по распространению в пространстве – непрерывные и затухают в дальней зоне.

Быстродействие электромагнита в создании тягового усилия оценивается по величине постоянной времени нарастания тока в обмотке, но при управлении с обратной связью по переменному току в подходах к оценке быстродействия необходимо учитывать характеристики системы автоматического управления магнитным подвесом (САУМП).

Одним из важнейших путей повышения эффективности функционирования основного технологического оборудования компрессорных станций – газоперекачивающих агрегатов (ГПА) – является создание информационно-измерительных систем, позволяющих с приемлемой для практики точностью оценивать эксплуатационные параметры газодинамической системы агрегатов. Основными источниками информации о параметрах состояния ЦБК являются вибрационные процессы.

Спектральный анализ исследования нелинейных динамических процессов турбоагрегата с МП

Численное исследование амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) виброперемещений роторной части агрегата (отклика вала) проведено с помощью быстрого преобразования Фурье (БПФ).

Спектральное представление поля перемещений вала ЦБК определяется формулой:

$$\hat{U}(k) = \sum_{n=0}^{N-1} U(n) \cdot e^{-i \frac{2\pi}{N} n \cdot k} \quad (2)$$

Физико-математическая модель газовой динамики ЦБК

Для решения задачи нелинейной газовой динамики в проточной части ЦБК использована замкнутая система уравнений [7]:

$$\begin{cases} \frac{\partial \rho}{\partial t} + (\vec{u} \cdot \vec{\nabla})\rho + \rho \vec{\nabla} \cdot \vec{u} = 0 - \text{уравнение неразрывности} \\ \rho \frac{\partial \vec{u}}{\partial t} + \rho(\vec{u} \cdot \vec{\nabla})\vec{u} + \vec{\nabla} p = \vec{\nabla} \cdot \tau - \text{уравнение импульса} \\ \rho \frac{\partial E}{\partial t} + \rho(\vec{u} \cdot \vec{\nabla})E + p \vec{\nabla} \cdot \vec{u} = \Phi - \vec{\nabla} \cdot \vec{q} - \text{закон сохранения внутренней энергии} \\ p = \rho RT, R = R^g/M - \text{уравнение состояния} \\ \tau_{ij} = \mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right) - \text{тензор вязких напряжений} \\ E = RT / (\gamma - 1) - \text{уравнение для внутренней энергии} \\ \Phi = \tau_{ij} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = \frac{\mu}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right)^2 - \text{диссипативная функция} \\ \vec{q} = -k \vec{\nabla} T, k = \mu c_p / Pr - \text{тепловой поток} \\ \frac{\partial \vec{u}}{\partial n} \Big|_{\Omega} = 0, u(0, x) \Big|_{\Gamma_1} = u_0, p(0, x) \Big|_{\Gamma_1} = p_0, p(t, x) \Big|_{\Gamma_2} = p_1 - \text{граничные условия} \end{cases} \quad (3)$$

В системе уравнений (3) введены обозначения:

$\rho, P, T, E, \vec{u}, \vec{n}, \vec{q}, \mu, \gamma, R^g, Pr, \vec{\nabla}$ – плотность, давление, температура, внутренняя энергия, поле скорости, вектор нормали, тепловой поток, сдвиговая вязкость,

показатель адиабаты, универсальная газовая постоянная, число Прандтля, оператор Гамильтона соответственно.

Физико-математическая модель теплового состояния ЦБК

При численном определении динамики теплового состояния конструктивных элементов при длительном воздействии тепловых конвективных потоков используется уравнение нестационарной теплопроводности [8].

$$\rho C \frac{\partial T}{\partial t} = \vec{\nabla} \cdot K_{ij} \vec{\nabla} T + Q \quad (4)$$

В уравнении (4) введены обозначения: t – время, ρ – плотность материала, T – поле температуры, C – удельная теплоемкость, K_{ij} – матрица коэффициентов теплопроводности, Q – внутренний тепловой поток.

Начальным условием уравнения (4) служит равномерное распределение температуры по толщине многослойной стенки:

$$T(r, \theta, z, 0) = T_0 \quad (5)$$

В качестве граничных условий использованы условия III рода:

$$\begin{cases} T(r, \theta, z, t) \Big|_{\Gamma_i} = T_i \\ \alpha(r, \theta, z, t) \Big|_{\Gamma_i} = \alpha_i \end{cases} \quad (6)$$

В соотношениях (5–6): $T, t, \alpha, r, \theta, z$ – температура, время, коэффициент теплоотдачи, радиальная, окружная и осевая координаты соответственно.

Физико-математическая модель квазистационарного термоупругого поведения элементов конструкции ЦБК с учетом длительного воздействия комплекса термомеханических нагрузок

В общем случае деформации, напряжения в конструкционных материалах ЦБК состоят из 6 компонентов:

$$\begin{cases} \{\sigma\}^T = \{\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \sigma_{r\theta}, \sigma_{\theta z}, \sigma_{rz}\}; \\ \{\varepsilon\}^T = \{\varepsilon_r, \varepsilon_\theta, \varepsilon_z, \varepsilon_{r\theta}, \varepsilon_{\theta z}, \varepsilon_{rz}\}. \end{cases} \quad (7)$$

Нелинейные геометрические соотношения, описывающие деформативность элементов ЦБК, запишем в виде:

$$\tilde{\varepsilon} = \frac{1}{2} (\vec{\nabla} \vec{u} + \vec{\nabla} \vec{u}^T + \vec{\nabla} \vec{u} \cdot \vec{\nabla} \vec{u}^T + \vec{\nabla} \vec{u}^T \cdot \vec{\nabla} \vec{u}). \quad (8)$$

В уравнении (7)–(8) введены следующие обозначения: $\tilde{\sigma}, \tilde{\vare}, \vec{\nabla} \vec{u}$ – тензор напряжений, деформаций и дилатации; $\vec{n}, \vec{u}, \vec{F}$ – вектор нормали, перемещений и поверхностной силы, соответственно, $\vec{\nabla} = \vec{e}^i \frac{\partial}{\partial x^i}$ – оператор Гамильтона.

Упругие механические деформации и напряжения вычисляются с помощью известных соотношений теории упругости [9]:

$$\begin{cases} \varepsilon_r = \frac{\partial u_r}{\partial r} \\ \varepsilon_\theta = \frac{u_r}{r} \\ \varepsilon_z = \frac{\partial u_z}{\partial z} \\ \varepsilon_{rz} = \frac{\partial u_r}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial r} \end{cases} \quad (9), \quad \begin{cases} \sigma_r = \frac{E}{(1+\mu)(1-2\mu)} ((1-\mu)\varepsilon_r + \mu\varepsilon_\theta + \mu\varepsilon_z) \\ \sigma_\theta = \frac{E}{(1+\mu)(1-2\mu)} ((1-\mu)\varepsilon_\theta + \mu\varepsilon_r + \mu\varepsilon_z) \\ \sigma_z = \frac{E}{(1+\mu)(1-2\mu)} ((1-\mu)\varepsilon_z + \mu\varepsilon_r + \mu\varepsilon_\theta) \\ \sigma_{rz} = \frac{E}{2(1+\mu)} \varepsilon_{rz} \end{cases} \quad (10)$$

В соотношениях (9) и (10) введены следующие обозначения:

E – модуль упругости, μ – коэффициент Пуассона, $\varepsilon_r, \varepsilon_\theta, \varepsilon_z, \varepsilon_{rz}$ – радиальные, окружные, осевые и сдвиговые деформации, $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \sigma_{rz}$ – радиальные, окружные, осевые и касательные напряжения.

Механические упругие напряжения и деформации связаны между собой соотношениями:

$$\{\sigma\} = [D] \{\varepsilon^m\} \quad (11)$$

Учитывая свойства анизотропии материалов и свойство симметрии матрицы $[D]$, получим:

$$[D] = \begin{bmatrix} \frac{E_r}{\nu} \left(1 - \mu_r^2 \frac{E_z}{E_\theta} \right) & \frac{E_r}{\nu} \mu_r (1 + \mu_r) & \frac{E_r}{\nu} \mu_r \left(1 + \mu_r \frac{E_z}{E_\theta} \right) & 0 \\ \frac{E_r}{\nu} \mu_r (1 + \mu_r) & \frac{E_\theta}{\nu} \left(1 - \mu_\theta^2 \frac{E_r}{E_z} \right) & \frac{E_r}{\nu} \mu_z \left(1 + \mu_z \frac{E_z}{E_\theta} \right) & 0 \\ \frac{E_r}{\nu} \mu_r \left(1 + \mu_r \frac{E_z}{E_\theta} \right) & \frac{E_r}{\nu} \mu_r \left(1 + \mu_r \frac{E_r}{E_z} \right) & \frac{E_z}{\nu} \left(1 - \mu_z^2 \frac{E_r}{E_\theta} \right) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & G_{rz} \end{bmatrix} \quad (12)$$

В матрице (12): $E_r, E_\theta, E_z, \mu_r, \mu_\theta, \mu_z$ – модули упругости и коэффициенты Пуассона в радиальном, кольцевом и осевом направлениях, соответственно,

$$G_{rz} - \text{модуль сдвига}, \nu = 1 - \mu_r^2 \left(\frac{E_r}{E_z} + \frac{E_z}{E_\theta} \right) - \mu_r^2 \frac{E_r}{E_\theta} (1 + 2\mu_r).$$

Вектор температурных деформаций определяется следующим образом:

$$\{\varepsilon\}^{Temp} = \{\alpha_r\} \Delta T, \quad (13)$$

где $\{\alpha_r\} = \{\alpha_r, \alpha_\theta, \alpha_z\}^T$ – вектор линейного теплового расширения.

Матрицы жесткости элементов в термоупругих задачах имеют тот же вид, что и при силовом воздействии на

систему, но необходимо учитывать дополнительные температурные деформации, возникающие при действии тепловых нагрузок [6].

Возникающие при термомеханическом нагружении деформации согласно принципу суперпозиции складываются из механической и тепловой:

$$\{\varepsilon\} = \{\varepsilon^m\} + \{\varepsilon^{Temp}\}. \quad (14)$$

Зависимость напряжений от деформаций с учетом (13) и (14) примет вид:

$$\{\sigma\} = [D] \{\varepsilon - \varepsilon^{Temp}\} \quad (15)$$

Физико-математическая модель определения ресурсной (усталостной) прочности РК ЦБК

Коэффициент запаса усталостной прочности с учетом коэффициента безопасности n определен по формуле:

$$\eta = \frac{\sigma_{-1}}{n \cdot \sigma_a^{K\sigma}} \quad (16)$$

где $\sigma_{-1} = 140$ МПа – предел усталостной прочности на базе 10^7 циклов;

$n = 3$ – коэффициент безопасности для переменных напряжений;

$\sigma_a^{K\sigma} = \frac{\sigma_a}{1 - \frac{\sigma_{max}}{\sigma_a}}$ – эквивалентные напряжения симметричного цикла;

σ_a – амплитудное значение напряжений, МПа

σ_{max} – максимальные расчетные статические напряжения от центробежной силы на максимальной скорости вращения ротора, МПа;

$\sigma_0 = 1078$ МПа – предел прочности материала 12Х2Г2НМФБ-Ш диска покрывного.

Численное моделирование усталостной прочности РК производилось с помощью уравнения долговечности силового типа для условий многоциклового нагружения:

$$N_p = 10^{0.074 \sigma_{max} - 12.01} \cdot \left[\frac{A}{K \cdot \sigma_a} \left(1 - \frac{\sigma_m}{\sigma_a} \right) \right]^m \quad (17)$$

где: σ_m – среднее напряжение цикла; $A = 720$ МПа и $m = 15,9$ – параметры экспериментальной кривой усталости стали марки 12Х2Г2НМФБ-Ш;

$K = \frac{K_\sigma}{\varepsilon_\sigma \cdot \beta_\sigma}$ – коэффициент, отображающий концентратор напряжений, масштабный фактор и чистоту поверхности;

ε_σ – коэффициент, учитывающий масштабный фактор; β_σ – коэффициент, учитывающий состояние поверхности; K_σ – теоретический коэффициент концентрации напряжений.

Физико-математическая модель определения собственных форм колебаний РК конструкции ЦБК

Для определения собственных форм колебаний конструкции РК ЦБК используем уравнение:

$$[M]\{\ddot{u}\} + [C]\{\dot{u}\} + [K]\{u\} = \{0\} \quad (18)$$

В уравнении (18) введены обозначения: $[M], [C], [K]$ – «глобальные» матрицы масс, демпфирования, жесткости, соответственно; $\{\ddot{u}\}, \{\dot{u}\}, \{u\}$ – вектор ускорений, скоростей и перемещений в узлах



конструкции соответственно. При установившихся колебаниях все точки конструкции движутся с постоянной частотой, но с различными сдвигами по фазе, причиной возникновения которых является демпфирование.

Решение уравнения (18) получено методом суперпозиции мод [10], в основе которого лежит разложение неизвестного решения – вектора перемещений $\{\bar{u}\}$ по собственным модам (спектр собственных форм):

$$\{\bar{u}\} = \sum_{m=1}^n \{\bar{\Phi}_m\} \gamma_m \quad (19)$$

В разложении (19) введены обозначения: $\bar{\Phi}_m$ – собственная форма колебаний, γ_m – модальная координата, соответствующая моде m . Таким образом, уравнение движения (18) с учетом (19) запишется в виде:

$$[M] \sum_{m=1}^n \{\bar{\Phi}_m\} \ddot{\gamma}_m + [C] \sum_{m=1}^n \{\bar{\Phi}_m\} \dot{\gamma}_m + [K] \sum_{m=1}^n \{\bar{\Phi}_m\} \gamma_m = \{\bar{0}\} \quad (20)$$

Сеточная топология и дискретизация вычислительного пространства

В рамках численного сквозного моделирования связанных процессов в ЦБК метод конечных элементов использован для:

- решения задачи электродинамики сплошной среды системы «статор – ротор»;
- решения задачи механики деформированного состояния элементов конструкции ЦБК;
- модального анализа твердотельных колебаний РК ЦБК;
- решения задачи определения теплового состояния полноразмерной конструкции ЦБК.

Численная реализация решения системы уравнений газовой динамики проведена методом контрольных (конечных) объемов.

Результаты численного моделирования

Структура используемых численных методов также позволяет беспрепятственно массово распараллеливать алгоритм расчета. Поэтому в используемом программном комплексе многопоточковой

РИС. 3. Распределение магнитной индукции при смещении ротора (эксцентриситет 0.3 мм)

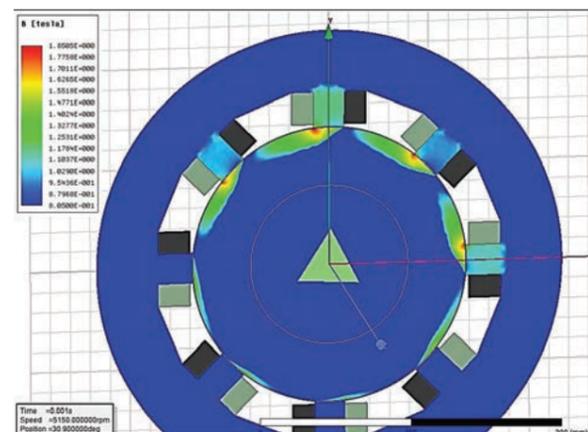
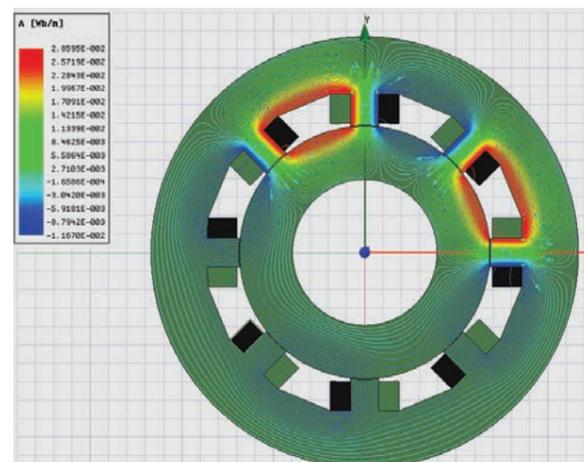


РИС. 4. Распределение силовых линий магнитного потока при взвешивании ротора



обработке (OpenMP) подвержены все основные расчетные подзадачи, что обеспечивает практически непрерывную максимальную загрузку используемого вычислительного устройства.

В процессе эксплуатации компрессора вихревые токи возникают в момент вращения ротора. Магнитный поток относительно ротора генерируется переменным. На рис. 3 показано, что вихревые токи Фуко возникают у полюсов катушек, а затем смещаются в сторону 2-й и 3-й пары катушек. Данные токи создают встречный магнитный поток, который приводит к фазовому сдвигу и перераспределяет поле магнитной индукции на

РИС. 5. Амплитудно-частотный спектр Фурье отклика вала с МП: А – ПОН; Б – ЗОН

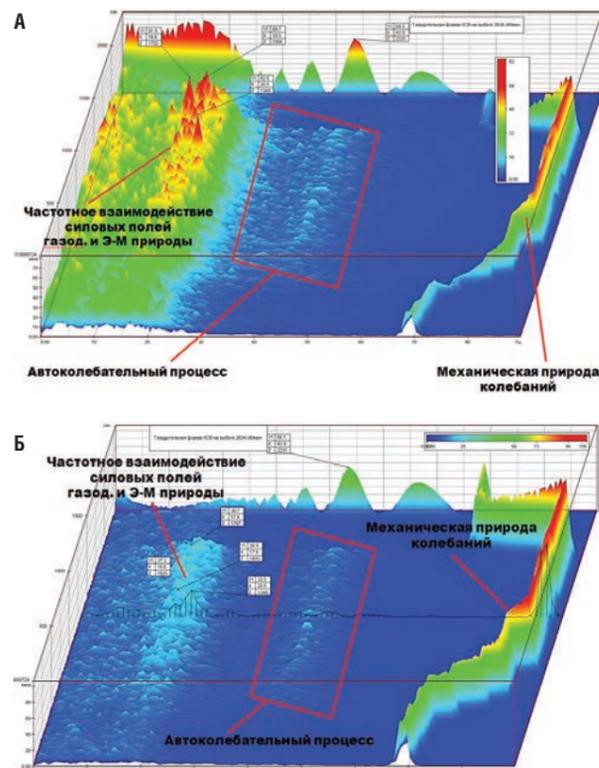
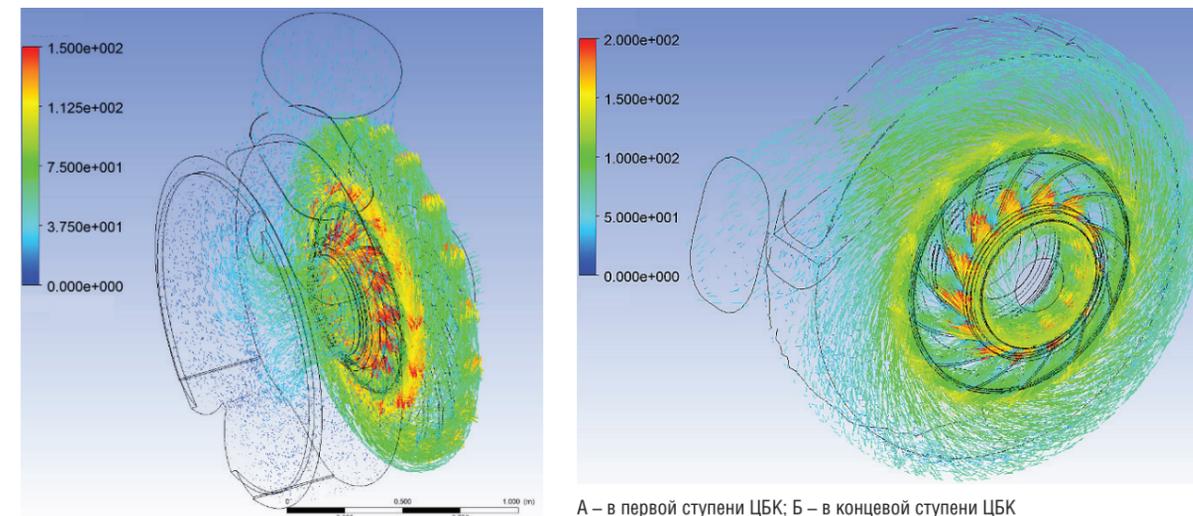


РИС. 6. Распределение поля скорости газодинамического потока, м/с



роторе в МП, тем самым осуществляя «размытие» его (поля) силовых линий. На рис. 4 представлена карта распределения магнитной индукции при взвешивании ротора.

Анализ результатов спектрального исследования вибросигналов отклика вала вблизи передней и задней опоры нагнетателя (ПОН и ЗОН), позволил в структурном отношении выделить механическую природу колебаний в диапазоне 67–78 Гц, частотное взаимодействие силовых полей электромагнитной и газодинамической природы в диапазоне 4–17 Гц.

Распределение поля скорости газодинамического потока в пространстве полей течений проточной части ЦБК представлено на рис. 6.

Максимальная скорость газодинамического потока сосредоточена в основном на периферии РК, однако существуют области с максимальными скоростями газа в районе замка и спинки лопаток РК, обусловленные формированием вторичных вихревых структур из-за большого угла атаки.

Сопряженные задачи термогазодинамики ЦБК также являются крайне важными при обеспечении высокой надежности его рабочих характеристик. Решение такого рода задач в полной комплексно-сопряженной постановке приводит к проектированию

РИС. 7. Распределение поля температуры, °С на поверхностях конструктивных элементов ЦБК (разрез)

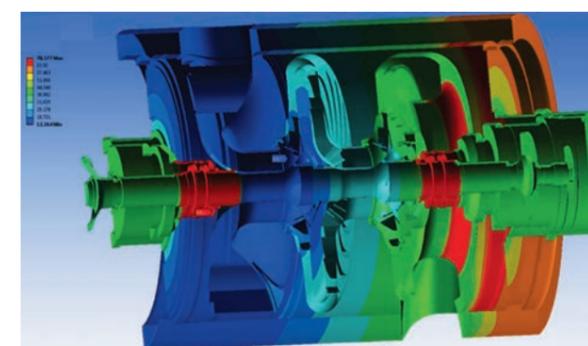
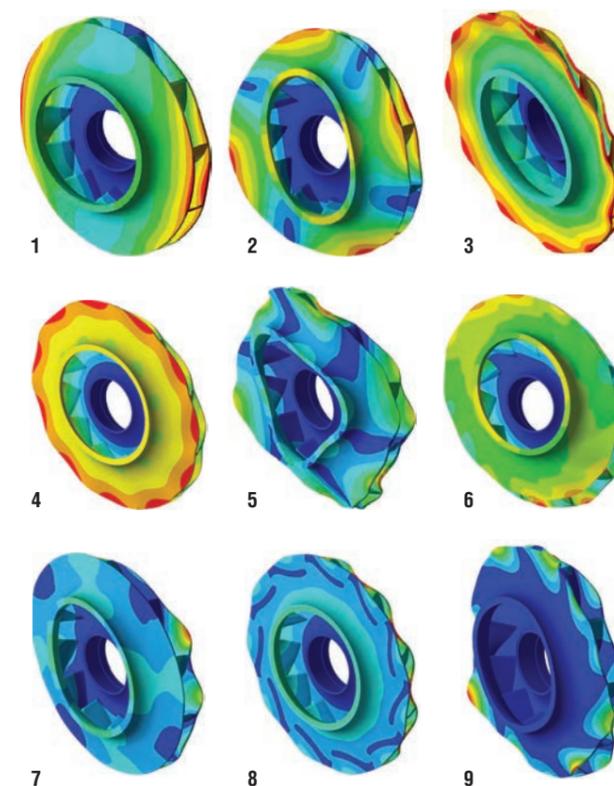


РИС. 8. Собственные формы колебаний РК ЦБК



ЦБК исключительно сложным и наукоемким образом, требует проведения большого объема расчетно-экспериментальных исследований. Такое разделение оправдано, поскольку результаты расчетов каждого предыдущего расчетного блока являются исходными данными для решения последующих. Однако следует принять во внимание, что существуют и обратные связи.

На рис. 7 показано распределение поля температуры на поверхностях несущих деталей полноразмерной конструкции ЦБК.

ТАБЛИЦА 1. Собственные частоты РК ЦБК

№ частоты	Частота, Гц	
	РК - 1	РК - 2
1	450,07	456,93
2	627,04	624,97
3	673,91 ¹	689,92 ¹
4	958,81 ^{1,2}	979,94 ²
5	1201,10	1195,60
6	1324,20	1362,80
7	1602,50	1629,90
8	1652,90	1709,10
9	1791,30 ³	1851,90 ³

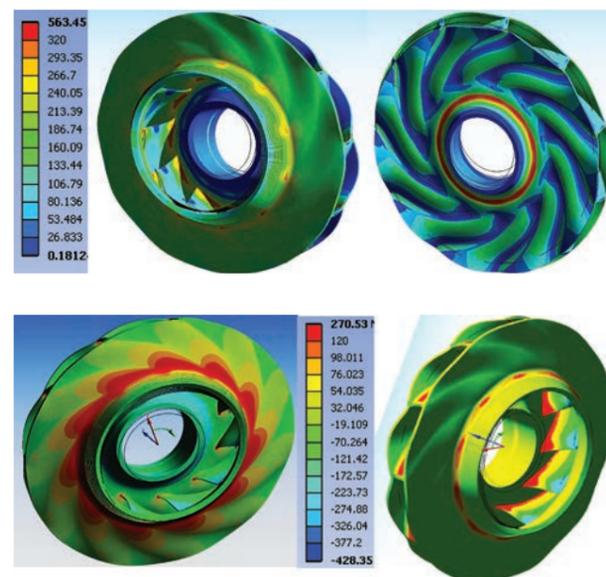
Примечание:
 1 – частоты, попадающие в рабочий диапазон.
 2 – частота, соответствующая преимущественно «крутильным» колебаниям РК.
 3 – «опасная» форма колебаний межлопаточных отсеков.

Критерием, по которому определяется «опасна» ли собственная частота или нет, является ее форма в районе периферии рабочего колеса (РК). К опасным частотам относятся те формы колебаний, при которых колеблется межлопаточный отсек РК. На рис. 8 показаны первые 9 форм колебаний РК ЦБК в прогретом состоянии.

Результаты модального анализа для всех РК ЦБК приведены в таблице 1.

Резонансное возбуждение колебаний периферийных отсеков полотен дисков РК и их возможное

РИС. 9. Собственные формы колебаний РК ЦБК



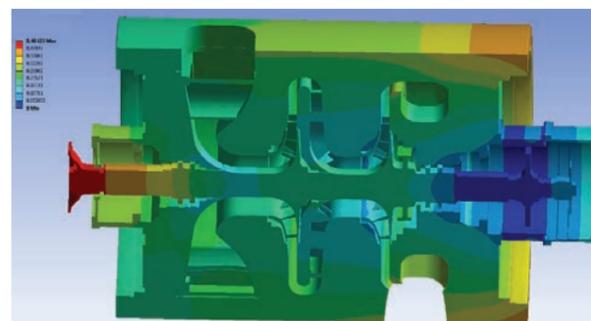
А. интенсивности; Б. окружных; В. осевых

усталостное разрушение обуславливается окружающей неравномерностью (осевой асимметрией) полей давлений и аэродинамических усилий.

На рис. 9 представлена карта напряжений на поверхностях РК ЦБК. Максимальная интенсивность напряжений генерируется на поверхностях лопаток РК и составляет 563,45 МПа, максимальные окружные растягивающие напряжения – на поверхности покрывного диска и составляют 414,71 МПа, максимальные осевые растягивающие напряжения – на поверхности покрывного диска и лопатках РК (концентратор напряжений в виду краевого эффекта) и составляют 270,53 МПа.

В соответствии с проведенными численными экспериментами, усталостная прочность РК ЦБК обеспечивается с запасом прочности больше 10.

РИС. 10. Карта перемещений несущих деталей конструкции ЦБК в прогретом состоянии, мм



На рис. 10 представлено поле полных перемещений конструктивных элементов ЦБК, обусловленные действием тепловой нагрузки при максимальном режиме эксплуатации. ●

Литература

1. Активные электромагнитные подшипники для крупных энергетических машин. ВНИИЭМ / Техническая информация. – ОАБ. 149.64S. – М.: 1988, 10 с.
2. Состояние и перспективы развития электромагнитных подшипников в ФГУП «НПП ВНИИЭМ» / Макриденко Л.А., Сарычев А.П., Верещагин В.Л., Рогоза А.В. // Вопросы электромеханики. Труды НПП ВНИИЭМ. 2011. Т. 120. № 1. С. 3–12.
3. Магнитный подвес роторов электрических машин и механизмов. Труды ВНИИЭМ. – 1989. Т. 89. – 135 с.
4. Опыт наладки и эксплуатации газоперекачивающих агрегатов с магнитными подшипниками / Д.А. Кочетов, Е.В. Кравцова, Г.А. Жемчугов и [др.] / 1994. – № 4. – С. 23–29.
5. Разработка электромагнитных подшипников для серии компрессоров газоперекачивающих агрегатов / А.П. Сарычев // Вопросы электромеханики. Труды НПП ВНИИЭМ. – 2009. – Т. 110. – № 3. – С. 3–10. 155.
6. Батыгин В.В., Топтыгин И.Н. Современная электродинамика. Часть 1. Микроскопическая теория. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 736 с. – ISBN 5-93972-492-2.
7. Кутепов А.М., Полянин А.Д., Запрянов З.Д., Вязьмин А.В., Казенин Д.А. Химическая гидродинамика. – М.: Квантум, 1996. – 336 с.
8. Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики. Изд. 5-е. М.: Наука, 1977. – 736 с.
9. Лурье А.И. Теория упругости, «Наука», Москва, 1970, – 940 с.
10. Марчук Г.И. Методы вычислительной математики: Изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: Наука, 1989. – 608 с.

KEYWORDS: magnetic suspension, centrifugal compressor, dynamic processes of turbine units, physical and mathematical model, resource strength.

БУРЕНИЕ И ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН



РОССИЙСКИЕ БУРОВОЙ И ТАМПОНАЖНЫЙ ПОДРЯДЧИКИ С МЕЖДУНАРОДНЫМ ПОДХОДОМ!

✉ 127015, Москва, ул.Бутырская 77 Бизнес-центр «Диагональ Хаус» ☎ + 7 (495) 787-37-27 ☎ +7 (495) 787-37-28 🌐 www.png-drilling.ru 🌐 www.png-service.ru 📧 info@png-drilling.com 📧 info@png-service.com

ПРИДАТЬ УСКОРЕНИЕ

Поможет ли телеметрия сократить затраты и сроки бурения наклонно-направленных скважин?

ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ ДОРОГИМ – ТАКОВЫ ИЗДЕРЖКИ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, ДОЛЯ КОТОРЫХ ГОД ОТ ГОДА УВЕЛИЧИВАЕТСЯ. ПРИЧЕМ СЕБЕСТОИМОСТЬ РАБОТ РАСТЕТ НЕ ТОЛЬКО И НЕ СТОЛЬКО ИЗ-ЗА ОСЛАБЛЕНИЯ РУБЛЯ И ИНФЛЯЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ, КОРНИ ПРОБЛЕМЫ ГОРАЗДО ГЛУБЖЕ. РЕЧЬ ИДЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИИ САМОЙ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН, КОТОРАЯ ТРЕБУЕТ ПРИМЕНЕНИЯ НОВОГО И ДОРОГОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РАСХОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ, ПРИВЛЕЧЕНИЯ БРИГАД С БОЛЕЕ ВЫСОКОЙ КВАЛИФИКАЦИЕЙ

THE PROCESS OF DRILLING WELLS EVERY YEAR BECOMES MORE AND MORE EXPENSIVE. AND THE COST OF WORK IS GROWING NOT ONLY AND NOT SO MUCH DUE TO THE WEAKENING OF THE RUBLE AND INFLATIONARY PROCESSES; THE ROOTS OF THE PROBLEM ARE MUCH DEEPER. WE ARE TALKING ABOUT CHANGING THE TECHNOLOGY OF THE DEVICE WELLS, WHICH REQUIRES NEW AND MORE EXPENSIVE EQUIPMENT, CONSUMABLES, WHILE IMPLYING A LOWER RATE OF PENETRATION AND, AS A RESULT, LOWER WORK PRODUCTIVITY. HOW DO EXPERTS OF LEADING COMPANIES PROPOSE TO SOLVE THE PROBLEM OF MINIMIZING THE COSTS OF DIRECTIONAL AND HORIZONTAL WELLS DRILLING, THE SHARE OF WHICH INCREASES FROM YEAR TO YEAR ALL OVER THE WORLD?

Ключевые слова: бурение горизонтальных скважин, наклонно-направленное бурение, телеметрия, сокращение издержек при бурении, нефтесервис.

Александр Герасименко,
генеральный директор
ООО «ИСК
«ПетроИнжиниринг»

своему бизнесу стратегическое будущее. Так на рынке появились сверхпрочные PDC-долота, запатентованные буровые растворы, винтовые забойные двигатели отечественного производства, созданные на

Пытаясь решить задачу, нефтесервисные компании стали инвестировать не только в оборудование, но и в софт, создавая новое программное обеспечение и собственные IT-системы. Например, НИИЦ «Недра-тест»

В такой ситуации нефтесервисные услуги также дорожают, а их минимально необходимый объем значительно возрастает: сэкономить на оборудовании, расходниках или персонале нельзя. Это приводит к тому, что у многих заказчиков и нефтесервисных компаний не сходится экономика проекта, поскольку затраты и риски растут в геометрической прогрессии. Сегодня эта проблема стоит особенно остро и требует глобальной смены парадигмы и перехода на новые модели ведения бизнеса.

Ставка на инновации

Российские нефтесервисные компании поняли это одними из первых и стали активно наращивать инновационно-технологическую базу, чтобы предложить заказчику новые решения его задач и обеспечить

Наращивание инновационно-технологической базы привело к созданию специалистами ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» сверхпрочных PDC-долот и винтовых забойных двигателей отечественного производства по ряду параметров превосходящих топовые зарубежные аналоги

основе новейших разработок местных НИИ. Это позволило увеличить скорость бурения, предотвратить загрязнение пластов, увеличить износостойкость породоразрушающих инструментов и уменьшить число простоев из-за отказов оборудования. Однако вложенных ресурсов и усилий оказалось недостаточно, чтобы ответить на вызов рынка. Стало очевидно, что необходим переход на новый уровень качества, эффективности и скорости работ, реализовать который только на уровне «железа» невозможно.

при содействии РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина и «ИСК «ПетроИнжиниринг» разработали программы MarCS Engineer и DiPCEngineer, которые не уступают западным аналогам и помогают бурить самые сложные скважины.

Чтобы усилить контроль за действиями буровой бригады и повысить качество инженерно-телеметрических услуг, была сделана ставка на круглосуточный удаленный мониторинг. В частности, наша компания в прошлом году открыла собственный Центр проектирования и сопровождения бурения (ЦПиСБ), который осуществляет дистанционный контроль за проводкой ствола скважины. А самые продвинутые участники нефтесервисного рынка внедряют интегрированный подход (IPM): в рамках одного проекта предлагают весь комплекс услуг, соответствующих международным стандартам.

Рост рынка

По оценкам экспертов REnergyCO, среднегодовая динамика рынка телеметрии и роторно-управляемых систем (PVC) прогнозируется на уровне 18,3%. Более того, телеметрия помещена аналитиками в первую «тройку» локомотивов нефтесервисного рынка. К 2020 году объемы рынка нефтесервисных услуг ожидаемо достигнут 2,7 трлн рублей, увеличившись на 1,1 трлн рублей к базе 2018 года, и телеметрия здесь будет играть роль ключевого драйвера с прогнозом прироста в 119 млрд рублей (к 2020 г.).

Такой активный рост легко объяснить: на сегодняшний день все наклонно-направленные скважины бурятся с использованием телеметрии. Альтернатив здесь, по сути, нет, поскольку ни опыт буровых инженеров, ни использование гироскопов,

планы нефтесервисных компаний и их заказчиков были связаны с сокращением сроков и стоимости работ. Предполагалось, что использование телеметрии позволит бурить скважины более качественно и быстро. И это действительно так.

К 2020 г. объемы рынка нефтесервисных услуг ожидаемо достигнут 2,7 трлн рублей и телеметрия здесь будет играть роль ключевого драйвера с прогнозом прироста в 119 млрд рублей к 2020 г.

не может обеспечить необходимые данные для создания наклонно-направленной скважины с разворотами ствола и длиной горизонтальных секций более 2000 метров (а таких сегодня большинство). Кроме того, часто новые скважины бурятся на разработанных участках месторождений, где есть угроза столкновения со стволами ранее созданных скважин, в которых идет добыча нефтегазового сырья. Подобный инцидент может обернуться крупным ущербом, так что работать «на глаз» здесь не только опасно, но и экономически невыгодно.

Комплексное управление

Когда первые телеметрические системы только начали выходить на рынок и применяться в тестовом режиме, основные

Например, в нашем активе собственный парк телесистем с электромагнитным и гидравлическим каналами связи. На основе информации, предоставляемой оборудованием, можно строить фактическую и прогнозировать дальнейшую траекторию скважин. От этого во многом зависит скорость проходки и точность попадания в пласт, что, безусловно, влияет на стоимость бурения и расходы на строительство скважины. Более того, открыв свой Центр проектирования и сопровождения бурения (ЦПиСБ), мы получили возможность круглосуточно управлять замерами, то есть производить комплекс расчетов для оценки и своевременной корректировки траектории бурения

На практике это выглядит так: в процессе бурения информация с датчиков, расположенных на буровой, поступает в центр в режиме реального времени и визуализируются на «видеостене».

УДК 621.398

Речь идет о таких важных данных, как фактическая траектория скважины и параметры бурения: вес на крюке, давление, положение блока, нагрузка на долото. Вся информация одновременно отслеживают высококвалифицированные операторы – инженеры, доступ к сведениям предоставляется и заказчику. Фактические данные сравниваются с проектными, и при необходимости траектория скважины корректируется таким образом, чтобы попасть в регламентируемый круг допуска.

Телеметрия создает инновационные возможности для более быстрого и экономически эффективного бурения сложных скважин

Информация об измененной траектории вновь передается от объекта в центр, и цикл повторяется до окончания бурения

Такой подход позволяет повысить качество и безопасность при бурении наклонно-направленных скважин, а также предотвратить простои, связанные с устранением последствий аварии. На основе полученных сведений не только оперативно корректируется траектория ствола скважины, но и решаются технологические вопросы. Накопленная аналитика также используется при проектировании новых скважин.

Услуга, которую раньше предоставляли только иностранные нефтесервисные компании, пользуется повышенным спросом у заказчиков, что вполне объяснимо. Риски при бурении скважин в отдаленных регионах настолько высоки, что предотвращение одного инцидента окупает все затраты на создание мониторингового центра.

Так, например, в 2018 году удалось избежать крупной аварии на объекте в Самарской области: при бурении одной из скважин датчики зафиксировали рост давления и веса бурильной колонны по причине зашламования ствола скважины. Операторы центра зафиксировали отклонение и проинформировали заказчика, который, в свою очередь, принял экстренные меры.

За год при поддержке Центра проектирования и сопровождения

бурения «ИСК «ПетроИнжиниринг» было пробурено более 60 скважин в Ямало-Ненецком, Ханты-Мансийском автономных округах, Пермском крае, Самарской и Оренбургской областях. Из них 20% являются скважинами высокой сложности: горизонтальные скважины и скважины, реконструированные методом резки боковых стволов. Одним из сложных проектов было строительство наклонно-направленной скважины на месторождении, расположенном в Ненецком автономном округе,

ее проектная глубина по стволу составила 4802 м. Работы в интервале 440–4723 м были проведены в период с 11 марта по 29 мая. Бурение велось без НПВ с применением забойной телеметрической системы с электромагнитным каналом связи.

Реальные стоп-факторы

Безусловно, телеметрия позволяет заказчику управлять «дорогими» финансовыми рисками, минимизировать затраты НПВ и бурить скважины максимального уровня сложности. Для создания наклонно-направленных скважин это принципиально важно. Однако сам процесс бурения на практике от этого не становится менее дорогим и в разы более быстрым. Максимальный прирост производительности не превышает 20–30%, а на отдельных участках и вовсе может быть нулевым. Почему так происходит?

Во-первых, без применения телеметрических систем практически невозможно решать задачи, которые перед участниками процесса бурения ставят геологи. Сегодня их, как правило, нет на буровой, всю информацию они анализируют удаленно. Для получения необходимых им данных именно геологи настаивают на использовании каротажа (LWD), который немного замедляет процесс бурения. Раньше

дискретность предоставления информации (частота передачи данных на один метр) была не менее пяти точек. Сейчас этот показатель сократили до трех, но и этого достаточно, чтобы снизить скорость бурения. Снижение механической скорости бурения необходимо для сбора показаний модуля гамма-каротажа, нейтронно-плотностного каротажа и их последующей расшифровки и передачи геологам. Спешка в этом случае может сказаться на качестве информации и привести к неверным выводам.

Во-вторых, на услуги телеметрии, как на процесс ускорения строительства скважин, нужно смотреть в общем контексте. Здесь стоит принимать во внимание сложность самой скважины, ее глубину, качество бурового раствора, квалификацию и опыт работы бурильщика. В таких условиях рассматривать телеметрию как локальный механизм сокращения затрат и сроков бурения наклонно-направленных скважин без учета остальных факторов, серьезно влияющих на весь процесс, было бы некорректно.

Телеметрия создает действительно инновационные возможности для более быстрого и экономически эффективного бурения сложных скважин, однако для реализации этого потенциала необходимо создать соответствующие условия. В частности, применять верхние силовые приводы, надежные высокопроизводительные насосы, высокоскоростное телеметрическое оборудование последнего поколения, новые рецептуры буровых растворов. Также важны автоматизация процесса бурения и электронный контроль за его параметрами, сокращение времени на спуско-подъемные операции, повышение квалификации как бурового, так и инженерно-полевого персонала, наработка правильных алгоритмов взаимодействия всех участников бурения, в которых каждое звено было бы заинтересовано в конечном результате. Без этого все очевидные плюсы телеметрических систем будут сведены к нулевым значениям. ●

KEYWORDS: *drilling of horizontal wells, directional drilling, telemetry, cost reduction in drilling, oil service.*



Российская Энергетическая Неделя 2019

При поддержке



rusenergyweek.com

РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия

2-5 Октября
Москва,
ЦВЗ «Манеж»

Генеральный атомный партнер



Генеральный газовый партнер



Стратегический партнер



Стратегический и Официальный партнер



Официальный партнер



Официальный партнер



Официальный партнер



Партнеры



СИНТЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО vs СПГ

Сравнительный анализ использования в качестве моторного топлива

Карпов Алексей Борисович,
ассистент,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

**Кондратенко
Андрей Дмитриевич,**
инженер,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ОСНОВНЫМ ИСТОЧНИКОМ МОТОРНОГО ТОПЛИВА ЯВЛЯЕТСЯ НЕФТЬ. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ К МОТОРНЫМ ТОПЛИВАМ УВЕЛИЧИВАЕТ ИХ СТОИМОСТЬ, ВСЕ БОЛЕЕ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫМИ СТАНОВЯТСЯ МОТОРНЫЕ ТОПЛИВА ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА, ПОЛУЧАЕМОГО ПО ТЕХНОЛОГИИ «ГАЗ-В-ЖИДКОСТЬ» (GTL), И ПРОИЗВОДСТВА СПГ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ ГАЗОМОТОРНОГО ТОПЛИВА

AT PRESENT, THE MAIN SOURCE OF MOTOR FUEL IS OIL. THE INCREASE OF ENVIRONMENTAL REQUIREMENTS FOR MOTOR FUELS AUGMENTS THEIR COST; MOTOR FUELS FROM NATURAL GAS ARE BECOMING MORE WIDESPREAD. THIS PAPER PRESENTS A COMPARATIVE ANALYSIS OF THE USE OF FUEL PRODUCED BY GAS-TO-LIQUID (GTL) TECHNOLOGY AND THE PRODUCTION OF LNG FOR UTILISATION AS A GAS MOTOR FUEL

Ключевые слова: альтернативные топлива, СПГ, GTL, сравнительный анализ, природный газ.

Последние сто лет нефть является важнейшим источником для производства энергии и широко используется в транспортном, промышленном и бытовом секторе.

В настоящее время около 80 % мирового спроса на транспортное топливо (автомобильное, железнодорожное, воздушное и морское) удовлетворяется за счет производных ископаемого топлива – нефти.

Однако из роли энергетической доминанты нефть последние несколько десятилетий вытесняет природный газ. Во многом это связано с ростом объемов производства СПГ, который глобализирует газовые рынки.

Кроме того, растущее осознание того, что более чистые технологии жизненно важны для будущего планеты, позволяет природному газу становится главным источником топлива.

Из-за сочетания таких факторов, как экологические проблемы, высокие цены на нефть и достижение пика ее добычи, разработка более чистых альтернативных видов топлива и передовых энергетических систем для транспортных средств стала приоритетной задачей для многих правительств и производителей транспортных средств во всем мире.

Основными альтернативами ископаемого топлива являются:

- сжиженные углеводородные газы (СУГ);
- сжиженный и сжатый природный газ (СПГ и КПГ);
- синтетическое топливо, получаемое из природного газа или угля – метанол, диметиловый эфир (ДМЭ), синтетические жидкие углеводороды (СЖУ);
- этанол;
- водород.

Озабоченность по поводу воздействия ископаемого топлива на окружающую среду является движущей силой поиска подходящих альтернатив.

Использование углеводородного газа широко распространено. При его применении, по некоторым оценкам, выбросы выхлопных парниковых газов примерно на 15 % ниже, чем от бензиновых транспортных средств. Для повышения октанового числа не требуются присадки или другие добавки. Сопоставление уровней вредных газов, выделяемых

ФАКТЫ

80 %

мирового спроса на транспортное топливо удовлетворяется за счет производных нефти

транспортными средствами, работающими на СУГ и бензине, является неубедительным, при этом результаты испытаний указывают как на более высокие, так и на более низкие уровни эмиссии транспортных средств.

Применение КПГ из-за высокого октанового числа метана является отличным вариантом для двигателей с искровым зажиганием. Использование КПГ существенно снижает выбросы твердых частиц, при этом транспорт на КПГ быстро распространяется в секторе городских автобусных парков. Основной проблемой КПГ является его хранение – из-за своей низкой температуры кипения, природный газ необходимо хранить при высоком давлении. Для этого используются металлические или металлокомпозитные баллоны, которые уменьшают полезную нагрузку и пространство в небольших транспортных средствах.

Альтернативный способ хранения природного газа – это сжижение. В жидком состоянии природный газ в три раза плотнее сжатого КПГ. В отличие от КПГ, который хранится при высоком давлении (200–250 атм), а затем редуцируется до более низкого давления, которое может принимать двигатель, СПГ хранится при низком давлении (3–12 атм) и просто испаряется в теплообменнике перед топливным дозатором двигателя. Из этого следует, что пробег автотранспортного средства на СПГ без дозаправки в три раза больше чем на КПГ.

Этанол в настоящее время является наиболее широко используемым в мире

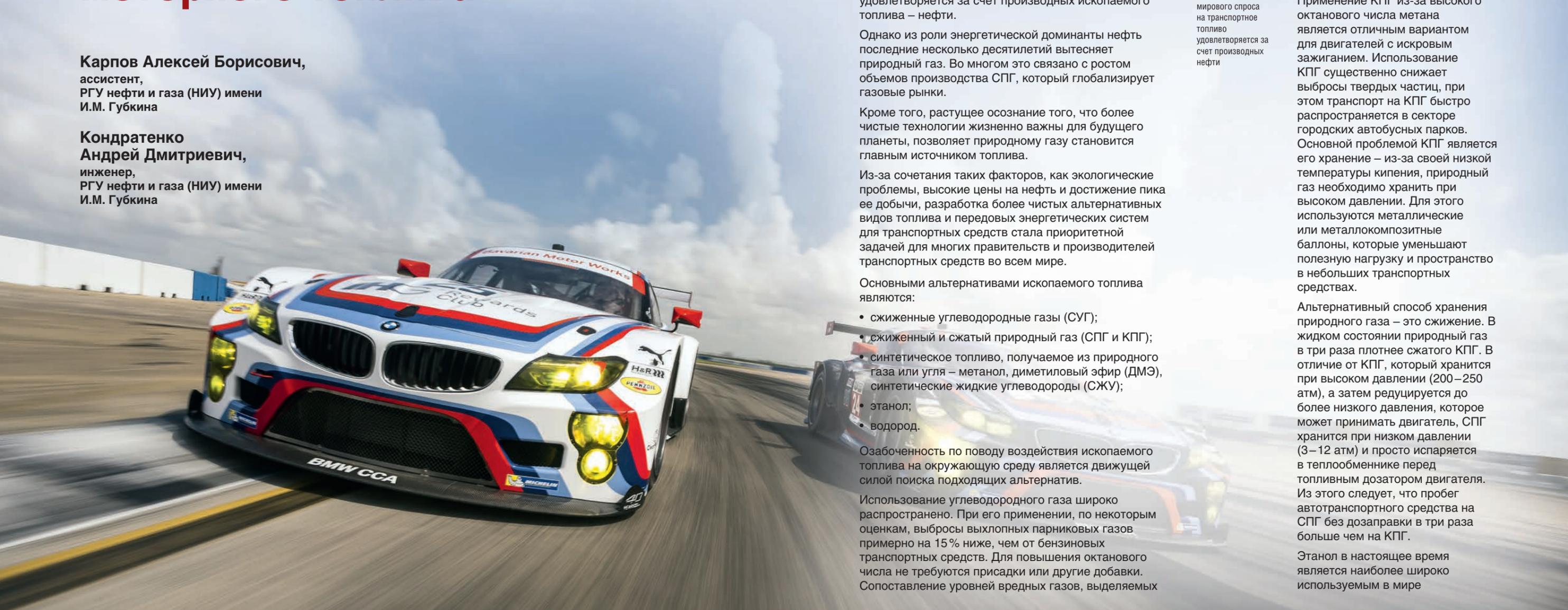
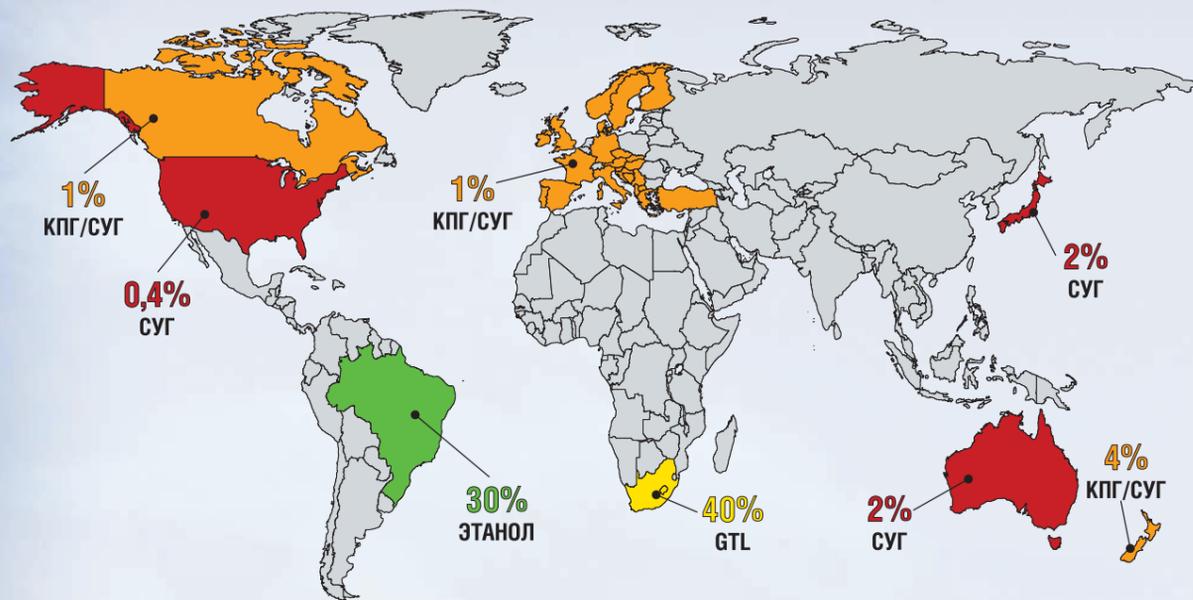


РИС. 1. Основные страны-потребители альтернативных видов топлива



альтернативным биотопливом. В основном его получают из культур, содержащих сахар (например, сахарный тростник или сахарная свекла), или путем предварительной обработки крахмальных культур (например, кукурузы или пшеницы). Положительным экологическим аспектом является то, что, в отличие от нефти, газа или угля, этанол является возобновляемым ресурсом. Однако есть и недостатки: растворимость в воде делает его более трудноотделяемым, для его производства требуются большие площади земли, одновременно со снижением выбросов CO увеличивается выброс альдегидов. В настоящее время производство этанола в 2–3 раза дороже, чем производство бензина, что делает этот вид топлива абсолютно нерентабельным.

Водородный автомобиль – это автомобиль, который использует водород в качестве основного источника энергии для передвижения. Эти автомобили обычно используют водород одним из двух способов: сжигание или преобразование в топливных элементах. В первом варианте водород сгорает в двигателях так же, как и традиционный бензин или метан. В случае преобразования в топливном элементе водород превращается в электричество, которое приводит в действие электродвигатель. При любом способе единственным побочным продуктом из отработанного водорода является вода, однако при сгорании с воздухом могут образовываться оксиды азота. В настоящее время водород используется в качестве топлива только в космических ракетах. Однако некоторые производители автомобилей разрабатывают водородные двигатели, при этом основной технической трудностью является хранение водорода и безопасность – водород очень легко воспламеняется в широком диапазоне соотношений воздух: топливо.

Еще одна группа альтернативных топлив – это синтетические топлива, производные природного

ФАКТЫ

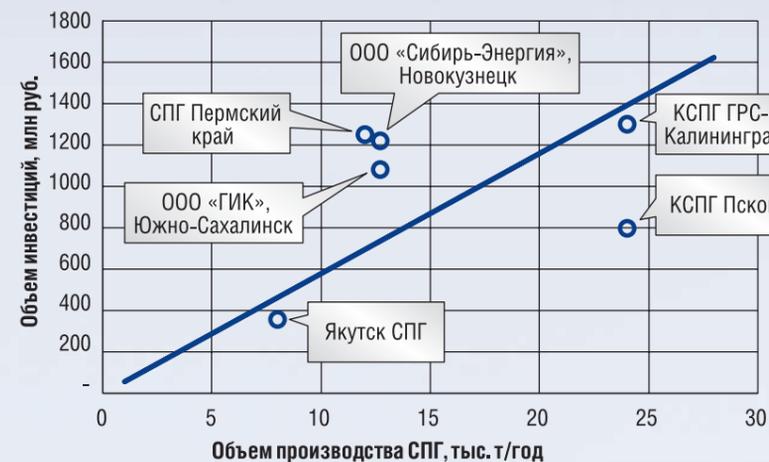
На **15%**

снижаются выбросы в атмосферу углекислого газа при использовании в качестве топлива углеводородного газа

газа или угля. К ним относятся метанол, ДМЭ, СЖУ. В настоящее время чистый метанол используется в специально разработанных двигателях для гоночных автомобилей, так как его высокое октановое число позволяет использовать очень высокое сжатие, что дает значительно большую мощность, чем бензиновый аналог. Хотя выбросы CO, углеводородов и оксидов азота ниже, выхлопные газы автомобилей на метаноле содержат больше формальдегида, который является канцерогеном. Метанол может также приводить к большему количеству несгоревших топливных выбросов метанола и метана. К тому же он чрезвычайно токсичен и поэтому опасен в обращении. Негативной особенностью также является повышенная коррозия, которая требует модификации топливной системы обычного транспортного средства.

Диметиловый эфир является перспективным топливом в дизельных двигателях и газовых турбинах из-за его высокого цетанового числа. Простота этого соединения с короткой углеродной цепью приводит при сгорании к очень низким выбросам твердых частиц, NOx, CO. По этим причинам, а также из-за отсутствия серы, ДМЭ отвечает самым строгим экологическим требованиям.

РИС. 2. Объем инвестиций в малотоннажные СПГ-установки (в ценах 2018 г.)



Другой класс синтетических топлив, которому в последнее время уделяется значительное внимание, это топливо, производимое по технологии «газ-в-жидкость» (GTL). Дизельное топливо GTL производится из природного газа с использованием процесса Фишера–Тропша.

GTL-дизель состоит исключительно из парафинов, практически без содержания ароматических углеводородов или олефинов. Кроме того, дизельное топливо GTL почти не содержит серы и азота. Цетановое число дизельного топлива GTL значительно выше, чем у нефтяного дизельного топлива – обычно в диапазоне от 70 до 75. Дизельное топливо GTL характеризуется плохой смазывающей способностью и для коммерческого использования необходимы смазывающие присадки. Кроме того, такое топливо обладает плохими низкотемпературными характеристиками, что ограничивает его потенциальное использование в условиях холодного климата. В то же время GTL-дизель с комплектом присадок полностью совместим с существующими дизельными двигателями и может использоваться как взамен обычного дизельного топлива, так и в смеси с ним.

Дизельное топливо GTL приводит к снижению выбросов углеводородов, окиси углерода, оксида азота и твердых частиц по сравнению с обычным дизельным топливом. При этом GTL-дизель не имеет преимуществ с точки зрения выбросов CO₂.

Альтернативные моторные топлива в настоящее время широкое распространение получили лишь в отдельных странах (рисунок 1).

Остальные виды альтернативных топлив (аммиак, биодизель, муравьиная кислота и др.) рассматриваться не будут ввиду недостаточной технологической зрелости и невозможности коммерческого использования.

Из рассмотренных выше вариантов можно выделить два наиболее перспективных и доступных как с технологической, так и с экономической точек зрения их применения: это СПГ-моторные топлива и GTL-дизель.

ФАКТЫ

В **3** раза
сжиженный газ плотнее сжатого КПГ

Применение моторных топлив на основе газа актуально для малодобитных месторождений природного газа, а также для вовлечения в переработку попутного нефтяного газа.

Монетизация газа с помощью СПГ ограничена его химическим составом и имеет узкое коммерческое применение в регазифицированном состоянии, что отличает его от синтетических углеводородов.

Производство СПГ является ключевым звеном в построении инфраструктуры производства, хранения, распределения и потребления сжиженного природного газа [1].

В современных установках сжижения природного газа применяются технологические схемы, основанные на следующих основных циклах:

- холодильные циклы с дросселированием
- детандерные холодильные циклы
- каскадные холодильные циклы с чистыми хладагентами
- однопоточные каскадные циклы с хладагентом, представляющим собой многокомпонентную смесь

Часто в схемах сжижения используются различные комбинации, включающие элементы перечисленных выше циклов.

В настоящее время наиболее эффективны малотоннажные технологии СПГ, реализуемые в компактном модульном исполнении, размещаемом на открытой площадке, не требующие значительных строительно-монтажных работ, что ведет к снижению инвестиций.

Точные данные по расходам на СПГ-производства выявить достаточно сложно, так как они могут значительно различаться в зависимости от места нахождения, объемов производства СПГ и логистических особенностей. Данные по объемам инвестиций в некоторые российские малотоннажные СПГ-установки приведены на рисунке 2.

Ожижение природного газа, проводится для его транспортировки, а в месте потребления СПГ

ТАБЛИЦА 1. Крио-АЗС в России

СПГ заправочная станция	Расположение	Количество заправочных постов	Стадия	Год ввода
КСПГ ГРС-1 Калининград	п. Большое Исаково, Калининградская обл.	1	Введена	2018
Московский ГПЗ	пос. Развилка Московской обл.	1	Введена	2019
Проект крио АЗС	с. Тюбук, Челябинская обл.	4	СМР	2020
Проект МтАЗС	с. Кондратьево, Ленинградская обл.	2	СМР	н/д
Проект крио АЗС	д. Бухарино, Челябинская обл.	4	Проектная	н/д
Проект крио АЗС	Окуловский район, Новгородская обл.	2	Проектная	н/д
Проект на КСПГ	г. Петергоф, Ленинградская обл.	1	Проектная	н/д
Проект крио АЗС	Солнечногорский район, Московской обл.	н/д	Предпроектная	н/д

регазифицируется, причем в настоящее время основное количество природного газа используется для генерации энергии. При использовании СПГ в качестве моторного топлива регазификация происходит в топливной системе автомобиля.

На сегодняшний день в мировой практике СПГ активно применяется, в частности для бункеровки морских судов, а также в качестве моторного топлива на магистральном автомобильном транспорте. Безусловным мировым лидером по использованию СПГ на транспорте является Китай, в котором насчитывается около 6 млн единиц транспорта на газомоторном топливе и свыше 3 тыс. газовых СПГ-заправочных станций, что делает эту страну крупнейшим газомоторным рынком в мире (для сравнения: в Европе – 212 [2], в России – 2). Потребление природного газа в транспортном секторе Поднебесной в 2018 г. составило около 36 млрд куб. м, а по прогнозам это значение увеличится до 55 млрд куб. м к 2020 году [3].

Основной объем потребления приходится на тяжелые магистральные тягачи, работающие на СПГ, численность которых в Китае уже превысила 240 тыс. ед. [4].

В России же сеть криоАЗС фактически отсутствует. Сейчас СПГ возможно заправиться лишь на двух станциях (таблица 1).

Современные грузовые автомобили заводского производства на СПГ имеют такую же мощность и крутящий момент, как и дизельные.

В процессе эксплуатации грузовых автомобилей экологических классов Euro-V и Euro-VI с двигателями мощностью 330 и 400 л.с. установлено, что средний расход СПГ составляет 25,9 кг/100 км. У газовых автомобилей расход топлива примерно на 15% ниже, чем у дизельных. На расход топлива среди прочего влияют тип и масса груза, профиль маршрута, заправочная инфраструктура, рельеф и климат.

Важным показателем для грузовых автомобилей является дальность пробега на одной заправке

ФАКТЫ

200-250 атм

давление, при котором хранится КСПГ

топливом. В настоящее время запас СПГ на борту обеспечивает вполне приемлемую автономию:

- KAMAZ – 1600 км;
- Ural – 1000 км;
- Scania – 1000 км;
- Iveco – 1500 км;
- Volvo – 1000 км.

Немаловажным вопросом является хранение СПГ на борту автомобиля.

Природный газ должен подаваться в двигатель при соответствующей температуре, давлении и расходе. В простейшем варианте исполнения для преодоления гидравлических потерь в теплообменниках и трубопроводах и подачи достаточного количества топлива в двигатель система подачи использует давление в баке.

Для улучшения расходных характеристик, особенно в случае эксплуатации высокоэффективных двигателей с искровым зажиганием, используется так называемый «теплый» СПГ. Другие, более сложные топливные системы способны использовать «холодный» СПГ.

«Холодный» СПГ применяется при температуре менее -142 °С и 3–6 атм., а «теплый» – при температуре от -125 до -135 °С и 6–12 атм. «Холодный» СПГ имеет более высокую плотность, чем «теплый», в результате больше топлива с более длительным временем бездренажного хранения может находиться на

РИС. 3. Влияние типа заправки СПГ на дальность движения транспортного средства и время бездренажного хранения (по данным [5])



борту автомобиля. Однако такое ненасыщенное топливо имеет низкое давление, и для его повышения перед подачей в двигатель, требуется вспомогательное оборудование.

Заправка автомобиля «холодным» СПГ по сравнению с «теплым» увеличивает пробег на 12% и время бездренажного хранения от 5 до 10 суток (рисунком 3).

Выбор типа заправочных станций СПГ зависит от трафика и типа заправляемых машин. Например, на территории Европы используются как станции с холодной заправкой, так и станции с теплой заправкой, а в частности в Германии распространены станции с теплым типом заправки.

Опыт эксплуатации транспортных средств на СПГ показывает сокращение расхода моторного масла. Газ, в отличие от дизельного топлива не смывает со стенок цилиндра масло, и оно служит дольше. На практике отмечается увеличение срока его годности примерно на 30% [6].

Таким образом, как уже было отмечено, единственным серьезным препятствием для активного распространения применения СПГ – это малое количество заправок.

Химический способ монетизации природного газа для применения в качестве моторного топлива заключается в его превращении в жидкие углеводороды в процессе Фишера–Тропша. В данном процессе производится широкий спектр продукции: топлива, базовые масла, СУГ, нефтя и твердые парафины. Такая продуктовая линейка открывает большее количество рынков для реализации, однако требует значительных капитальных затрат.

Технология получения синтетического жидкого топлива существует с 20-х годов прошлого века. В 1923 году немецкие ученые Франц Фишер и Ханс Тропш разработали процесс образования длинноцепочечных углеводородов путем взаимодействия монооксида углерода и водорода на катализаторе.

ФАКТЫ

3-12 атм

давление, при котором хранится СПГ

Развитие данного процесса было поддержано правительством Германии после Первой мировой войны для обеспечения энергетической независимости. В дальнейшем данная технология позволила Германии уже во время Второй мировой войны обеспечивать военную технику горючим, тем самым ослабляя эффективность блокады нацистской Германии.

Синтез-газ для этого процесса производился путем газификации богатых угольных ресурсов страны. В Германии работало 9 установок, которые производили около 0,6 млн. т/год СЖУ.

После Второй мировой войны международные конвенции обязали демонтировать данные производства. Оборудование установок было распилено на металлолом, либо вывезено из страны в Великобританию и СССР.

В дальнейшем развитие технологии GTL сдерживалось низкими ценами на нефть. Суммарное производство СЖУ в мире к 2010 году составило менее 100 тыс. барр./сут, что сопоставимо с одним НПЗ средних размеров.

Однако увеличение срока службы катализаторов, используемых для получения жидких углеводородов из природного газа, повышение эффективности процесса Фишера–Тропша, отделение рынков природного газа от цен на нефть и последующее падение цен на природной газ, а также мировые тенденции перехода на топливо с низким уровнем воздействия на окружающую среду дали развитие индустрии получения СЖУ.

Мировые мощности по производству СЖУ представлены в таблице 2.

Наиболее крупным из существующих заводов является Pearl GTL в Катаре, суммарной производительностью в 140 тыс. барр./сут. Изначально стоимость завода оценивалась в 5 млрд долларов США, однако финальные затраты оказались выше более чем в три раза и составили 19 млрд долларов США.

ТАБЛИЦА 2. Крупные заводы по получению СЖУ

Название завода	Страна расположения	Лицензиар	Год ввода в эксплуатацию	Мощность по СЖУ, барр./сут
Mossel Bay GTL	ЮАР	PetroSA	1992	30,000
Bintulu GTL	Малайзия	Shell	1993	14,700
Mossel Bay GTL Expansion	ЮАР	PetroSA	2005	15,000
ORYX GTL Phase 1	Катар	Sasol	2006	32,400
Pearl GTL Phase 1	Катар	Shell	2011	70,000
Pearl GTL Phase 2	Катар	Shell	2011	70,000
GTL-завод в пос. Овадандепе	Туркменистан	Haldor Topsoe	2019	15,000
Итого				247,100

ТАБЛИЦА 3. Сравнение показателей качества

Показатели	Евро-5	Синт. ДТ
Цетановое число	>51	>70
Содержание серы, мг/кг	<10	отс.
Плотность при 15 °С	0,82-0,84	0,77
Полиароматические углеводороды, % об.	<11	<0,1
Предельная температура фильтруемости, °С	-20..-38	-27
Темп. кипения 95% об., °С	<360	340
Смазывающая способность, мкм	<460	457

Производство СЖУ на заводе идет по технологии средних дистиллятов компании Shell (Shell Middle Distillate Synthesis (SMDS)). Основными продуктами при этом являются керосин и дизельное топливо, кроме того производятся этан, СУГ, нефть, парафины и базовые масла.

Процесс получения синтез-газа происходит за счет парциального окисления очищенного природного газа кислородом. Полученный синтез-газ после охлаждения отправляется в трубчатые реакторы синтеза СЖУ. Всего на заводе имеется 24 реактора, каждый из них содержит десятки тысяч

трубок, содержащих кобальтовый катализатор. На третьем этапе происходит фракционирование и гидрокрекинг тяжелых парафинов для увеличения выхода и качества полученной дизельной фракции.

Производимые из природного газа продукты не содержат ароматических соединений, сернистых соединений и металлов. Это обуславливает значительно меньшее количество вредных канцерогенных соединений, образующихся при сгорании топлива в двигателе автомобиля, чем при использовании топлива, полученного путем переработки нефти.

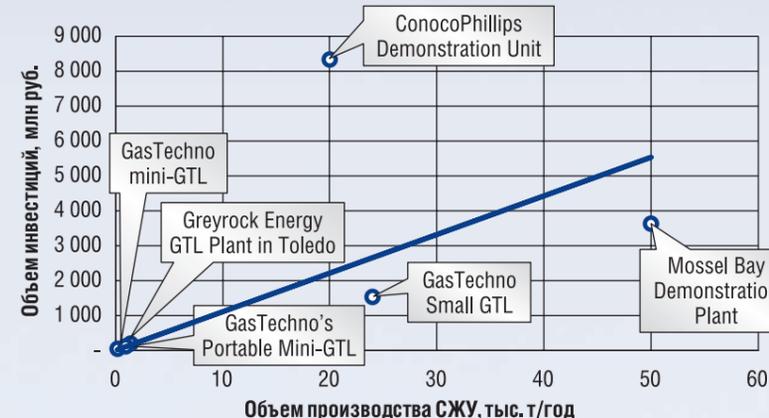
Ежедневно такой завод производит 50 тыс. баррелей дизельного топлива, а также 30 тыс. баррелей высококачественных базовых моторных масел III группы.

Сравнение показателей качества синтетического дизельного топлива с требованиями ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) для дизельных топлив пятого класса представлены в таблице 3.

ТАБЛИЦА 4. Примеры малотоннажных GTL-заводов [7-10]

Название завода	Страна расположения	Год ввода в эксплуатацию	Мощность по СЖУ, т/год
ConocoPhillips Demonstration Unit	США	2003	20 000
Mossel Bay Demonstration Plant	ЮАР	2011	50 000
Greyrock Energy GTL Plant in Toledo	США	2011	1 400
GasTechno's Portable Mini- GTL	США	2013	190
GasTechno mini-GTL	проект		950
GasTechno Small GTL	проект		24 000

РИС. 4. Объем инвестиций в малотоннажные GTL-установки (в ценах 2018 г.)



Следующий крупный завод по производству жидких углеводородов был пущен только в июле 2019 году в пос. Овадандепе в Туркменистане. В отличие от завода, построенного в Катаре, основной продукцией данного предприятия является автобензин, производство которого составляет 600 тыс. т/год (мощность по дизельному топливу – 12 тыс. т/год). Суммарный выход жидких углеводородов составляет около 15 тыс. барр./сут, а капитальные затраты на строительство завода составили 1,7 млрд долларов США, что соотносится с удельными капитальными затратами на завод в Катаре.

Однако такие установки требуют большого количества природного газа и не подходят для монетизации небольших месторождений. Для данной цели в настоящее время получили распространение малотоннажные установки по получению синтетических углеводородов, некоторые из них представлены в таблице 4.

Малотоннажные GTL-установки обладают более высокими удельными капитальными затратами, однако их применение может быть выгодно

ФАКТЫ

2-3 раза
производство этанола дороже, чем производство бензина

при наличии дешевого сырья. Данные по инвестициям в ценах, приведенных к 2018 году, представлены на рисунке 4.

Целесообразность строительства GTL-завода, ввиду высоких капитальных вложений, имеется только при низкой стоимости природного газа, поэтому мировые нефтегазовые компании в настоящее время предпочитают инвестиции в традиционные способы получения жидких топлив.

Так, например, планируемая стоимость Амурского НПЗ, строительство которого было отложено в 2019 году на неопределенный срок из-за отсутствия сырья [11], составляла около 120 млрд руб., что немного меньше, чем 2 млрд долларов США. Данные вложения соизмеримы с затратами на GTL-завод в Туркменистане.

При этом планируемая мощность НПЗ по сырью составляет 6 млн т в год. Таким образом, при одинаковых капитальных затратах на строительство НПЗ и GTL-завода, мощность первого будет в несколько раз больше, что обеспечит более низкую себестоимость продукции и более быструю окупаемость.

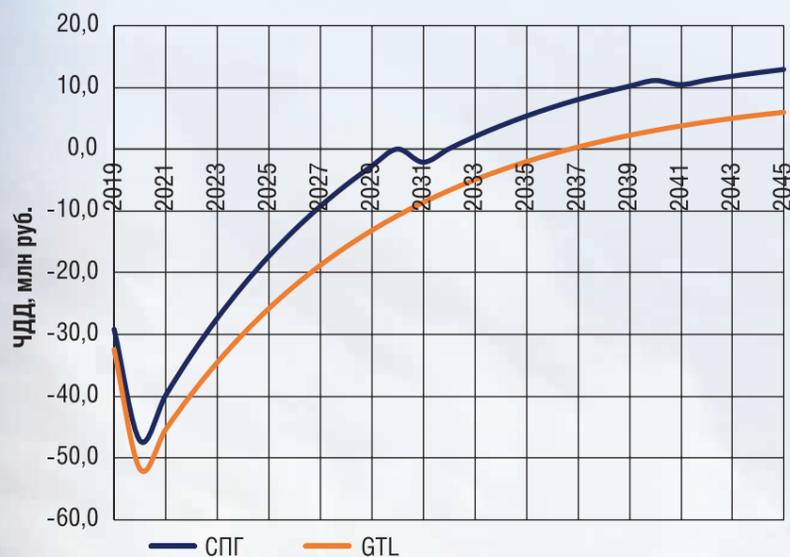


РИС. 5. Схемы монетизации природного газа

ТАБЛИЦА 5. Сравнение показателей качества

Объект	Характеристика	Объем инвестиций, млн руб.
Установка получения СПГ	32,5 кг/ч	15
СПГ – заправочная станция	1 шт.	11
Переоборудование тягачей	20 шт.	13
Полуприцеп-цистерна для транспортировки СПГ	1 шт.	5
ИТОГО		44

РИС. 6. Сравнение динамики ЧДД



Таким образом, в качестве вариантов монетизации запасов природного газа для применения в качестве моторных топлив в настоящее время можно выделить два основных варианта: физический способ переработки – получение сжиженного природного газа (СПГ) и химический – получение синтетических жидких углеводородов (СЖУ) по методу Фишера – Тропша (рисунок 5).

И тот и другой вариант имеют несомненные преимущества, но и не лишены недостатков. Для СПГ – это необходимость переоборудования автомобилей и неразвитость сбытовой инфраструктуры, для GTL – это очень большие инвестиции в производство.

Для сравнения рассмотрим эти два варианта на примере небольшой компании, имеющей месторождение природного газа с себестоимостью добычи 2 тыс. руб./тыс. м³ и собственный парк из 20 авто тягачей, которые имеют плечо пробега 1000 км, обусловленное минимальным запасом хода современных автомобилей на СПГ.

ФАКТЫ

Цетановое число

дизельного топлива GTL значительно выше, чем у нефтяного дизельного топлива – в диапазоне от 70 до 75

В случае выбора компанией инвестиционного проекта по переводу транспорта на СПГ потребуются следующие затраты (таблица 5).

Для дальнейших расчетов было принято, что ежегодный пробег каждого тягача составит 50 тыс. км. На основании этих исходных данных была рассчитана мощность установки в год и определены капитальные затраты исходя из рисунка 2. Кроме того, для перехода на газомоторное топливо помимо переоборудования техники необходимо обеспечить заправку транспорта горючим. Поскольку в настоящее время в России инфраструктура криоАЗС не развита, компании придется вкладывать дополнительные инвестиции в строительство заправочной станции, в т.ч. и на полуприцеп-цистерну для транспортировки СПГ с завода на АЗС. Срок службы тягачей автомобилей парка для расчетов был принят 10 лет (по истечении этого срока учитывались дополнительные траты на переоборудование тягачей).

Для варианта реализации GTL-проекта при таких же условиях потребуются только инвестиции в установку получения синтетических топлив мощностью 425 т СЖУ/год объемом около 48 млн руб.

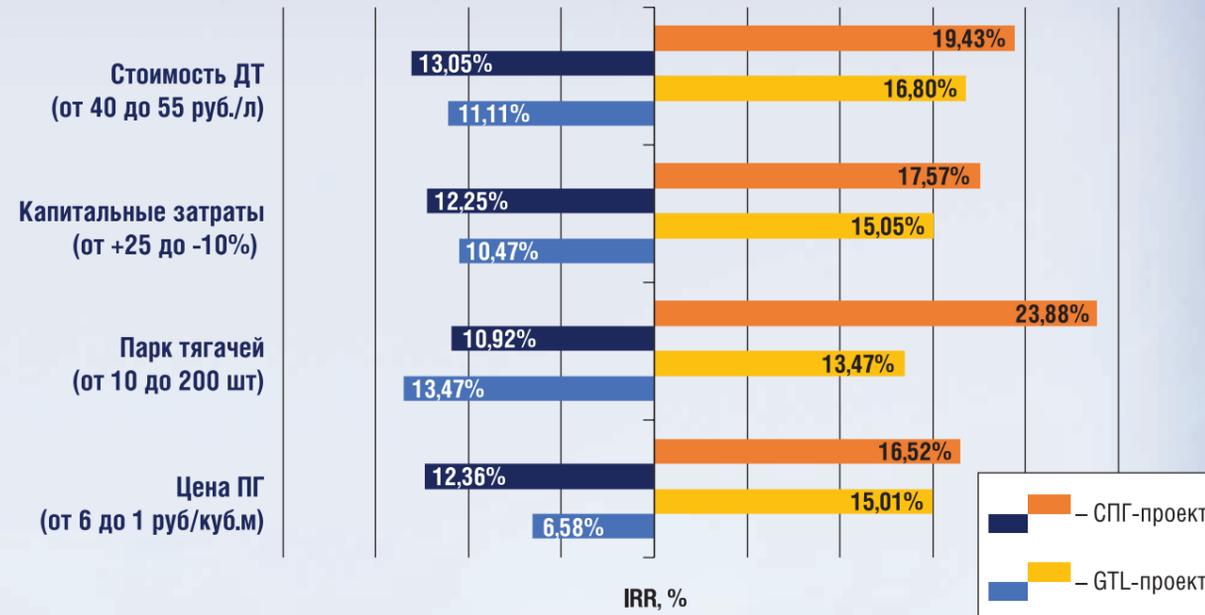
Сравнение динамики чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при реализации данных инвестиционных проектов представлено на рисунке 6.

За 25 лет эксплуатации установок оба варианта имеют положительный ЧДД. Однако в случае реализации СПГ-проекта чистый дисконтированный доход более чем в два раза выше, а дисконтированный период окупаемости на 5 лет меньше.

На рисунке 7 приведен анализ чувствительности внутренней нормы доходности (IRR) в зависимости от изменения различных параметров.

Как видно из данных диаграмм, более устойчивым проектом к изменению внешних факторов является вариант с использованием СПГ в качестве газомоторного топлива. Исключение составляет лишь фактор парка тягачей (потребление

РИС. 7. Анализ чувствительности инвестиционных проектов



топлива), который мало чувствителен к изменению, в т.ч. к увеличению окупаемости при увеличении производительности.

Таким образом, среди альтернативных моторных топлив GTL-дизеля и СПГ наиболее перспективным выглядит вариант, в котором в качестве моторного топлива будет использоваться сжиженный природный газ. Полученные в ходе исследования результаты показывают, что при наличии источника недорогого природного газа оба варианта могут быть использованы. При этом, несмотря на затраты на создание собственной инфраструктуры по заправке грузовиков сжиженным природным газом, вариант с установкой СПГ не только не уступает синтетическому дизельному топливу, но и позволяет сэкономить значительное количество средств.



Литература

1. Технология получения малотоннажного СПГ с двумя контурами охлаждения // Деловой журнал Neftegaz.ru № 2, 2018. – С. 50–54.
2. NGVA Europe Stations map [электронный ресурс] URL: <https://www.ngva.eu/stations-map/> (дата обращения 05.08.2019).
3. China Energy Statistical Yearbook 2015.
4. Hao H., Liu Z., Zhao F. Natural gas as vehicle fuel in China: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, No. 62, P. 521–533.
5. A review of liquefied natural gas refueling station designs / Sharafian A. and etc. // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 69. – 2017. – 503–513.
6. СПГ на автотранспорте Европы [электронный ресурс] URL: http://gazpromin.ru/LNG4Trucks_in_Europe.pdf (дата обращения 05.08.2019)
7. GasTechno's Portable Mini- GTL plant a roaring success [электронный ресурс] URL: <http://www.globalchemicalprice.com/blog/gastechno-s-portable-mini-gtl-plant-a-roaring-success> (дата обращения 05.08.2019).
8. А.М. Кузнецов, В.И. Савельев, Н.В. Бахтизина Индустрия GTL: состояние и перспективы // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2012. № 2 (27). С. 44–49.
9. Elvirosa Brancaccio GTL: Small Scale and Modular Technologies for Gas to Liquid Industry [электронный ресурс] URL: <http://www.oil-gasportal.com/gtl-small-scale-and-modular-technologies-for-gas-to-liquid-industry/> (дата обращения 05.08.2019).
10. Gas Technologies LLC Product Data Sheet [электронный ресурс] URL: <https://gastechno.com/pdf/GasTechno-Mini-GTL-Data-Sheet.pdf> (дата обращения 05.08.2019).
11. РосБизнесКонсалтинг [электронный ресурс] Строительство Амурского НПЗ отложили из-за отсутствия сырья URL: <https://www.rbc.ru/business/07/02/2019/5c5ad4c59a794749e2d0e683> (дата обращения 05.08.2019).

KEYWORDS: alternative fuels, LNG, GTL, comparative analysis, natural gas.

БИОГАЗ НА СПГ

Мещерин Игорь Викторович,
президент Национальной палаты
инженеров,
доцент,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
к.т.н.

Разоренова Елизавета Павловна,
магистр кафедры Газохимии
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ПРОИЗВОДСТВО СПГ – ОДНО ИЗ НАИБОЛЕЕ АКТИВНО РАЗВИВАЮЩИХСЯ НАПРАВЛЕНИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ. ПОМИМО ЭКОЛОГИЧНОСТИ, К ДОСТОИНСТВАМ СПГ ОТНОСИТСЯ ЕГО БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИИ ПО СРАВНЕНИЮ СО СЖАТЫМ ГАЗОМ. АВТОРЫ СТАТЬИ ПРОИЗВЕЛИ РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТА ДЛЯ ДВУХ ВАРИАНТОВ РЕАЛИЗАЦИИ: МЕСТНОГО РЫНКА И ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК

LNG PRODUCTION IS ONE OF THE MOST ACTIVELY DEVELOPING AREAS IN THE ENERGY SECTOR. THE ADVANTAGES OF LNG, IN ADDITION TO ENVIRONMENTAL FRIENDLINESS, INCLUDE ITS SAFETY DURING TRANSPORTATION AND STORAGE COMPARED TO COMPRESSED GAS. THE AUTHORS OF THE ARTICLE CALCULATED THE TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS OF THE PROJECT FOR TWO IMPLEMENTATION OPTIONS: THE LOCAL MARKET AND EXPORT SUPPLIES

Ключевые слова: биогаз, сжиженный природный газ, экспорт газа, транспортировка и хранение газа, малотоннажные СПГ-заводы.

Малотоннажные предприятия, производительностью до 100 тыс. т/год, с каждым годом играют все более значимую роль в структуре газовой промышленности. Это связано с растущей потребностью транспорта в СПГ, как моторном топливе, а также с тем, что капитальные вложения, сроки строительства и окупаемости у малотоннажного завода при правильной конфигурации проекта существенно меньше, чем у крупнотоннажного производства.

Развитию рынка малотоннажного СПГ способствует ужесточение экологического регулирования на морском транспорте. Сейчас содержание серы в судовом топливе в Балтийском и Северном морях не должно превышать 0,1%. Подобные ужесточения ждут и другие акватории мира. Это заставит морских перевозчиков искать замену мазуту, одной из альтернатив которому является сжиженный газ.

Россия, которая построила первую малотоннажную установку в 1992 году, сегодня отстает от мировых лидеров малотоннажного СПГ. В настоящее время реализовано около двадцати проектов, тогда как в Китае эксплуатируются уже порядка 500 мини-заводов, работает около 200 тысяч автомобилей на СПГ, построено 20 бункеровочных понтонов для заправки судов и около 2 тысяч других инфраструктурных объектов. К 2025 году планируется удвоить эти показатели [1]. Малотоннажные заводы зачастую используют криогенное оборудование, спроектированное российскими производителями и пользующееся спросом за рубежом. По данным российской компании «Криогенмаш», значительная часть заводов по сжижению газа в Китае работает именно на российском оборудовании.

Считается, что на российском рынке строительство мини-заводов по сжижению природного газа позволит решить сразу три задачи: провести газификацию удаленных районов, в которые прокладка трубопроводов затруднена по экономическим или политическим причинам; использовать ресурсы небольших газовых месторождений; перевести часть транспорта на газ, что будет способствовать расширению внутреннего рынка природного газа. Кроме того, малотоннажное производство СПГ используется при создании проектов плавучих заводов и может внести свой вклад в рациональное использование нетрадиционных энергоресурсов: попутного

ФАКТЫ

0,1 %

максимально разрешенное содержание серы в судовом топливе в Балтийском и Северном морях

нефтяного газа, метана угольных пластов, сланцевого газа, а также такого возобновляемого ресурса как биогаз.

Использование биогаза

Биогаз – горючая газовая смесь, которая образуется при метаногенезе, микробиологическом анаэробном процессе метанового брожения. Налаживание данного процесса позволит сократить выбросы метана в атмосферу, тем самым снизив парниковый эффект. Кроме биогаза в ходе процесса образуется еще один ценный продукт – органические удобрения, которые в отличие от синтетических аналогов не загрязняют окружающую среду и грунтовые воды.

Сырьем для производства биогаза могут служить любые органические вещества: отходы животноводства, растениеводства, пищевой промышленности, сточные воды, органическая часть бытовых отходов. От используемого сырья будет зависеть состав биогаза, в среднем он может содержать 65% CH₄, 30% CO₂, 1% H₂S, а также небольшие количества азота, аммиака и кислорода.

Экономическое развитие любой страны связано с увеличением потребления энергоресурсов, но в последние годы вместе с ростом цен на ископаемые энергоресурсы произошло ужесточение экологической политики, кроме того, традиционные источники энергии являются не возобновляемыми, поэтому существует необходимость в их экономии. Решением этих проблем является использование возобновляемых источников энергии, одним из которых и является биогаз.

Одной из причин развития производства биогаза в Европе стало принятие Директивы ЕС «20/20/20». Данная программа направлена на снижение выбросов углекислого газа на 20%, внедрение 20% производства энергии из возобновляемых источников и достижение 20% эффективности до 2020 года. Лидером по производству биогаза в Европе является Германия, в которой эксплуатируется около 8000 биогазовых установок. Это было достигнуто путем принятия фиксированных тарифов на электроэнергию и газ, в том числе биогаз, очищенный до биометана, который пригоден для впрыска в сеть, а также упрощением процедуры подключения к газовым сетям. Минусом данных мер стимулирования является увеличение капитальных затрат.

В России существует огромная проблема утилизации отходов, в том числе отходов агропромышленного комплекса, количество которых достигает 600 млн т/год. При этом большая часть этих отходов не утилизируется, а лишь вывозится и складывается, что влечет за собой множество экологических проблем: окисление почв и отчуждение сельскохозяйственных земель. В связи с этим существует большой потенциал для производства биогаза. По данным Российского энергетического агентства (РЭА), используя существующий потенциал отходов сельского хозяйства страны, можно вырабатывать 60–70 млрд м³ биогаза. Этого объема достаточно, чтобы удовлетворить потребности в биогазе как внутри страны, так и в странах Западной Европы. Развитию производства биогаза способствуют и другие факторы, такие как рост цен на газ и штрафов за загрязнение окружающей среды, удаленность многих пунктов от газораспределительных сетей и сложность подключения к ним. Помимо того, что многие хозяйства начинают использовать производство биогаза для собственных нужд, уже реализованы и крупные объекты по производству биогаза в России, самым ярким примером является переработка органических отходов на Курьяновской и Люберецкой станциях аэрации [2].

Несмотря на это производство биогаза развивается слабо, в основном, это связано с конкуренцией со стороны традиционных энергоносителей, консервативностью владельцев объектов, на базе которых можно было бы осуществить производство биогаза, а также с отсутствием государственной поддержки и нормативно-правовой базы. Отсутствие законодательного регулирования проявляется в том, что производство биогаза может квалифицироваться только как добыча полезных ископаемых, для чего требуется лицензирование. Существует ряд законопроектов, которые направлены на поддержку российского агропромышленного комплекса и производства на его базе биогаза, но в нормативно-правовой базе отсутствует само понятие биогаза, отсутствуют документы, которые регламентировали бы строительство, эксплуатацию биогазовых установок, а также требования к качеству биометана и его транспортировке.

ФАКТЫ

500

мини-заводов СПГ, около 200 тысяч автомобилей на СПГ, 20 бункеровочных понтонов для заправки судов СПГ и около 2 тысяч других инфраструктурных объектов эксплуатируются в Китае

20/20/20

директива ЕС, направленная на снижение выбросов углекислого газа на 20%, внедрение 20% производства энергии из возобновляемых источников и достижение 20% эффективности до 2020 года

Что касается мировой практики – в 2018 году в Норвегии состоялось официальное открытие крупнейшего в мире завода по сжижению биогаза. Терминал был построен рядом с целлюлозно-бумажным комбинатом, промышленные отходы фабрики станут сырьем для производства биометана, который затем будет сжигаться. Проектная мощность предприятия позволяет ему обрабатывать до 3 тыс. м³/ч биогаза. Полученный СПГ будет использоваться для заправки транспортных средств общего пользования, двигатели которых работают на сжиженном газе. Этот завод стал крупнейшим в мире, подобных предприятий пока насчитываются единицы. Однако в ближайшем будущем ситуация может измениться. В Голландии готовы начать промышленное производство сжиженного биогаза для автомобильных двигателей. Будут построены два завода по производству биометана и четыре линии по сжижению газа в Нидерландах и Бельгии [3].

Описание проекта

Недавно сотрудниками кафедры газохимии РГУ НГ (НИУ) имени И.М. Губкина было подготовлено предложение по реализации производства СПГ из биогаза, получаемого на базе птицефабрики, расположенной в Северо-западном регионе России. Были рассмотрены основные технологии, применимые для малотоннажного производства СПГ, которые были смоделированы при помощи программного пакета Aspen Hysys V10 для выбора оптимальной. Проведен расчет стоимости реализации и расчет технико-экономических показателей проекта для двух вариантов реализации продукции: продажа на экспорт и поставки на местный рынок.

Расчеты и результаты

Параметры биогаза, поступающего на установку сжижения после очистки и осушки представлены в таблице 1. Стандартным требованием к сырьевому природному газу является его очистка от CO₂ до концентрации не более 50 ppm,

ТАБЛИЦА 1. Исходные данные

Состав газа	97% CH ₄ 3% N ₂
Температура газа на входе	40 °С
Давление газа на входе	36 бар
Давление СПГ	4 бар
Температура после АВО	40 °С
КПД компрессоров	0,65 для компрессоров объемного действия 0,75 для центробежных
Величина недорекуперации для теплообменников	5 К и 3 К

от воды – до концентрации не более 5 ppm. Подобные концентрации примесей не влияют на параметры процесса сжижения и в расчете в программном пакете не учитываются.

Для малотоннажного производства СПГ из биометана возможно использование двух вариантов технологии: открытого и закрытого циклов.

В технологии открытого цикла в качестве хладагента используется часть потока сырьевого газа. Коэффициент охижения у таких циклов ниже, поэтому установки данного типа целесообразно использовать на объектах, куда газ поступает под повышенным давлением, необходимым для сжижения, и где есть возможность использования отходящего потока холодного газа, не достигшего точки сжижения. Такова технология АО «Криогенмаш»: дроссельно-эжекторный цикл (0,3–1,5 тонны СПГ в час на одной линии).

Данная установка, описанная в [4], включает в себя цикл высокого давления с предварительным фреоновым охлаждением (рисунок 1). В качестве расширительных устройств используются последовательно установленные дроссель-эжектор и дроссель, полезно использующие энергию давления газа для организации циркуляционного холодильного контура при повышенном давлении в обратном потоке. Благодаря более высокому

ФАКТЫ

Около

8000

биогазовых установок эксплуатируется в Германии

давлению обратного потока, удается снизить потери в теплообменнике, а также уменьшить расход энергии на сжижение. Все оборудование для процесса изготавливает АО «Криогенмаш».

Компримированный и осушенный газ проходит последовательно теплообменники ТО1-3, затем расширяется в эжекторе. После этого поток поступает в сепаратор, откуда жидкая фаза направляется на дросселирование, а паровая фаза направляется обратным потоком через теплообменники ТО3 и ТО1, компримируется до давления сырьевого потока и вместе с ним снова поступает на сжижение. Отпарной газ из емкости хранения направляется на дожатие в дроссель-эжектор.

Достоинствами данного процесса являются простота и надежность конструкции. Однако из-за низкого коэффициента охижения требуется рециркуляция значительной части потока газа, что увеличивает нагрузку на компрессор. Кроме того, недостатком процесса является то, что в рециркуляционном потоке остается большая часть азота, содержащаяся в сырьевом газе. Таким образом, азот накапливается в установке, что значительно снижает ее эффективность. Наиболее оптимально использование такого типа установок либо на АГНКС, где есть компрессор высокого давления, либо на объектах, где есть возможность использования несконденсированной части потока. Еще одним недостатком процесса является

РИС. 1. Дроссельно-эжекторный цикл [4]

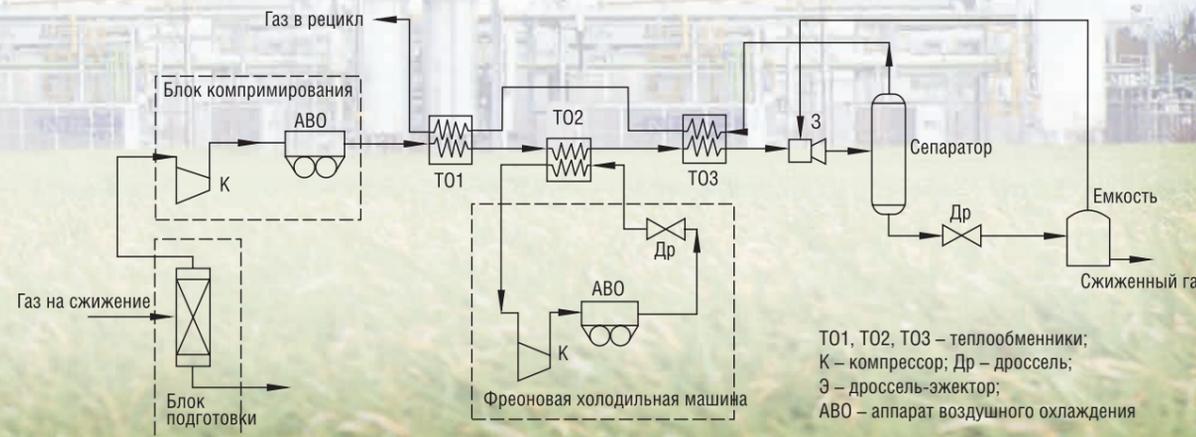


РИС. 2. Модель ожижения биогаза в цикле высокого давления с эжектором

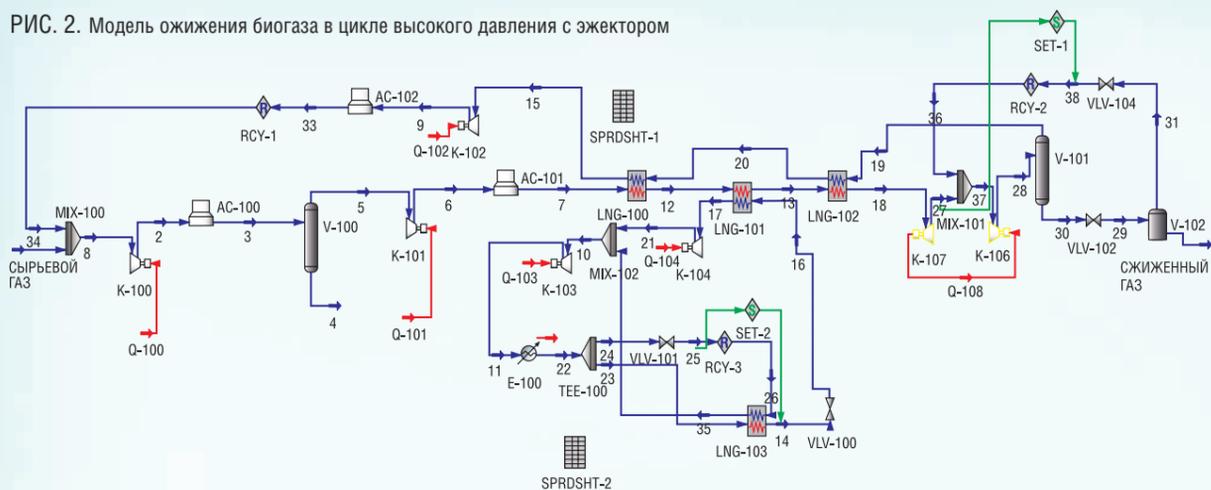
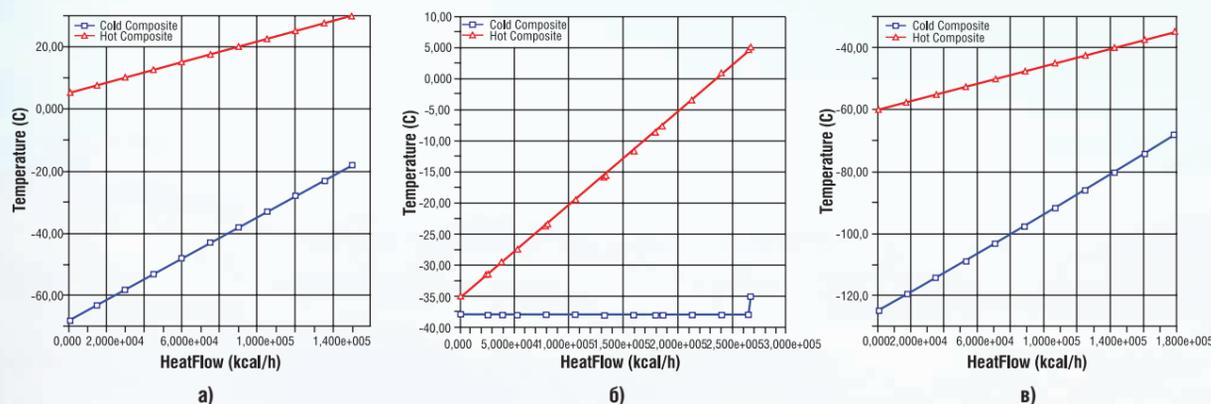


РИС. 3. Q-T диаграммы теплообменников



a) LNG-100, б) LNG-101, в) LNG-102

ограничение масштабируемости одной линии, по причине сложности обеспечения прочности для теплообменников при увеличении производительности.

Смоделируем общую обвязку установки в соответствии со схемой цикла на рисунке 2.

Параметры потоков задаем таким образом, чтобы на Q-T диаграмме (рисунок 3) отсутствовали температурные засечки в теплообменниках. В цикле предварительного охлаждения в качестве хладагента используем фреон R22 (дифтормонохлорметан CHF₂Cl). КПД компрессора холодильной машины принимаем равным 0,65, так как для цикла предохлаждения целесообразно применять поршневые или винтовые компрессоры с меньшим КПД, чем у центробежных. В модели используется компрессор с промежуточным впрыском, который показан при помощи двух компрессоров. Эжектор смоделирован при помощи детандер-компрессорного агрегата. В циркулирующем потоке накапливается азот. В рассчитанной модели количество азота в точке 32 составляет 14,62%. На практике это может стать серьезным недостатком схемы, поскольку будет возникать необходимость в частых остановках, чтобы сократить количество азота,

ФАКТЫ

В 2018 г.

в Норвегии открылся крупнейший в мире завод по сжижению биогаза

или в установке дополнительной ректификационной колонны. Перечисленные варианты в рамках данной модели не рассматриваются. Все параметры для каждой точки сведены в таблицу 2.

Процессы с использованием хладагентов можно разделить на две группы. В первой в качестве хладагента используется азот, во второй – смешанный хладагент. Получение биогаза относится к малотоннажным производствам, поэтому рационально использовать относительно простые процессы, содержащие не более двух холодильных контуров.

Азотный холодильный цикл с детандерами описан в [4]. Аппаратурное оформление включает в себя турбодетандеры, компрессоры и пластинчатые теплообменники. Технологическая схема процесса показана на рисунке 4.

ТАБЛИЦА 2. Параметры точек цикла высокого давления с эжектором

№	Сырьевой газ	2	3	4	5	6	7	8	9
T, K	40,00	195,31	30,00	30,00	30,00	81,22	30,00	39,98	105,28
p, бар	36,00	130,00	129,30	129,30	129,30	210,00	209,20	36,00	36,00
№	10	11	12	13	14	15	16	17	18
T, K	58,37	144,68	5,00	-35,00	-3,61	-17,80	-38,00	-35,00	-60,00
p, бар	3,75	11,95	208,20	207,20	11,95	11,36	1,18	0,68	206,20
№	19	20	21	22	23	24	25	26	27
T, K	-124,87	-68,19	74,15	30,00	30,00	30,00	-8,61	-8,61	-146,32
p, бар	12,36	11,86	3,75	11,95	11,95	11,95	3,75	3,75	4,00
№	28	29	30	31	33	34	35	36	37
T, K	-124,87	-144,54	-124,87	-144,54	40,00	40,00	-8,61	-144,53	-146,18
p, бар	12,36	4,00	12,36	4,00	36,00	36,00	3,75	4,00	4,00
№	38	Сжиженный газ							
T, K	-144,54	-144,54							
p, бар	4,00	4,00							

РИС. 4. Принципиальная схема азотного цикла с двумя детандерами

Т01, Т02 – теплообменники; К – компрессор; Др – дроссель; АВО – аппарат воздушного охлаждения

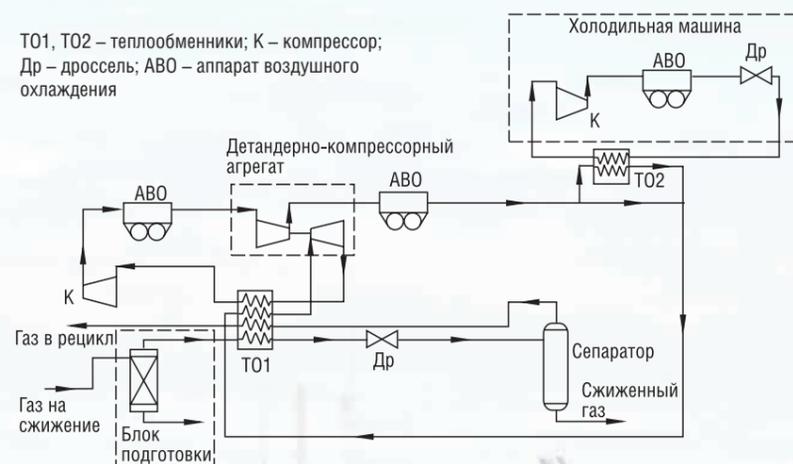
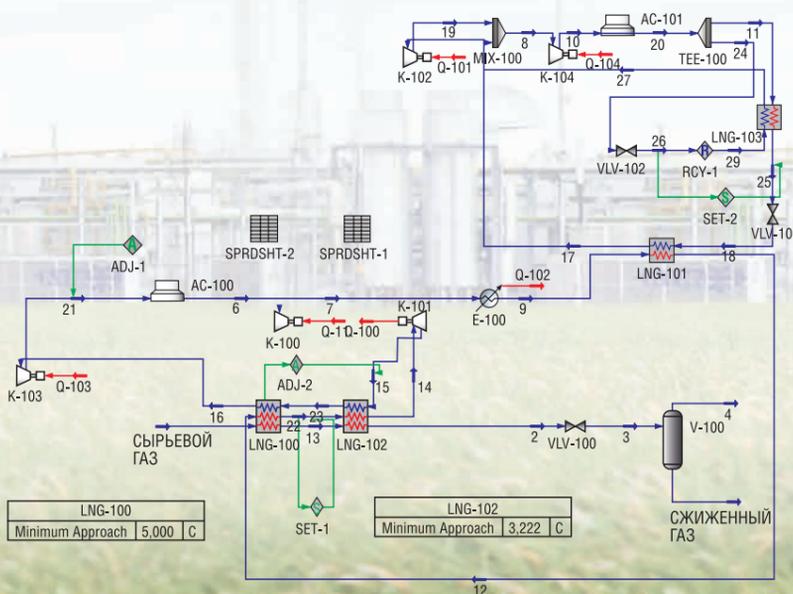


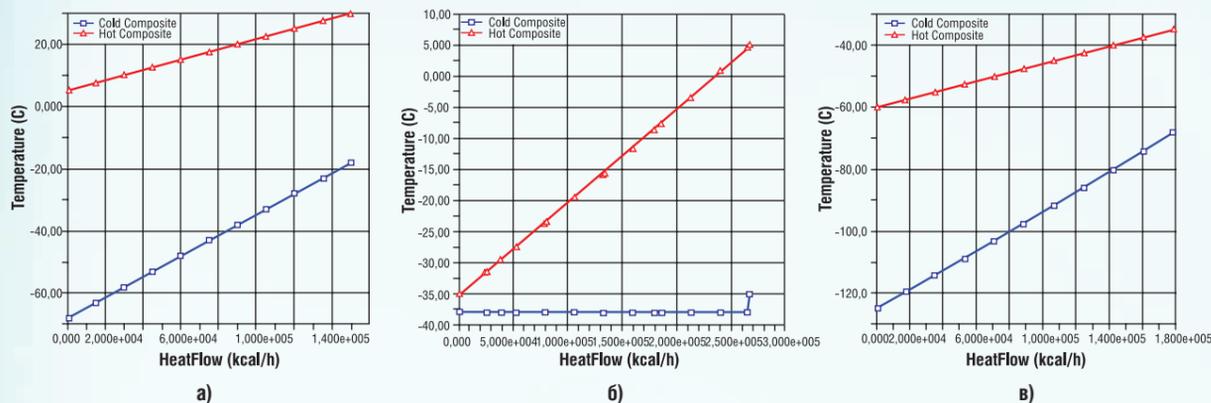
РИС. 5. Модель ожижения биогаза в азотном цикле с детандером



Компримированный и очищенный газ проходит через теплообменник Т01, затем дросселируется и поступает в сепаратор для отделения жидкой фазы. Хладагент после Т01 ступенчато сжимается, тепло компримирования отводится при помощи воздушного (или опционально – водяного) охлаждения. Затем азот направляется в Т02, где охлаждается за счет использования фреоновой холодильной машины.

Стоит отметить, что во всем контуре охлаждения азот не меняет своего агрегатного состояния и циркулирует в газовой фазе. Так как теплоемкость потока газообразного азота ниже, чем теплоемкость конденсирующегося потока природного газа, для работы такого цикла расход азота должен быть значительно выше расхода ожижаемого газа. Из-за большого объемного расхода азота для его циркуляции, как правило, применяют центробежные компрессоры и детандеры. Кроме того, использование азотного цикла для сжижения природного газа не позволяет добиться равенства водяных эквивалентов потоков в теплообменных аппаратах и, как следствие, минимальной недорекупации в них, что в свою очередь приводит к потерям и увеличению энергозатрат на сжижение. Часть энергии, затраченной на компримирование азота,

РИС. 6. Q-T диаграммы теплообменников

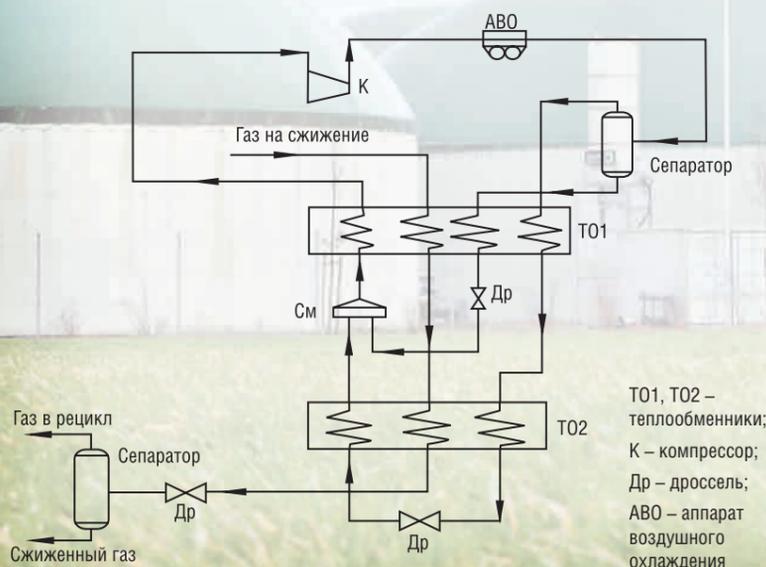


а) LNG-100, б) LNG-101, в) LNG-102

ТАБЛИЦА 3. Параметры точек цикла высокого давления с эжектором

№	Сырьевой газ	2	3	4	6	7	8	9	10
T, K	40,00	-143,82	-146,49	-146,49	40,00	81,72	41,10	40,00	122,60
p, бар	36,00	36,00	4,00	4,00	6,08	8,50	5,06	8,50	15,38
№	11	12	13	14	15	16	17	18	19
T, K	40,00	-20,00	-50,00	-100,10	-147,04	-16,38	-20,00	-30,00	52,40
p, бар	15,38	8,50	36,00	8,50	2,00	2,00	1,66	1,66	5,06
№	20	21	22	23	24	25	26	27	29
T, K	40,00	110,92	-50,00	-60,20	40,00	5,34	0,34	0,34	0,34
p, бар	15,38	6,08	8,50	2,00	15,38	15,38	5,06	5,06	5,06
№	Сжиженный газ								
T, K	-146,49								
p, бар	4,00								

РИС. 7. Принципиальная схема однопоточного цикла сжижения на смешанном холодильном агенте



T01, T02 – теплообменники;
K – компрессор;
Др – дроссель;
АВО – аппарат воздушного охлаждения

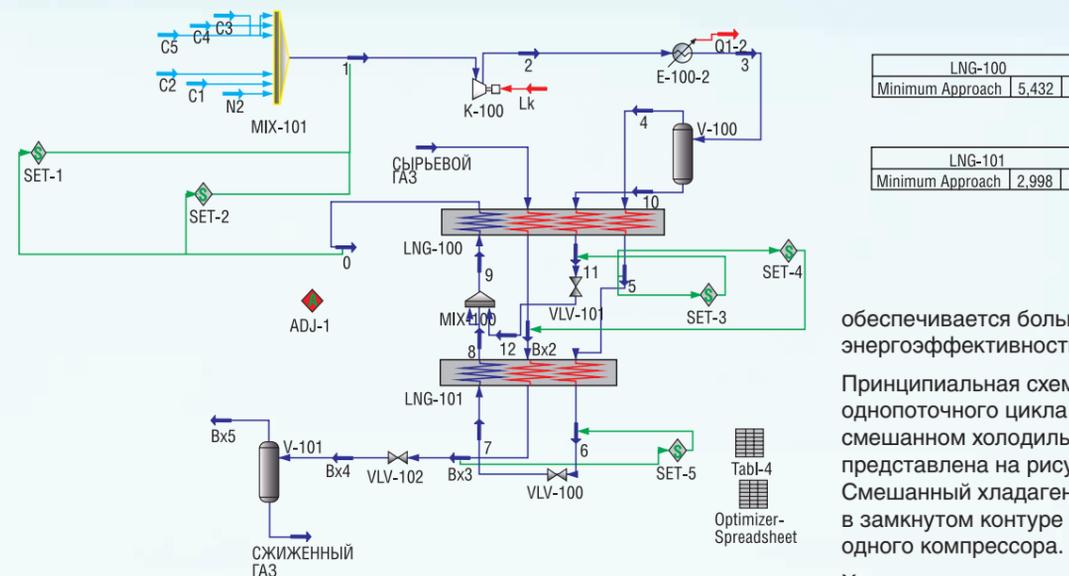
возвращается в процесс за счет использования детандеров.

К достоинствам процесса относится доступность азота в качестве хладагента, а также безопасность его эксплуатации.

Смоделируем общую обвязку установки в соответствии со схемой цикла на рисунке 5.

Параметры потоков и расход азота во внешнем контуре подбираем таким образом, чтобы минимальная величина недорекуперации для каждого теплообменника соответствовала заданной, а на Q-T диаграмме теплообменников (рисунок 6) отсутствовали температурные засечки. Холодильная машина предохлаждения азота задана аналогично фреоновой холодильной машине в цикле высокого давления с эжектором. Все параметры для каждой точки сведены в таблицу 3.

РИС. 8. Модель ожигения биогаза в цикле со смешанным хладагентом



LNG-100	
Minimum Approach	5,432 C
LNG-101	
Minimum Approach	2,998 C

обеспечивается большая энергоэффективность процесса.

Принципиальная схема однопоточного цикла на смешанном холодильном агенте представлена на рисунке 7. Смешанный хладагент циркулирует в замкнутом контуре при помощи одного компрессора.

Хладагент компримируется до оптимального давления, величина которого зависит от его состава. Тепло компримирования снимается при помощи водяного или воздушного охлаждения. Газожидкостной поток разделяется в сепараторе, обе фазы, паровая и жидкая, направляются в теплообменник. Жидкая фаза выводится после первой ступени охлаждения, дросселируется и возвращается в теплообменник обратным потоком. В процессе теплообмена компоненты второго потока хладагента частично конденсируются и выводятся для сепарации после первой ступени. Далее снова получаем два потока, которые направляются на вторую ступень охлаждения. Количество последующих ступеней охлаждения и сепарирования хладагента определяется составом хладагента и степенью совершенства термодинамического цикла. Для биогаза, в котором отсутствуют тяжелые углеводороды, при хорошем подборе состава холодильного агента представляется возможным ограничиться даже одной или двумя ступенями разделения холодильного агента.

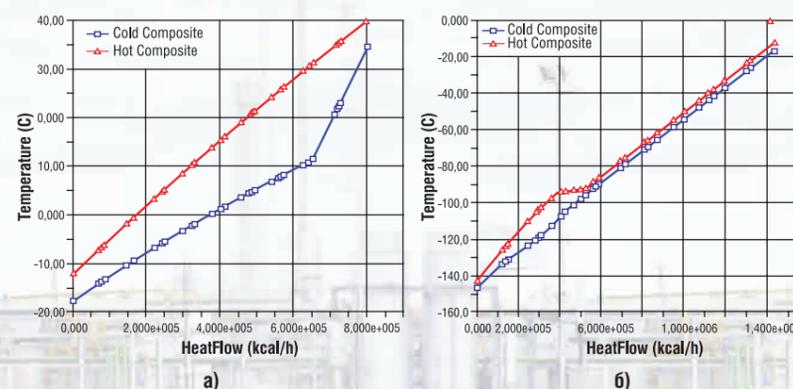
Смоделируем общую обвязку установки в соответствии со схемой цикла на рисунке 8.

Задаемся минимальной недорекуперацией в теплообменнике LNG-100 5 К, в теплообменнике LNG-101 3 К. При помощи оптимизатора подбираем такие значения и соотношения

ТАБЛИЦА 4. Состав оптимизированного смесового хладагента

Компонент	Мольная концентрация
Метан	0,3634
Азот	0,0558
Этан	0,2931
Пропан	0,0011
Изобутан	0,2179
Изопентан	0,0687

РИС. 9. Q-T диаграммы теплообменников



а - LNG-100, б - LNG-101

Цикл на смесовом хладагенте, разработанный НИПИ «СПГ» на базе факультета «Энергомашиностроение» МГТУ им Баумана.

Смешанный хладагент состоит из азота и низкомолекулярных углеводородов от метана до изопентана. Из-за многокомпонентного состава хладагент кипит не при одной температуре, как однокомпонентный хладагент, а в широком интервале температур. Благодаря этому

ТАБЛИЦА 5. Параметры точек цикла на смешанном хладагенте

№	Сырьевой газ	vx2	vx3	vx4	vx5	Сжиженный газ	0
T, К	40,00	-12,19	-143,82	-146,49	-146,49	-146,49	34,57
p, бар	36,00	36,00	36,00	4,00	4,00	4,00	4,74
№	1	2	3	4	5	6	7
T, К	34,57	148,89	40,00	40,00	-12,19	-143,82	-146,82
p, бар	4,74	26,56	26,56	26,56	26,56	26,56	4,74
№	8	9	10	11	12		
T, К	-16,78	-17,90	40,00	-12,19	-21,56		
p, бар	4,74	4,74	26,56	26,56	4,74		

ТАБЛИЦА 6. Параметры точек цикла на смешанном хладагенте

Цикл	Доля ожижаемого потока	Суммарный расход хладагента, кг/ч	Суммарная работа сжатия в компрессоре, кВт	Удельные энергетические затраты на получение 1 кг сжиженного газа, кВт·ч/кг
Цикл высокого давления с эжектором	0,22	5698	1639	0,82
Внешний азотный детандерный цикл	0,97	32800	1538	0,77
Смесовой цикл внешнего охлаждения	0,97	14673,35	860,7	0,43

расходов компонентов хладагента, в состав которого входят азот и углеводороды от метана до изопентана, чтобы минимальная величина недорекуперации для каждого теплообменника соответствовала заданной, а на Q-T диаграмме теплообменников (рисунок 9) отсутствовали температурные засечки.

Состав подобранного хладагента представлен в таблице 4.

Как видно из Q-T диаграмм теплообменников для рассмотренных процессов, у варианта на смешанном хладагенте по сравнению с другими циклами кривые нагревания и охлаждения потоков находятся максимально близко друг к другу. Это говорит об энергоэффективности процесса и о низких тепловых потерях в цикле.

Все параметры для каждой точки сведены в таблицу 5.

Сравним основные рассчитанные показатели для трех циклов. Данные для сравнения приведены в таблице 6.

Можно сделать вывод, что из трех рассматриваемых циклов сжижения биогаза наиболее эффективным является смесовой цикл внешнего охлаждения за счет наименьших энергозатрат на производство 1 кг сжиженного газа.

Проведен расчет технико-экономических показателей проекта для двух вариантов реализации – местного рынка или экспортных поставок. В экспортном варианте реализация продукции рассматривается путем продажи СПГ в Финляндию по цене €424 за тонну. Вариант

ФАКТЫ

До **3** тыс. м³/ч

биогаза составляет мощность завода в Норвегии

местных поставок рассмотрен на примере коттеджного поселка в Ленинградской области, для отопления которого используется котельная установка, работающая на СПГ. Оба проекта окупятся к началу третьего года работы установки, но чистая прибыль при экспортных поставках превысит прибыль от реализации продукции на местном рынке. ●

Литература

1. Владимир Смирнов «И газ, и два, и три» // URL: <http://www.aem-group.ru/mediacenter/publishing/intervyu/intervyu-2018/vladimir-smirnov-i-gaz,-i-dva,-i-tri.html> (Дата обращения 08.08.2019).
2. Карасевич В.А., Албул А.В., Аколова Г.С. Биогаз как комплексное решение экономических и экологических задач // Научный журнал Российского газового общества, № 2, 2014, с. 148–152.
3. В Норвегии появился крупнейший в мире завод по сжижению биогаза // URL: <http://gasworld.ru/ru/news/world/v-norvegii-poyavilsya-kрупнейshiy-v-mire-zavod-po-szhiganiyu-biogaza/> (дата обращения: 08.08.2019).
4. Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Козлов А.М., Мещерин И.В. Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа // Нефтегазохимия, 2016, № 4, с. 31–36.

KEYWORDS: *biogas, liquefied natural gas, gas export, gas transportation and storage, low-tonnage LNG plants.*

А ИЗ НАШЕГО ОКНА...



Фото из окна клубного дома Art View House

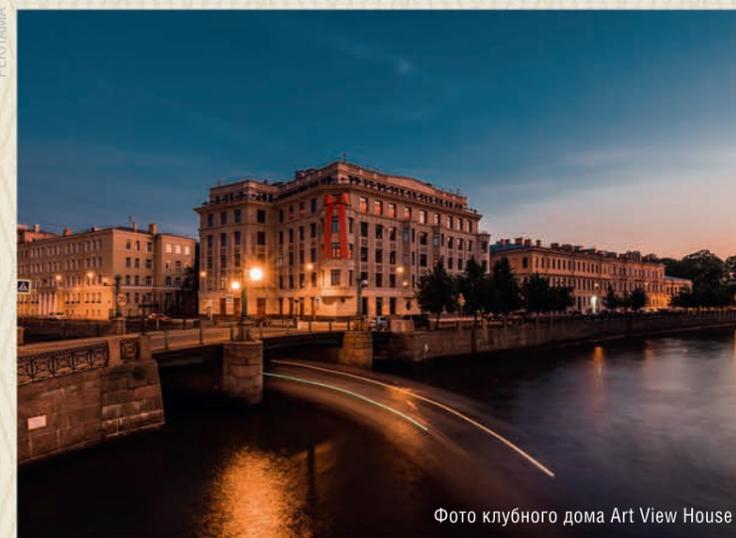


Фото клубного дома Art View House

Лучший элитный дом Санкт-Петербурга*

№ 1 в рейтинге видовых квартир**

Всего 24 квартиры в доме

* Победитель федеральной премии Urban Awards-2019 в номинации «Лучший жилой комплекс элит-класса Санкт-Петербурга».
** По версии газеты «Деловой Петербург».

+7(812) 605-99-99  artviewhouse.com
Санкт-Петербург, набережная реки Мойки, 102

СОТРУДНИЧЕСТВО И КОНКУРЕНЦИЯ СПГ И ТРУБОПРОВОДНОГО ГАЗА

Игорь Мещерин,
президент Национальной палаты инженеров

Сергей Миславский,
генеральный директор
АО «Сервис ВМФ»

АКТИВИЗАЦИЯ ВНЕДРЕНИЯ ПАРИЖСКОГО СОГЛАШЕНИЯ ПО КЛИМАТУ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ, НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИНЯТИЯ ПОЛИТИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПО НЕМУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЕГО РАТИФИКАЦИИ В РОССИИ, СПОСОБСТВУЮТ ШИРОКОЙ ДИСКУССИИ В СМИ И НА ПЛОЩАДКАХ ИНТЕРНЕТА О МЕЖТОПЛИВНОЙ КОНКУРЕНЦИИ. ОБСУЖДАЮТСЯ СИЛЬНЫЕ И СЛАБЫЕ СТОРОНЫ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ПРОСМАТРИВАЮТСЯ ПЕРСПЕКТИВЫ ВОДОРОДА, ВЫЯСНЯЮТСЯ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ УГЛЯ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ТОЧКИ СОПРИКОСНОВЕНИЯ СФЕР ВЛИЯНИЯ И ПЕРЕСЕЧЕНИЯ ИНТЕРЕСОВ СПГ И ТРУБОПРОВОДНОГО ГАЗА В СФЕРЕ ОПТИМИЗАЦИИ ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК РОССИЙСКОГО ГАЗА, КОНКУРЕНЦИЯ ЗА ЕВРОПЕЙСКИЕ И АЗИАТСКИЕ РЫНКИ СБЫТА

AT THE CURRENT STAGE THE INTENSIFICATION OF THE IMPLEMENTATION OF THE PARIS CLIMATE AGREEMENT, THE NEED FOR A POLITICAL DECISION ON IT, INCLUDING ITS RATIFICATION IN RUSSIA, CONTRIBUTE TO A WIDE DISCUSSION IN THE MEDIA AND ON THE INTERNET SITES ABOUT INTER-FUEL COMPETITION. THE STRENGTHS AND WEAKNESSES OF RENEWABLE ENERGY SOURCES ARE DISCUSSED, THE PROSPECTS FOR HYDROGEN, AND WHAT OFFER NEW COAL OPPORTUNITIES ARE EXAMINED. THE ARTICLE CONSIDERS THE POINTS OF CONTACT BETWEEN THE SPHERES OF INFLUENCE AND THE INTERSECTION OF THE INTERESTS OF LNG AND PIPELINE GAS IN THE FIELD OF OPTIMIZING THE EXPORT OF RUSSIAN GAS, COMPETITION FOR EUROPEAN AND ASIAN SALES MARKETS

Ключевые слова: СПГ, трубопроводный газ, экспорт газа, рынки сбыта, конкуренция.

Взгляды значительного большинства «аналитиков» словно по волшебству минуют проблему конкуренции в паре СПГ vs трубопроводный газ. Хотелось бы сразу обозначить следующие фундаментальные определения:

- отдельного рынка сжиженного природного газа (СПГ) не существует;
- имеется рынок природного газа (ПГ), который стал глобальным;
- есть два основных способа поставки ПГ потребителям – трубопроводным транспортом в газообразном виде и СПГ на морских и речных судах (танкерах СПГ), в автомобильных танкерах, железнодорожных и морских танк-контейнерах;
- развитие СПГ определило глобализацию и либерализацию рынка ПГ и позволяет в режиме реального времени обеспечить поставки ПГ на все рынки, оборудованные терминалами регазификации СПГ (морскими, речными и сухопутными);
- СПГ при экспортных поставках в рамках одного целевого рынка без дифференцирования (сегментации) – прямой конкурент трубопроводного ПГ;
- СПГ имеет более высокий потенциал биржевых операций, хеджирования рисков и, как следствие, потребительской ценности.

В мировой практике есть три страны, имеющие опыт эффективного долгосрочного экспорта ПГ по трубопроводам и одновременно развивающих экспорт СПГ, – это Россия, Норвегия и США. Две последних газовых державы являются конкурентами России на рынке европейских стран, который уже более 40 лет является «нашим» для экспортных поставок ПГ трубопроводным транспортом и основой благополучия российской экономики.

Развитие сегмента СПГ на мировом рынке ПГ в сравнении с поставками трубопроводным транспортом определяется двумя основными факторами – эффективностью при поставках на

ФАКТЫ

512,4

млрд м³

составили поставки ПГ по трубопроводам в 2018 году в составе мировых экспортных потоков

расстояние более 4,5 тыс. км и как инструмент либерализации мирового рынка ПГ.

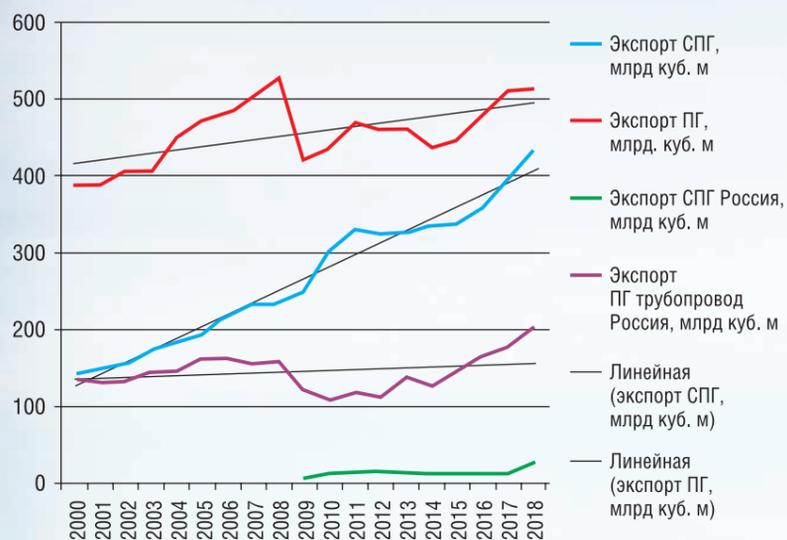
Полсотни лет ранее танкерная транспортировка обеспечила глобализацию нефтяного рынка и теперь мы наблюдаем фактически единую мировую цену нефти и ее продуктов.

Следствием развития сегмента СПГ стала глобализация мирового рынка ПГ. Создан логистический комплекс, подчиненный единым правилам, который объединил региональные, страновые и транснациональные (Атлантического бассейна, Азиатско-Тихоокеанского бассейна и Океании, бассейна Индийского океана) рынки.

По данным BP (BP Statistical Review of World Energy, 1965–2018), в 2018 году в составе мировых экспортных потоков ПГ поставки по трубопроводам составили 512,4 млрд м³, а поставки грузов СПГ – 431 млрд м³, т.е. соотношение таких поставок по состоянию на 01.01.2019 года соответственно 54,3% и 45,7%.

С 1969 года СПГ, как транспортный сегмент рынка природного газа, находился в состоянии стагнации в связи с началом в 1970 году энергетического кризиса, приведшего к падению и последующей высокой волатильности мировых цен на углеводородное сырье практически до 2000 года, которые сдерживали инвестиционную привлекательность проектов СПГ.

РИС. 1. Динамика экспорта ПГ трубопроводным транспортом и СПГ



Источник: по данным BP Statistical Review of World Energy, 1985–2018, ФТС России и Росстата

Мировой экономический рост 2000–2007 годов стимулировал развитие отрасли СПГ, в том числе за счет экономики развивающихся стран, выросло количество арбитражных операций. На рынках США и Европы поставки грузов СПГ по биржевым сделкам стали сравнимы с объемом поставок СПГ по долгосрочным контрактам. Темпы роста экспорта грузов СПГ опережали рост экспортных поставок ПГ трубопроводным транспортом (рисунок 1).

В период 2000–2007 годов значительно увеличились мощности по сжижению, выяснилось, что промышленность готова обеспечить значительное увеличение единичной мощности технологических линий заводов СПГ и высокую надежность резервуарных парков на отгрузке и приеме, сформировался общий тренд развития мирового флота танкеров СПГ, увеличилось количество поставок грузов по краткосрочным контрактам и СПОТ. С 2000 года по настоящее время сделки по СПОТ в сегменте СПГ увеличились с 12 до 32%.

Развитию сегмента СПГ на мировом рынке в 2000–2007 годы способствовал рост импорта СПГ в США. К 2007 году США стали четвертыми в мире импортерами СПГ (после Японии, Южной Кореи и Испании), однако в 2008 году в результате финансового кризиса импорт упал практически в два раза – с 15,08 до 7,11 млн тонн СПГ (рисунок 2).

В посткризисный период экспорт СПГ в США уже не восстановился, что стало одной из причин сдерживания роста мирового рынка в сегменте СПГ.

Экономический кризис 2008 года, падение и коррекция цен на СПГ, спад спроса и неопределенность уже не могли остановить процесс роста производства СПГ. Однако «размытость» границ выхода из кризиса стала

ФАКТЫ

2000 Г.

по настоящее время сделки по СПОТ в сегменте СПГ увеличились с 12% до 32%

причиной значительной рыночной волатильности в сегменте СПГ на новом этапе развития, начиная с 2012 года.

На мировом рынке идет борьба за конкурентные преимущества СПГ, создаются под руководством государства единые центры производства и прибыли в каждой стране, производящей СПГ, несмотря на внешнее разделение проектов.

В Катаре Qatar Petroleum под брендом Qatargas провело слияние Qatargas и RasGas, являющихся крупнейшими производителями СПГ в мире. По оценкам объединение компаний снизит ежегодные операционные расходы на 550 млн долл. США. Мощность новой Qatargas составит 77 млн тонн СПГ/год.

Зарубежные акционеры Qatargas и RasGas (среди них крупнейшие – ExxonMobil, Total, ConocoPhillips и Shell) сохраняют свое участие в объединенной компании без каких-либо претензий.

Экспортируемый по трубопроводам российский ПГ дает осязаемый доход в бюджет государства. В 2018 году «Газпром» поставил на экспорт трубопроводным транспортом в страны Европы и в Турцию 201,9 млрд м³ ПГ, при общем объеме импорта ПГ в Европе 469,1 млрд м³. Потенциал ежегодного роста поставок российского ПГ трубопроводным транспортом составляет от 8 до 20 млрд м³ в год.

В 2018 году рост федерального бюджета на 46% был обеспечен нефтегазовыми доходами, несмотря на прогнозы Минфина России по снижению зависимости от них.

Европа и Турция – это целевые не дифференцированные рынки, где сосредоточены интересы многих независимых поставщиков, включая СПГ, конкурирующих с экспортом российского ПГ трубопроводным транспортом.

Диверсификация рынка ЕС в условиях глобализации и либерализации мирового рынка ПГ, рост операций по СПОТ, фьючерсных и форвардных сделок с учетом Третьего энергетического пакета, межтопливная конкуренция и перспективы «сужения полки» природного газа в энергетическом

РИС. 2. Динамика импорта СПГ в США



Источник: U.S. Energy Information Administration

балансе ЕС, в том числе за счет возобновляемых источников энергии, создают широкомасштабный прессинг на экспорт российского ПГ по трубопроводам, принуждая к уступкам. Не следует забывать о 30%-ной таможенной пошлине на экспорт из России трубопроводного газа и нулевой таможенной пошлине на экспорт СПГ.

Экспорт с российских проектов СПГ в Арктической зоне и Северо-Западной части России, как и из других стран, в силу рыночных механизмов движения грузов СПГ при биржевой торговле еще более способствует прессингу на трубопроводные поставки.

Стратегическая ситуация выглядит, назовем это так, комично: за счет прибыли от продаж трубопроводного ПГ сформированы различного рода резервы, которые предоставляются государством для реализации СПГ-проектов, поставки с которых снижают объем продаж трубопроводного газа и... доходы государства!

После ввода в эксплуатацию проекта «Ямал СПГ» грузы СПГ, поставляемые на экспорт в Европу, стали субъектом конфликта для российских экспортных поставок ПГ трубопроводным транспортом. Без разрешения этой конфликтной ситуации Российская Федерация продолжит нести ощутимые потери.

Проект СПГ «Сахалин-2» был лишен таких конфликтов, так как изначально рынком сбыта его продукции являлись страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Конкуренция будет обозначена после ввода газопровода «Сила Сибири».

Экспорт СПГ, по данным Федеральной таможенной службы России, за счет запуска завода СПГ-проекта «Ямал СПГ» на полную мощность в 16,5 млн тонн вырос на 54,5% и достиг 29,4 млрд м³. Доходы от экспорта двух российских поставщиков СПГ – проектов «Сахалин-2» и «Ямал СПГ» – в январе – июне 2019 года увеличились на 70,1% до 4,5 млрд долл. США.

Исходя из фактора взаимосвязи через доходы федерального бюджета, поставки грузов СПГ на экспорт не могут существовать вне общих

ФАКТЫ

201,9

млрд м³

природного газа поставил «Газпром» на экспорт трубопроводным транспортом в страны Европы и в Турцию в 2018 году

торговых экспортных потоков ПГ Российской Федерации, они могут только их добавлять. Любой неконтролируемый груз СПГ может появиться на рынке как конкурент российским трубопроводным поставкам, такова суть либерализации и глобализации мирового рынка.

Найти стратегический баланс поставок на один целевой рынок ПГ трубопроводным транспортом и СПГ для России – базовая проблема. Разбалансирование увеличивает риски ориентированных на экспорт инвестиционных проектов, как трубопроводного транспорта ПГ, так и российских крупнотоннажных проектов СПГ.

Дифференцирование и сегментация целевых рынков для российских экспортных поставок ПГ на современном этапе ограничена из-за проблем с мобилизацией российских крупнотоннажных проектов СПГ.

Зависимость от иностранных лицензиаров технологий и поставщиков критичного для технологий сжижения высокопроизводительного оборудования определяет неопределенность реализации и жизненного цикла российских крупнотоннажных проектов СПГ.

Ситуация с российскими проектами крупнотоннажного СПГ была и до настоящего времени остается отличной от мировых тенденций. Всего заявлено 9 российских проектов крупнотоннажного СПГ – «Сахалин-2» (2002), на основе Штокманского ГКМ (2005), «Печора СПГ» (2009), «Ямал СПГ» (2011), «Владивосток СПГ» (2009, 2015), «Балтийский СПГ» (2013), «Дальневосточный СПГ» (2014), «Арктик СПГ-2» (2017), «Обский СПГ» (2019).

Реализованы два проекта – «Сахалин-2» и «Ямал СПГ», находятся в стадии разработки четыре проекта – «Балтийский СПГ», «Арктик СПГ-2», «Владивосток СПГ», «Обский СПГ», отложены три проекта – Штокмановский, «Печора СПГ» и «Дальневосточный СПГ» (таблица 1).

В период январь–июнь 2019 года экспорт российского трубопроводного газа в дальнее зарубежье сократился. Спрос на российские поставки сохраняется

ТАБЛИЦА 1. Российские крупнотоннажные проекты СПГ

№№ п/п	Проект	Состояние проекта, год	Проектная мощность, млн тонн СПГ/год
1	«Сахалин – 2»	Действующий 1-я линия – 2009 2-я линия – 2010 3-я линия ОИР план. – 2018	9,6 (2x4,8) 5,0
2	«Штокмановский»	ОИР* – 2012 Приостановлен – 2013	51,5 Три фазы
3	«Печора СПГ»	Pre-FEED – 2017	8–10 (2x4,5)
4	«Ямал СПГ»	Действующий 1-я линия – 08.12.2017 2-я линия – 22.10.2018 3-я линия – 22.11.2018 4-я линия план. – 1 кв. 2020	16,5 (3x5,5) 0,9–0,95 (1,5–1,6)
5	«Владивосток СПГ»	ПИР первого этапа – 2014 Приостановлен – 2015	
6	«Дальневосточный СПГ»	Pre-FEED – 2017	10,0 (2x5)
7	«Балтийский СПГ»	ОИР – июнь 2019 1-я линия план. – конец 2023 1-я линия план. – конец 2024	10,0 (2x5)
8	«Арктика СПГ-2»	Pre-FEED – 2017 ОИР – 4 кв. 2018 FEED – 2019	19,8 (3x6,6)
9	«Обский СПГ»	Pre-FEED – 2019 ОИР план. – 2020	4,8 (3x1,6)

*ОИР – окончательное инвестиционное решение

благодаря низким ценам, которые уже опустились до десятилетнего минимума, – 120 долл. США/1000 м³. Низкая цена сдерживает конкурирующие поставки СПГ в Европу из США.

Потери в доходах бюджета от экспорта российского трубопроводного газа связывают с поставками грузов СПГ с проекта «Ямал СПГ». По некоторым оценкам эти потери составляют до 30 млрд рублей.

В отличие от трубопроводных поставок на экспорт ПГ, доход в бюджет Российской Федерации от экспорта грузов с проекта «Ямал СПГ» может быть получен только через 25–30 лет с учетом освобождения проекта на 12 лет от налогов и пошлины, а также понесенных затрат на создание и затрат будущего периода на операционное обеспечение инфраструктуры проекта по обязательствам российского государства. В июле с.г. «Ямал СПГ» приступил к выплатам по договорам акционерных займов.

Под контролем российской компании в проекте «Ямал СПГ» 50% грузов, которые отгружаются на экспорт, собственниками другой части грузов являются иностранные компании – участники проекта. В зимний период, а это практически с декабря по июль, танкеры СПГ «Ямалмакс» в соответствии с транспортной логистикой проекта будут заходить на терминал Зебрюгге для перевалки СПГ чрез хранилища на танкеры конвенционного типа. После перегрузки в хранилища, а также на

ФАКТЫ

На **46%**

рост федерального бюджета был обеспечен нефтегазовыми доходами в 2018 году

стандартные танкеры СПГ эти грузы подчиняются рынку. Они могут оказаться в любой точке, где это будет выгодно собственнику, в том числе в виде трубопроводных поставок в Европе.

Поставки грузов СПГ в Европу увеличиваются. В Европе действует 27 терминалов регазификации СПГ. Большая часть терминалов связана трубопроводами с газотранспортной сетью континентальной Европы. До 2018 года загрузенность этих терминалов не превышала 25% (2013 г. – 23%, 2014 г. – 16%, 2015 г. – 19%, 2016 г. – 21%, 2017 г. – 19%). В настоящее время уровень загрузки терминалов регазификации СПГ в ЕС уже составляет около 30%, основные поставщики – Катар, США и Россия.

По мере достижения ценового паритета с экспортом трубопроводного газа существующая инфраструктура обеспечит значительный оперативный простор для экспансии поставок СПГ из США.

По оценкам Международной ассоциации импортеров СПГ (GIIGNL) в 2018 году всего Европа импортировала 48,9 млн тонн СПГ или 54,3 млрд м³ ПГ, из них с российских проектов 4,4 млн тонн СПГ (4,9 млрд м³ ПГ), США – 2,7 млн тонн СПГ (3 млрд м³ ПГ). С мая 2018 года по май 2019 года поставки грузов СПГ из США увеличились в три раза.

В случае реализации по соглашению между США и Китаем проекта Alaska LNG с проектной мощностью около 20 млн тонн СПГ/год вероятность наступления рисков давления на экспорт российского природного газа по трубопроводам еще более увеличится.

ПАО «Новатэк» подписало меморандум о взаимопонимании (МОВ) с компанией Fluxys. Подписанный МОВ закрепляет намерения компаний развивать стратегическое сотрудничество в области реализации проектов малотоннажного СПГ в Европе, а также совместными усилиями развивать рынки сбыта СПГ в Европе и Латинской Америке, что подтверждает конфликтность ситуации с «Газпромом».

Малотоннажный СПГ не совсем «безобиден» с точки зрения конкуренции трубопроводным поставкам, так как может быть связан с реализацией перегружаемого в Зебрюгге в хранилища российского СПГ для бункеровки или в качестве газомоторного топлива в Европе.

Это только усугубляет конфликт интересов, так как «Газпром» с 2016 года уже работает по этим направлениям в Европе, рассчитывая на рост операционных доходов с реализацией проекта «Балтийский СПГ», среднетоннажного проекта в районе КС «Портовая», а также после ввода в эксплуатацию плавучего терминала регазификации и второго малотоннажного завода в Калининграде.

На первый взгляд, объединить интересы всех игроков на газовом рынке России, включая сегмент СПГ, с целью дифференцирования целевых рынков невозможно из-за непримиримых противоречий между ними. В основе противоречий находится борьба за долю и приоритеты в экспорте ПГ, а не повышение конкурентных преимуществ и эффективность российских экспортных поставок. Если вспомнить историю, похожую проблему Норвегия решала путем создания единого «переговорного комитета», который определял единую ценовую политику для всех компаний, экспортирующих норвежский природный газ. Евросоюз нашел рычаги давления и ликвидировал картельный комитет, значительно снизив цены на рынке. Что мешает России освоить норвежский опыт?

В связи с импортозависимостью, низкой прозрачностью расходования инвестиций и их возврата реализованные российские проекты крупнотоннажного СПГ имеют незначительный мультипликативный и синергический эффект.

«Сахалин-2» в рамках Соглашения о разделе продукции (СРП) не имел национальной локализации вплоть до вхождения в середине 2007 года в проект «Газпрома». Россия рассматривалась как источник ресурса, а не самостоятельный участник рынка в сегменте СПГ.

Оптимизация экспортных торговых поставок российского природного газа трубопроводного и СПГ может быть обеспечена только через формирование в России единого центра и развития биржевой торговли за рубли через электронные торговые площадки с целью сегментации целевого рынка для российского экспорта. Одновременно должны быть жесткие соглашения по дифференцированию целевых рынков с иностранными партнерами, которые участвуют в российских проектах СПГ.

Создаваемая ПАО «Газпром» в лице ООО «Газпром экспорт» единая система интегрированного трейдинга не выглядит решением проблемы. По данным ООО «Газпром экспорт» по состоянию на 31 июля 2019 года через электронную торговую платформу (ЭТП) ООО «Газпром экспорт», реализовано европейским потребителям начиная с конца сентября 2018 года более 10 млрд м³ ПГ в дополнение к поставкам по действующим контрактам.

В отличие от России, Китай активно реализует электронную торговлю энергоресурсами в юанях. В 2018 году на Шанхайской нефтегазовой бирже

ФАКТЫ

3 раза

увеличились поставки грузов СПГ из США с мая 2018 года по май 2019 года

(Shanghai Petroleum and Natural Gas Exchange, SHPGX) были заключены сделки по купле-продаже ПГ объемом 60,46 млрд м³. В т.ч. объем сделок с трубопроводным газом достиг 55,54 млрд м³, с СПГ – 3,33 млн тонн.

ПАО «НОВАТЭК», «Газпромбанк» и Китайская нефтехимическая корпорация (Sinopec) договорились о создании совместного предприятия по торговле СПГ и природным газом на внутреннем рынке Китая. Компании подписали «юридически обязывающие базовые условия» соглашения. По замыслу участников создание СП помимо гарантии сбыта СПГ на внутреннем рынке Китая должно открыть возможности инвестирования в развитие сегмента конечного потребления. При этом нет ясности, каким образом будут учитываться интересы основного российского поставщика в настоящее время в Азиатско-Тихоокеанском регионе ПАО «Газпром», учитывая его уже существующие поставки СПГ, планируемое развитие проекта «Сахалин-2» и заявленное на декабрь 2019 году начало поставки ПГ по трубопроводу «Сила Сибири».

В России постоянно обсуждаются преимущества и недостатки плановой и рыночной экономик. Авторы предлагают обдумать взгляд на экономику как на рыночную на любом этапе развития. Правила на рынке могут быть разными: государственно-монопольными или свободными, регулируемые экономическими законами или правительствами. И если есть возможность разумного подхода, основанного на государственных интересах, а не на выгодах отдельных граждан, представляется целесообразным учреждение единого переговорного органа, устанавливающего единые правила для экспорта российского природного газа, вне зависимости от способа транспортировки и собственника. В этой связи следует продумать отказ от таможенной пошлины на трубопроводный газ или уравнивание в правилах его экспорта с СПГ. ●

KEYWORDS: LNG, pipeline gas, gas exports, markets, competition.

РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДСТВА ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Кондратенко Андрей Дмитриевич,
инженер

Карпов Алексей Борисович,
ассистент

Мещерин Игорь Викторович,
президент Национальной палаты инженеров,
доцент, к.т.н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

К НАСТОЯЩЕМУ МОМЕНТУ В РОССИИ ПОСТРОЕНО И ВВЕДЕНО В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НЕСКОЛЬКО ЗАВОДОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА. ПРАКТИЧЕСКИ ВСЕ ПРОЕКТЫ ВЫПОЛНЕНЫ ПО РАЗЛИЧНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ, ИМЕЮЩИМ СВОИ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ НА РОССИЙСКИХ КРУПНО- И СРЕДНЕТОННАЖНЫХ ЗАВОДАХ ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА

AT PRESENT, SEVERAL PLANTS FOR THE PRODUCTION OF LIQUEFIED NATURAL GAS HAVE BEEN BUILT AND COMMISSIONED IN RUSSIA. ALMOST ALL OF THE PROJECTS WERE CONDUCTED USING VARIOUS TECHNOLOGIES THAT HAVE THEIR OWN ADVANTAGES AND DISADVANTAGES. THIS ARTICLE PROVIDES AN OVERVIEW OF TECHNOLOGICAL SOLUTIONS AT LARGE AND MEDIUM TONNAGE LNG PLANTS IN RUSSIA

Ключевые слова: заводы по сжижению газа, хладагенты, очистка газа, пропан, сырьевой газ.

Мировая индустрия сжиженного природного газа (СПГ) включает крупнотоннажное производство, основная цель которого – поставка СПГ на мировые рынки, и малотоннажное производство, нацеленное на межрегиональную торговлю и удовлетворение спроса на внутреннем рынке. Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа были подробно рассмотрены в статье [1].

В данной статье приводится обзор технологических решений на российских крупно- и среднетоннажных заводах по сжижению природного газа.

Первый российский крупнотоннажный завод СПГ начал свою работу в феврале 2009 г. на юге острова Сахалин. Завод имеет проектную мощность 9,6 млн т на ресурсной базе Лунского месторождения. Однако в дальнейшем производственная мощность была увеличена в результате оптимизации. В 2018 году было произведено 11,41 млн т СПГ. Оператор проекта – компания Sakhalin Energy, совладельцами которой являются ПАО «Газпром», Shell, Mitsui и Mitsubishi.

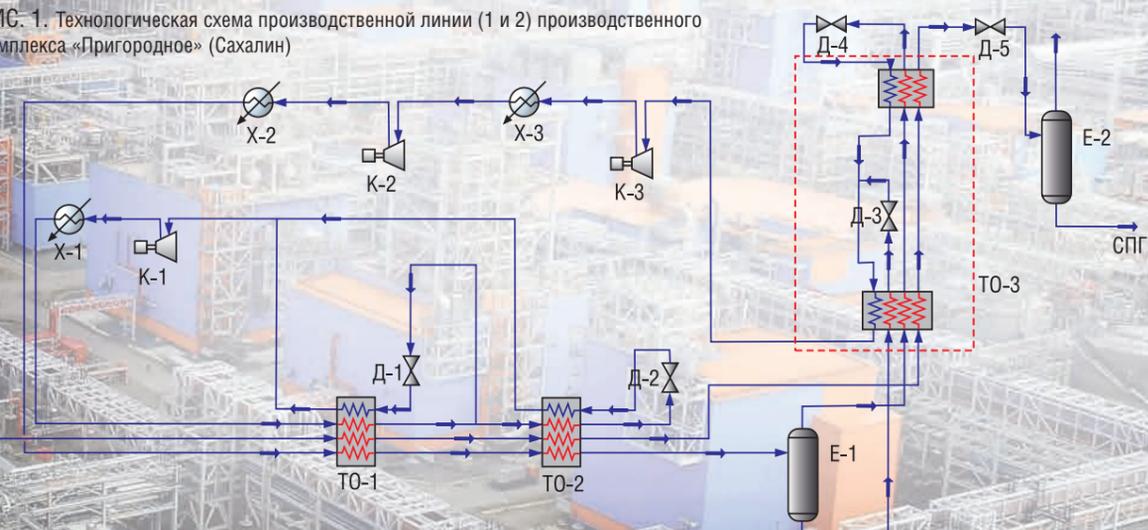
На технологических линиях осуществляется подготовка и сжижение газа. Для производства СПГ используется технология двойного смешанного хладагента DMR, разработанная концерном Royal Dutch Shell (рис. 1). На заводе применены спиральновитые теплообменники производства

компании Linde как в основном цикле сжижения, так и в цикле предварительного охлаждения. Для привода компрессоров применяются газовые турбины Frame 7 [2].

Хладагент цикла предварительного охлаждения представляет собой смесь этана и пропана с добавлением небольших количеств метана и бутана. Использование смешанного хладагента в цикле



РИС. 1. Технологическая схема производственной линии (1 и 2) производственного комплекса «Пригородное» (Сахалин)



предварительного охлаждения делает процесс более гибким и эффективным в условиях низких температур окружающего воздуха.

Хладагент сжимается в двухступенчатом компрессоре (К-1) с воздушным охлаждением (Х-1) и поступает в трубный пучок теплообменника (ТО-1). На выходе поток хладагента разделяется на два. Первый поток дросселируется (Д-1) и направляется в межтрубное пространство теплообменника (ТО-1) для охлаждения потоков, поднимающихся по трубным пучкам. Второй поток направляется в теплообменник (ТО-2) для дальнейшего охлаждения, дросселирования на дросселе (Д-2) и образования потока охлаждения теплообменника (ТО-2). Выходящие из нижней части теплообменников (ТО-1 и ТО-2) потоки газа направляются в компрессор (К-1).

Очищенный природный газ и смешанный хладагент основного цикла сжижения охлаждаются в цикле предварительного охлаждения до минус 50–80 °С, проходя последовательно снизу вверх по трубным пучкам теплообменников (ТО-1 и ТО-2).

Смешанный хладагент основного цикла, состоящий преимущественно из метана и этана с добавлением некоторого количества пропана и азота, охлаждается в теплообменнике (ТО-1) и частично конденсируется в теплообменнике (ТО-2), после чего разделяется в сепараторе (Е-1) и двумя потоками – жидким и газовым – поступает снизу в трубные пучки основного криогенного теплообменника (ТО-3), пройдя которые, дросселируется в дросселях (Д-3 и Д-4) и возвращается в межтрубное пространство.

Хладагент основного цикла сжижения, выйдя из нижней части теплообменника (ТО-3), подается на всасывание в двухступенчатый компрессор (К-2, К-3), где сжимается, охлаждается в холодильниках (Х-3 и Х-2) и возвращается в теплообменник (ТО-1).

В основном криогенном теплообменнике (ТО-3) природный газ при движении по трубным пучкам снизу вверх сжимается и переохлаждается до температуры минус 153 °С. После основного криогенного теплообменника сжатый и сжиженный газ расширяется в дросселе (Д-5) до 0,12–0,13 МПа, охлаждается до температуры минус 161 °С и направляется в резервуар для хранения [3].

Использование смешанного хладагента в цикле предварительного охлаждения делает процесс более гибким и эффективным в условиях низких температур окружающего воздуха. К его недостаткам можно отнести сложную схему управления двумя контурами смешанного хладагента. На практике переход от одного состава хладагента к другому в зависимости от времени года оказался сложно прогнозируемым мероприятием и применяется на заводе СПГ на о. Сахалин не чаще 2–3 раз в год. Вместе с тем еще один недостаток данной технологии заключается в ограниченном опыте промышленного использования – всего на одном заводе в мире.



ФАКТЫ

2017 г.
запущена первая линия
Ямал СПГ

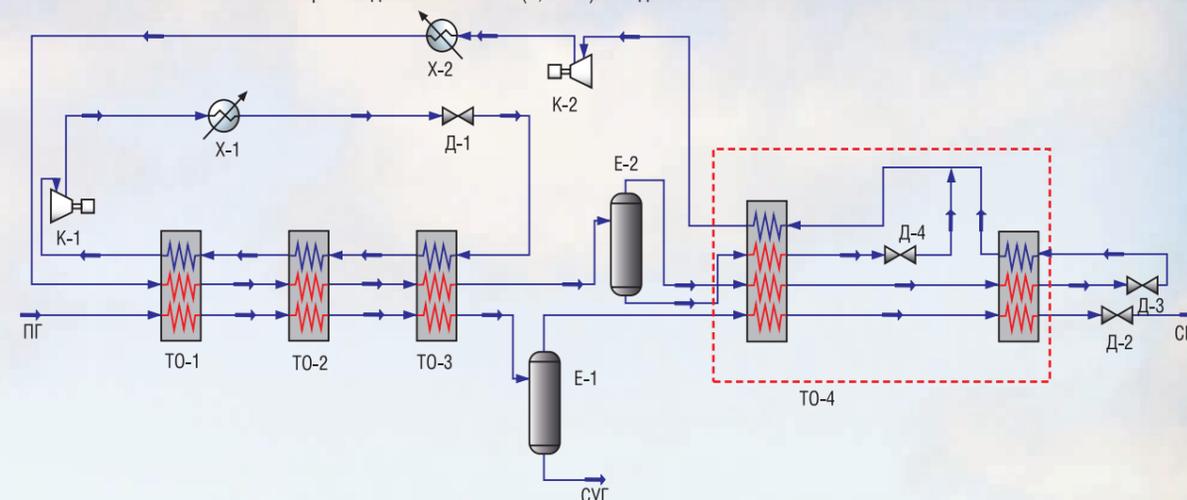
Однако запуск в эксплуатацию первого в России завода по производству СПГ позволил накопить профессиональный опыт в производстве сжиженного природного газа в целом – от строительства до эксплуатации, от транспортировки СПГ на рынки сбыта до выстраивания отношений с покупателями [4].

Вторым российским реализованным крупнотоннажным заводом стал «Ямал СПГ».

Проект «Ямал СПГ» ПАО «НОВАТЭК» совместно с концерном TOTAL, CNPC и Фондом Шелкового пути реализует на базе Южно-Тамбейского месторождения. Изначально проект предусматривал создание трех линий мощностью 5,5 млн т/год каждая (общая мощность 16,5 млн т/год). Первая линия «Ямал СПГ» была запущена по плану, в декабре 2017 г., а дальше проект реализовывался опережающими темпами – вторая линия запущена в августе 2018 г. (на 6 месяцев раньше срока), третья линия стартовала в декабре 2018 г. (более чем на год раньше срока).

Углеводородная смесь из скважин поступает по газосборным сетям на единый интегрированный комплекс подготовки и сжижения природного газа. На входных сооружениях комплекса происходит сепарация – отделение от газа механических примесей, воды, метанола и конденсата. В составе входных сооружений предусмотрены установки регенерации метанола и стабилизации конденсата. Отсепарированный газ поступает на технологические линии сжижения и последовательно

РИС. 2. Технологическая схема производственной линии (1, 2 и 3) завода «Ямал СПГ»



проходит очистку от кислых газов и следов метанола, осушку и удаление ртути, извлечение фракций этана, пропана и более тяжелых углеводородов. Далее очищенный газ поступает на предварительное охлаждение и сжижение (рис. 2) по технологии Air Products с основным контуром на смешанном хладагенте и предварительным охлаждением пропаном (AP-C3MR). В процессе используется спиральновитой основной криогенный теплообменник компании Air Products and Chemicals.

Сырьевой газ (ПГ), поступающий с блока очистки, охлаждается пропаном в холодильниках (ТО-1... ТО-3). Пропан используется при различных уровнях давления в каждом из холодильников, позволяя охладить сырьевой газ до температуры около минус 35 °С. Предварительно охлажденный природный газ и отделенный в сепараторе (Е-1) от тяжелых углеводородов, подается в главный криогенный теплообменник (ТО-4), где происходит его дальнейшее охлаждение, сжижение и переохлаждение в теплой и холодной секции теплообменника, после чего газ попадает в емкость мгновенного испарения.

Пропановый контур состоит из компрессорной установки, в которую входят сепараторы, пропановый компрессор, пропановый пароохладитель, пропановый конденсатор, сборник пропана и переохладитель пропана. Пар на выходе компрессора (К-1) охлаждается в пропановых пароохладителях (Х-1), после чего конденсируется в пропановых конденсаторах (на рисунке не показаны). Конденсированный пропан собирается в сборнике пропана (на рисунке не показан), затем доохлаждается в переохладителе, откуда пропан нисходит до нескольких ступеней давления с помощью переохладителей-испарителей (ТО-1... ТО-3). Пар от всех переохладителей возвращается на соответствующую стадию всасывания компрессора через сепараторы.

Хладагент, используемый для сжижения предварительно охлажденного сырьевого газа, представляет собой смесь азота, метана, этана или этилена, пропана и бутанов. Его

состав подбирается так, чтобы обеспечить оптимальное охлаждение и сжижение сырьевого газа. Пары смешанного хладагента из сепаратора смешанного хладагента (Е-2) поступают в главный криогенный теплообменник, где конденсируются и переохлаждаются, проходя по теплому и холодному трубным пучкам. Пары выходят из холодного конца главного криогенного теплообменника. Для снижения давления они проходят «холодный» дроссель (Д-3), и уже под низким давлением поток смешанного хладагента подается в межтрубное пространство главного криогенного теплообменника. Двигаясь сверху вниз, этот поток омывает холодный и теплый пучок, обеспечивая их охлаждение.

Жидкость смешанного хладагента, собирающаяся в сепараторе смешанного хладагента (Е-2), направляется в главный криогенный теплообменник, где переохлаждается в теплом трубном пучке, а потом проходит через «теплый» дроссель (Д-4). Полученный поток низкого давления подается в межтрубное пространство главного криогенного теплообменника в участок теплового пучка. Двигаясь сверху вниз, этот поток омывает теплый пучок, обеспечивая его охлаждение. Смешанный хладагент низкого давления полностью испаряется и перегревается в нижней части главного криогенного теплообменника, откуда он

подается на узел компримирования смешанного хладагента (К-2). Смешанный хладагент повторно компримируется, охлаждается в холодильниках (Х-2), и поступает в пропановые холодильники (ТО-1...ТО-3) для предварительного охлаждения, где происходит его частичная конденсация и сепарация в сепараторе смешанного хладагента (Е-2) [4].

Недостатком процесса AP-C3MR в условиях арктического климата является неполное использование холода окружающей природной среды. Если для экваториального климата отвод тепла от газа и смешанного хладагента в пропановом контуре совершается в диапазоне температур от +45 °С до -34 °С, то в арктическом климате этот диапазон может начинаться с +10 °С и ниже. В итоге основная компрессорная мощность расходуется на сжатие смешанного хладагента второго контура. Компрессорные мощности привязаны к типоразмеру газовых приводов. Для одной технологической нитки используются приводы мощностью 86 МВт [5]. Максимально использовать эту мощность при смещении баланса ее потребления в сторону СХА возможно только увеличивая массогабаритные характеристики основного криогенного теплообменника.

Можно предположить, что решение о применении технологии СЗМР на Ямале было принято без предварительного инженерного анализа под давлением финансистов, которые при анализе рисков требуют использования так называемых «доступных» (available) технологий. Это означает наличие значительного количества референций по практическому применению. Действительно, СЗМР используется чуть не на 80 % крупнотоннажных заводов, построенных в мире, но все они, кроме ямальского, расположены в экваториальной зоне.

Следующим реализованным, но уже среднетоннажным проектом стал проект «Высоцк СПГ».



ФАКТЫ

40 ТОНН

СПГ в час производит каждая линия терминала в порту Высоцк

Терминал по производству и перегрузке сжиженного природного газа в порту Высоцк Ленинградской области – интегрированный проект по производству, хранению и отгрузке СПГ потребителям, который реализован в 2019 г. совместным предприятием ПАО «НОВАТЭК» и АО «Газпромбанк» «Криогаз-Высоцк».

Терминал по производству СПГ мощностью 660 тыс. тонн на ресурсной базе магистрального газопровода «Ленинград – Выборг – Госграница», состоит из двух технологических линий производительностью по 40 тонн СПГ в час каждая. В основу технологического процесса легла технология сжижения газа «Smartfin» компании Air

РИС. 3. Технологическая схема установки сжижения «Высоцк СПГ»

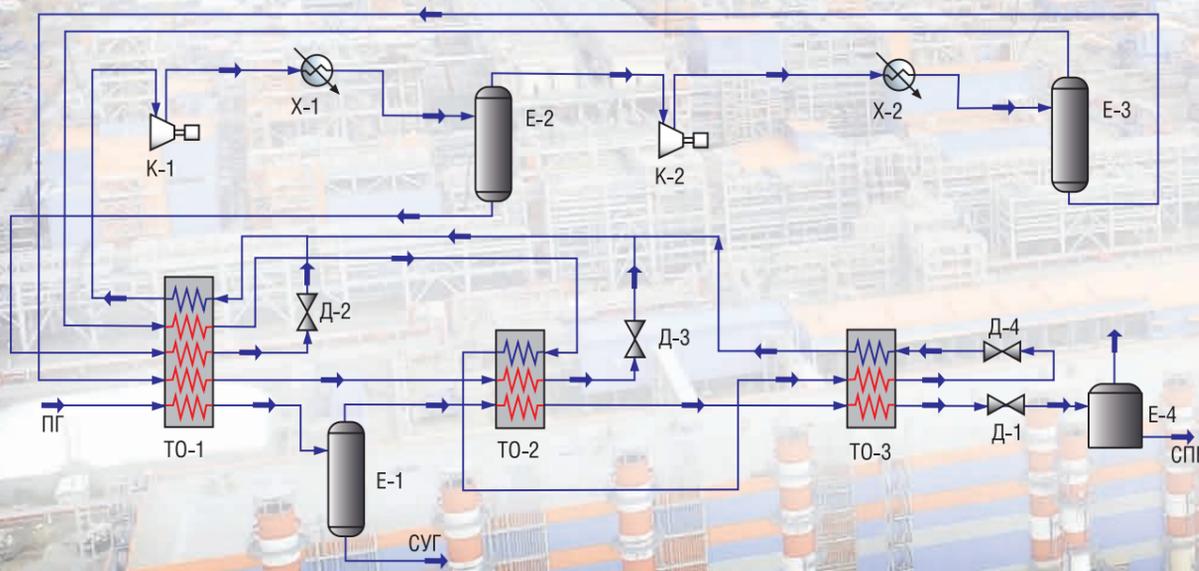
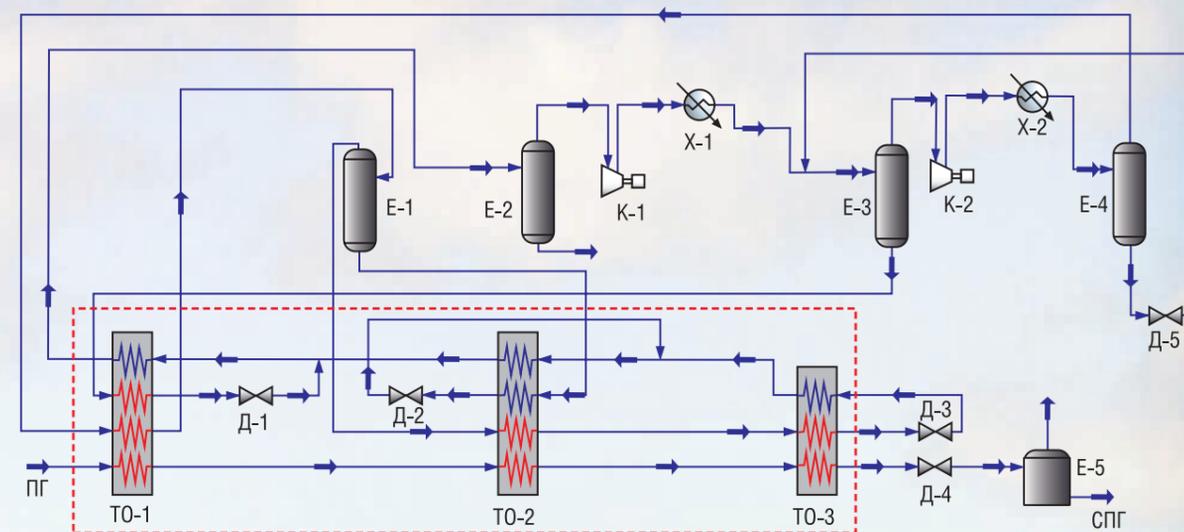


РИС. 4. Технологическая схема комплекса сжижения ООО «Газпром СПГ Портовая»



Liquide. В данной технологии для сжижения сырьевого газа используется один замкнутый цикл смешанного хладагента, состоящего из метана, этана, пропана, бутана и этилена. Смешанный хладагент сжимается, частично конденсируется и расширяется в несколько этапов (рис. 3).

Смешанный хладагент компримируется до среднего давления в компрессоре (К-1), охлаждается в холодильнике (Х-1) и частично конденсируется в емкости (Е-2). Жидкая фаза направляется на охлаждение в теплообменник (ТО-1) и последующее расширение до 250 кПа, затем смешивается с возвратным потоком хладагента и противотоком через теплообменник (ТО-1) возвращается в цикл.

Паровая часть хладагента из (Е-2) поступает на компримирование в компрессор (К-2) и при давлении 40 атм. в холодильник (Х-2), где охлаждается и затем подвергается фракционированию в сепараторе (Е-3). Жидкая сконденсированная фракция откачивается из сепаратора (Е-3), переохлаждается в теплообменниках (ТО-1 и ТО-2) и затем расширяется до давления 250 кПа на дросселе (Д-3). Затем она смешивается с возвратным потоком хладагента и направляется противотоком в теплообменник (ТО-1).

Пары хладагента из сепаратора (Е-3) охлаждаются в теплообменнике (ТО-1), дросселируются до давления 250 кПа на дросселе (Д-2) и смешиваются с возвратным потоком хладагента, который направляется противотоком в теплообменник (ТО-1). Объединенная смесь хладагента направляется обратно на всасывание компрессора (К-1) [6].

Производимый при расширении частей хладагента холод передается через алюминиевые паяные теплообменники природному газу, что делает возможным его сжижение.

Особенностью данной технологии является, как и в случае технологии Shell DMR на заводе

«Сахалин-2», ограниченный опыт промышленного использования – на терминале в Высоцке она реализована впервые, и о технологических особенностях с практической точки зрения можно будет судить в ближайшем будущем.

Еще один среднетоннажный проект, находящийся на завершающей стадии реализации, осуществляет ПАО «Газпром». В 2016 году начато строительство комплекса по производству, хранению и отгрузке сжиженного природного газа в районе КС «Портовая» (комплекс СПГ КС «Портовая»), расположенного в Выборгском районе Ленинградской области на северо-восточном побережье Финского залива.

Проектная производительность комплекса составит 1,5 млн тонн в год. Объект будет введен



в эксплуатацию в конце 2019 г. и ориентирован, в частности, на рынки стран региона Балтийского и Северного морей, бункеровку судов СПГ в Балтийском море, а также для газоснабжения Калининградской области, через морской терминал по приему газа и плавучую регазификационную установку «Маршал Василевский». Оператором проекта является ООО «Газпром СПГ Портовая», а лицензиаром технологии – Linde AG. При сжижении используется процесс LIMUM3 с одним циклом смешанного хладагента на базе спиральновитых теплообменников (рис. 4).

Пары смешанного хладагента, состоящего из метана, бутана, этилена и азота, выходящие из теплой секции (ТО-1) главного криогенного теплообменника, проходят входной сепаратор (Е-2) и поступают на первую ступень сжатия компрессора хладагента (К-1). После сжатия пары хладагента охлаждаются и частично конденсируются при прохождении через межступенчатый АВО хладагента (Х-1); образовавшаяся парожидкостная смесь разделяется на паровую и жидкую фазы в межступенчатом сепараторе хладагента (Е-3).

Жидкий хладагент, выходящий из межступенчатого сепаратора (Е-3), переохлаждается при последовательном прохождении через дополнительный охладитель (на рисунке не показан) и затем – через нижний теплый пучок (ТО-1) главного криогенного теплообменника. Переохлажденный жидкий хладагент выходит из теплового пучка, дросселируется на «теплом» дросселе (Д-1), после чего попадает в межтрубное пространство нижней части главного криогенного теплообменника и течет вниз, омывая теплый трубный пучок, испаряясь и обеспечивая этим его охлаждение.

Пары хладагента, выходящие из межступенчатого сепаратора (Е-3), поступают на всас второй ступени сжатия компрессора хладагента (К-2). После сжатия пары хладагента охлаждаются и частично конденсируются при прохождении через концевой АВО хладагента (Х-2); образовавшаяся парожидкостная смесь разделяется на паровую и жидкую фазы в сепараторе хладагента высокого давления (Е-4).

Жидкий хладагент, выходящий из сепаратора высокого давления (Е-4), дросселируется (Д-5) и направляется в дополнительный охладитель (на рисунке не показан), а затем – смешивается с потоком, направляющимся в межступенчатый сепаратор хладагента (Е-3).

Поток паров из сепаратора хладагента высокого давления (Е-4) поступает в нижний теплый пучок (ТО-1) главного криогенного теплообменника, из которого выходит частично сконденсированным и далее разделяется в фазовом сепараторе смешанного хладагента (Е-1).

Жидкость, выходящая из фазового сепаратора смешанного хладагента (Е-1), переохлаждается в среднем трубном пучке (ТО-2), после чего дросселируется на «среднем» дросселе (Д-2) и направляется в межтрубное пространство средней части (ТО-2) главного криогенного

ФАКТЫ

В 2016 г.

начато строительство комплекса по производству, хранению и отгрузке сжиженного природного газа в районе КС «Портовая»

теплообменника, течет вниз, омывая средний и нижний теплый трубные пучки, испаряясь и обеспечивая этим их охлаждение.

Пары, выходящие из фазового сепаратора смешанного хладагента (Е-1), последовательно проходят средний (ТО-2) и холодный (ТО-3) трубные пучки главного криогенного теплообменника, где конденсируются и затем дросселируются на «холодном» дросселе (Д-3). Жидкий переохлажденный хладагент направляется в межтрубное пространство главного криогенного теплообменника, течет вниз, омывая холодный, средний и теплый трубные пучки, испаряясь и обеспечивая этим их охлаждение.

Пары хладагента, выходящие из нижней части главного криогенного теплообменника, вновь отправляются на узел компримирования смешанного хладагента.

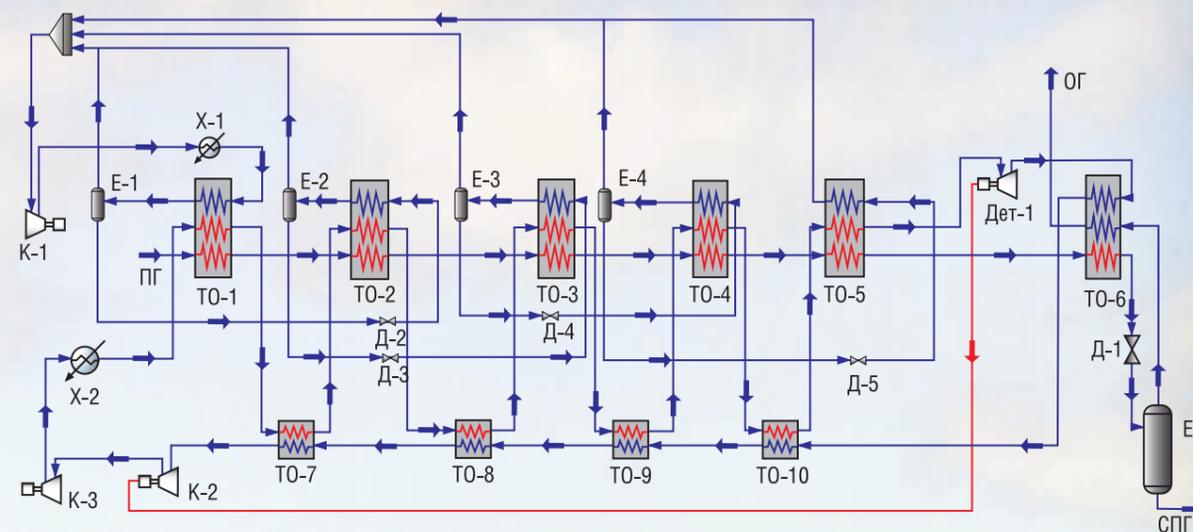
Природный газ, проходя через теплую, среднюю и холодные секции (ТО-1..ТО-3), конденсируется и выходящий сжиженный природный газ из главного криогенного теплообменника переохлаждается за счет дросселирования (Д-4) и подается в изотермическое хранилище (Е-5) [7].

К преимуществам данной технологии можно отнести небольшое количество оборудования, простоту схемы, высокую эффективность для различных условий эксплуатации за счет подбора оптимального состава смешанного хладагента, а также гибкость производительности как в большую, так и в меньшую стороны.

Уже после запуска первой линии «Ямал СПГ» были выявлены основные технологические недостатки, поэтому ПАО «НОВАТЭК» начало разрабатывать собственную технологию сжижения для последующей реализации на 4-й линии завода «Ямал СПГ».

Ранее говорилось, что основной недостаток процесса СЗМР в условиях арктического климата заключается в неполном использовании холода окружающей природной среды и приводит к тому, что на заводе

РИС. 5. Технологическая схема 4-й производственной линии завода «Ямал СПГ»



«Ямал СПГ» пропановый цикл практически не работает и основная компрессорная мощность (насколько это позволяет теплообменное оборудование) расходуется на сжатие смешанного хладагента второго контура.

В 2018 г. ПАО «НОВАТЭК» запатентовало технологию сжижения природного газа по циклу высокого давления с предохлаждением этаном и переохлаждением азотом «Арктический каскад» (рис. 5) и в этом же году приступило к строительству четвертой опытно-промышленной линии в рамках «Ямал СПГ». Производительность этой линии составит порядка 0,9 млн т СПГ в год. Запустить ее планируется в начале 2020 года.

Производителем рекуперативного многосекционного спиральновитого теплообменника является ПАО «Криогенмаш», испарителей этана – ПАО «ЗиО-Подольск».

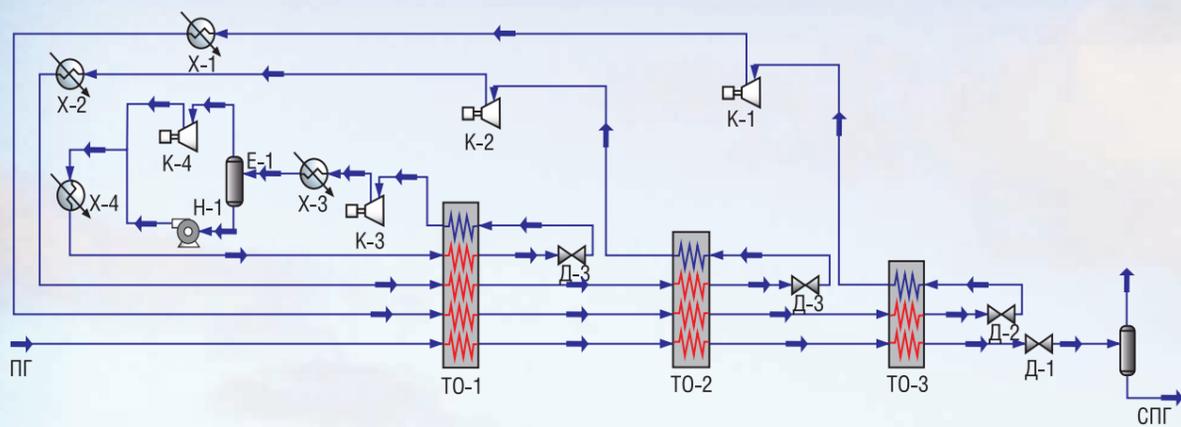
Подготовленный к сжижению природный газ (ПГ) (очищенный от паров воды, углекислого газа и других загрязняющих примесей), компримированный и охлажденный за счет холода окружающей среды воздушного либо водяного охлаждения до температуры порядка +10 °С и направляется в испарители этана (ТО-1...ТО-5). В данных испарителях природный газ охлаждается до температуры примерно минус 84 °С за счет кипения этана при различных уровнях давления. После выхода из теплообменников этан поступает на различные ступени компрессора (К-1) и конденсируется в холодильнике (Х-1).

Охлажденный этаном газ поступает в многопоточный концевой теплообменник (ТО-6), в котором природный газ переохлаждается азотом и отпарным газом (ОГ) до температуры примерно минус 137 °С. Далее газ расширяется в дросселе до 150 кПа, при этом происходит его охлаждение, а в сепараторе (Е-5) разделение жидкого и газообразного потока. СПГ направляется в резервуары хранения, а несжиженная часть газа отдает холод сжижаемому потоку газа, после чего компримируется и отправляется в топливную сеть завода или сжижение.

Компримированный компрессорами (К-2) и (К-3) до 10 МПа азот охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения (Х-2), поступает попеременно в испарители этана (ТО-1...ТО-5) и в теплообменники азот-азот (ТО-7...ТО-10). После охлаждения за счет кипения этана в испарителях (ТО-1...ТО-5) и обратного тока азота в теплообменниках (ТО-7...ТО-10) азот поступает на детандер (Дет-1), в качестве нагрузки которого в детандер-компрессорном агрегате служит дожимной компрессор отпарного газа (на схеме не показан). Сбросив давление на детандере до 2,6 МПа и охладившись, азот поступает в концевой многопоточный теплообменник (ТО-6) переохлаждения газа. Отдав холод потоку сжижаемого газа, азот отдает свое тепло в теплообменниках азот-азот, поступает на компрессор (К-2) детандер-компрессорного агрегата, после чего дожимается компрессором (К-3) [5].

Отличительной особенностью технологии «Арктический каскад» является применение в первом контуре оживления чистого этана. Такое решение должно значительно упростить процесс сжижения за счет применения простых испарителей вместо сложных многопоточных теплообменников для смешанных хладагентов. Однако количество применяемого оборудования и протяженность обвязок, судя по схеме, будут достаточно велики.

РИС. 6. Технологическая схема производственной линии проекта «Арктик СПГ 2»



По плану ПАО «НОВАТЭК» в случае успешного применения на 4-1 линии «Ямал СПГ» данная технология может быть принята для перспективного проекта «Обский СПГ» – трех линий мощностью около 1,6 млн тонн в год каждая.

Описанные выше далеко не все крупнотоннажные проекты, которые планировалось реализовать в России в последние десять лет. Запустить новые мощности по сжижению газа рассчитывали также в рамках третьей очереди «Сахалина-2», «Штокмановского СПГ», «Дальневосточного СПГ», «Печора СПГ», «Обского СПГ», «Арктик СПГ-2», «Владивосток СПГ» и «Балтийского СПГ/ГПЗ». Однако в настоящее время наиболее близки к реализации только последние три завода.

«Арктик СПГ-2» – очередной проект ПАО «НОВАТЭК» по производству сжиженного природного газа. Проект предусматривает строительство трех технологических линий по производству сжиженного природного газа мощностью 6,6 млн т в год каждая и стабильного газового конденсата до 1,6 млн т в год. Общая мощность трех линий составит 19,8 млн т СПГ в год. Проект основан на инновационной концепции строительства с использованием оснований гравитационного типа (ОГТ). Оператором проекта и владельцем всех активов является ООО «Арктик СПГ-2».

Ресурсной базой проекта «Арктик СПГ-2» является Утреннее месторождение, расположенное на полуострове Гыдан в ЯНАО, примерно в 70 км от проекта «Ямал СПГ» через Обскую губу.

В 2018 году были завершены основные технические решения и проектная документация (FEED), начато выполнение инженерной подготовки территории, строительство первоочередных объектов энергоснабжения и бурение эксплуатационных скважин, строительство причальной набережной. Запуск трех линий намечен на 2023, 2024 и 2025 годы соответственно.

В качестве технологии сжижения для данного проекта принята технология Linde AG – каскадный процесс MFC4 с использованием смешанного хладагента, аналогичная процессу MFC3, реализованному в проекте Snøhvít в Хаммерфесте (Норвегия), но более подходящему для холодного климата

ФАКТЫ

2018 г.

ПАО «НОВАТЭК» запатентовало технологию сжижения природного газа по циклу высокого давления с переохлаждением этаном и первоохлаждением азотом «Арктический каскад»

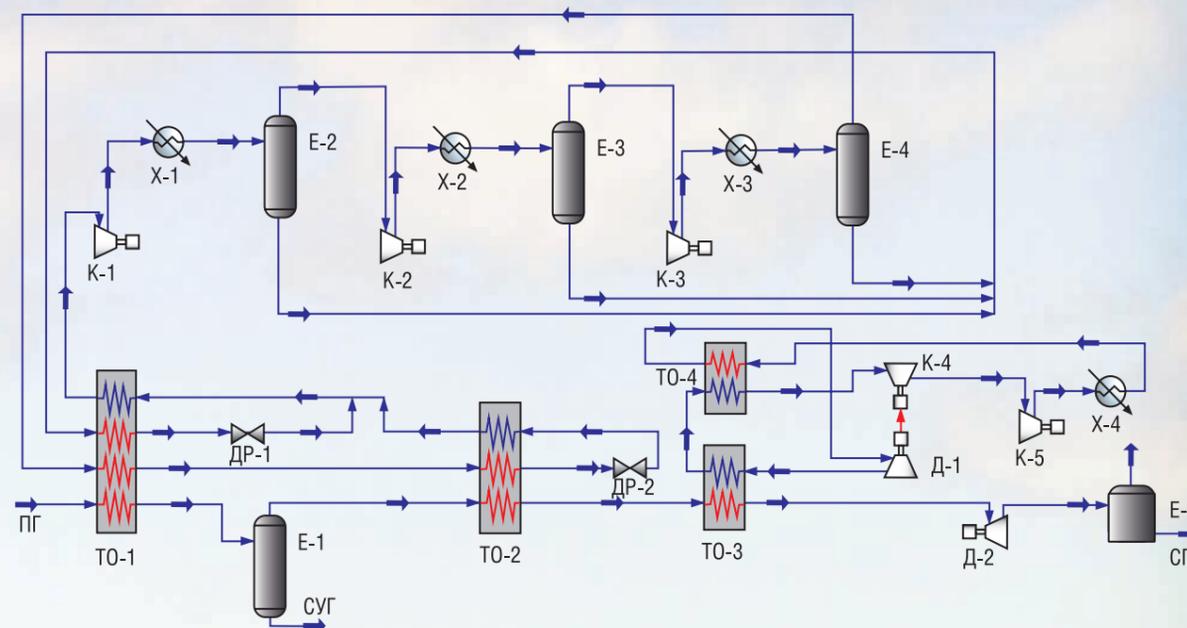
и ограниченного пространства за счет исключения хранения жидких углеводородов C₃₊.

Технологическая схема процесса MFC4 представлена на рисунке 6.

Подготовленный природный газ поступает на установку и последовательно направляется в трубное пространство теплообменников (ТО-1...ТО-3). После выхода из теплообменника (ТО-3) при температуре минус 157 °С давление среды снижается в дросселе (Д-1) до давления хранения 130 кПа после чего сжиженный поток направляется в резервуары хранения СПГ.

После сжатия три потока хладагента при температуре окружающей среды направляются на теплую сторону (ТО-1), охлаждаясь приблизительно до минус 35 °С. Давление переохлажденного первого хладагента, состоящего из этилена или этана, пропана и бутана, после (ТО-1) снижается до 570 кПа (Д-3) и он направляется в межтрубное пространство, полностью испаряясь под действием теплых боковых потоков. Далее первый хладагент выходит из (ТО-1) в перегретом состоянии и направляется на компримирование (К-3) и (К-4) с промежуточным охлаждением. Перед подачей в компрессор (К-4) поток газа проходит сепаратор для предотвращения попадания жидкой фазы на всас компрессора. Нагретый сжатый газ охлаждается в АВО (на рисунке условно не показан), затем параллельные потоки объединяются и конденсируются в холодильнике-конденсаторе.

РИС. 7. Технологическая схема установки сжижения процесса GMR



Второй смешанный хладагент состоит из метана, этилена или этана и пропана, третий – из азота, метана и этилена или этана.

Потоки второго и третьего смешанного хладагента, выходящие с холодной стороны трубного пространства (ТО-1) направляются для охлаждения до температуры приблизительно минус 68 °С в (ТО-2). Давление переохлажденного второго хладагента затем снижается приблизительно до 400 кПа и хладагент возвращается по межтрубному пространству (ТО-2), полностью испаряясь под действием теплых боковых потоков. Далее он в перегретом состоянии направляется на сжатие в компрессор (К-2) и после охлаждения (Х-2) возвращается в цикл.

Третий хладагент, выходящий с холодной стороны (ТО-2), направляется в теплообменник (ТО-3) для окончательного охлаждения до приблизительно минус 157 °С. После этого давление хладагента снижается приблизительно до 570 кПа, и он по межтрубному пространству (ТО-3), полностью испаряясь под действием теплых боковых потоков, направляется на сжатие в компрессор (К-1) и после охлаждения (Х-1) возвращается в цикл [8].

К недостаткам процесса можно отнести как минимум сложную схему управления из-за применения трех типов смешанного хладагента.

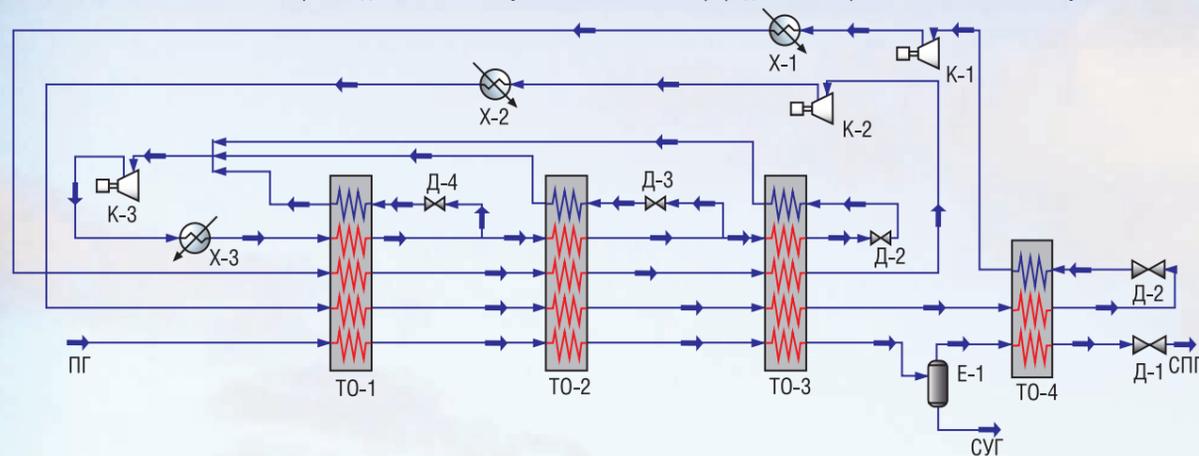
Принципиальным техническим решением является осуществление компримирования хладагентов в параллельных линиях с распределением мощности по 2×50%, которое определяет конфигурацию компрессорного оборудования и механического привода. Компрессоры сжатия первого и второго хладагентов расположены на одном валу газовой турбины, сжатие третьего хладагента осуществляется в две ступени, таким образом необходимо использование двух идентичных приводов.

Одним из перспективных проектов по производству СПГ для ПАО «Газпром» является «Владивосток СПГ».

В 2013 г. ПАО «Газпром» объявило о планах возвести завод СПГ в бухте Перевозная Хасанского района Приморского края. Первоначально планировалось, что его мощность достигнет 10 млн т (с возможностью расширения до 15 млн), а ресурсной базой станет либо Чайндинское месторождение в Якутии, либо группа месторождений проекта «Сахалин-3» – Южно-Кириновское, Кириновское и Мынгинское. Однако эти планы не воплотились в жизнь. В 2017 году «Владивосток СПГ» был реанимирован, правда, уже в ином формате – с переориентацией его под поставку топлива для бункеровки судов [9].

Сейчас «Владивосток-СПГ» – проект, предполагающий строительство в районе Владивостока завода по производству сжиженного природного газа мощностью до 1,5 млн т/год. Проект на стадии обоснования инвестиционных планов. Работа над обоснованием завершится в 2019 году. В качестве возможных технологий для завода может стать технология LIMUM3, описанная выше, или собственная, но пока не апробированная технология

РИС. 8. Технологическая схема производственной линии установки сжижения природного газа проекта ГПЗ КПЭГ в Усть-Луге



ПАО «Газпром» GMR, которая включает в себя два контура: контур смешанного и контур азотного хладагента (рис. 7).

Предварительно очищенный и осушенный природный газ охлаждается и конденсируется в теплообменнике предварительного охлаждения (ТО-1) до температуры минус 52–54 °С, затем сепарируется с отделением жидких углеводородов, которые направляют на фракционирование. Газовый поток с сепаратора (Е-1) последовательно охлаждается в теплообменнике сжижения (ТО-2) до температуры минус 120–125 °С, переохлаждается газообразным азотом в теплообменнике переохладения (ТО-3) до температуры минус 150–160 °С, давление переохлажденного сжиженного природного газа (СПГ) снижается в жидкостном детандере (Д-2) до 0,11–0,13 МПа, и переохлажденный СПГ направляется в емкость хранения СПГ (Е-5).

Смешанный хладагент, состоящий из азота, метана, этана, пропана, бутана и пентана, из теплообменника предварительного охлаждения (ТО-1) компримируется (К-1...К-3) до давления от 3,0 до 3,1 МПа, охлаждается до температуры 26–30 °С (Х-1...Х-3) и разделяется в сепараторах (Е-2 и Е-3) на потоки тяжелого жидкого хладагента и легкого газообразного смешанного хладагента, причем потоки тяжелого жидкого хладагента смешиваются с тяжелым жидким хладагентом из последнего сепаратора (Е4). Потоки тяжелого жидкого смешанного хладагента и легкого газообразного смешанного хладагента направляются для охлаждения до температуры минус 52–54 °С за счет подачи обратного смешанного потока низкого давления тяжелого и легкого смешанного хладагента. Затем тяжелый жидкий смешанный хладагент переохлаждается в теплообменнике предварительного охлаждения (ТО-1), дросселируется (Др-1) до давления 0,25–0,27 МПа и подается вместе с легким смешанным хладагентом, направленным из теплообменника сжижения (ТО-2).

Переохлажденный сжиженный легкий смешанный хладагент, полученный на выходе теплообменника сжижения (ТО-2), направляют на дросселирование

(Др-2) до давления 0,25–0,27 МПа и далее на охлаждение его трубных потоков.

Газообразный азот низкого давления из теплообменника азотного цикла (ТО-4) последовательно компримируется в компрессоре турбодетандера (К-4) до давления 1,2–1,4 МПа и в компрессорах азотного цикла (К-5) до давления 3,5–3,7 Мпа. Затем охлаждается в воздушных охладителях (Х-4) до температуры 26–30 °С и в теплообменнике азотного цикла (ТО-4) до температуры минус 107–109 °С за счет обратного потока азотного хладагента низкого давления. Далее азот расширяется до давления 0,8–1,0 МПа в турбодетандере (Д-1) и направляется для переохладения потока СПГ в теплообменник переохладения (ТО-3), затем рекуперативно нагревается в теплообменнике азотного цикла (ТО-4) до температуры 22–24 °С потоком азота высокого давления и возвращается на всас компрессора турбодетандерного агрегата [10].

Недостатком данной технологии является сложная схема управления контуром предварительного охлаждения. Наличие жидкой фазы после каждой ступени сжатия приводит к трудно прогнозируемым изменениям в работе первичного контура охлаждения газа при изменении любого из параметров – температура воздуха, степень сжатия хладагента, снижение/повышение производительности.

Технология GMR схожа с технологией «Арктический

каскад», описанной выше, только в первом контуре ожижения применяется смешанный хладагент вместо чистого этана. Такое решение усложняет процесс сжижения, за счет необходимости использования сложных многопоточных теплообменников для смешанного хладагента вместо простых испарителей.

Это приведет к увеличению капитальных затрат на установку фракционирования хладагента, складского хранения и узел смешения чистых хладагентов для приготовления смешанного.

Прослеживается желание авторов добиться возможности применения российского оборудования за счет уменьшения единичной мощности приводов и компрессоров.

Еще один перспективный проект ПАО «Газпром» – это завод СПГ на Балтике.

Комплекс переработки этансодержащего газа (КПЭГ) является интегрированным проектом по переработке этансодержащего газа, добываемого на месторождениях ПАО «Газпром», состоит из газоперерабатывающего завода, газохимического комплекса и объектов транспортной инфраструктуры и предполагается к размещению в районе поселка Усть-Луга Кингисеппского района Ленинградской области [11].

Производительность ГПЗ КПЭГ определена в объеме 45 млрд м³ этансодержащего природного газа, добываемого из ачимовских и валанжинских залежей месторождений Надым-Пур-Тазовского региона и поставляемого в район размещения ГПЗ по газотранспортной системе ПАО «Газпром».

Товарной продукцией ГПЗ КПЭГ являются сжиженные углеводородные газы (до 2,2 млн т) и сжиженный природный газ (13 млн т) с поставкой их на экспорт, а также 4 млн т этана с поставкой в качестве сырья на газохимический комплекс, интегрированный с ГПЗ в составе КПЭГ. Оставшийся после переработки природный газ (около 20 млрд куб. м) будет направляться в газотранспортную систему «Газпрома».

Пуск в эксплуатацию ГПЗ КПЭГ запланирован двумя очередями: в 3 квартале 2023 и в 3 квартале 2024 года соответственно.

Вероятной технологией производства СПГ станет технология Linde DMR, которая является модификацией процесса MFC2 (рис. 8). В данном процессе сжижение «жирного» газа происходит за счет теплообмена со смесями хладагентов в каскаде из двух холодильных циклов, первый из которых предназначен для предварительного охлаждения, а второй – для сжижения и переохладения.

Компримированный очищенный и осушенный природный газ поступает в секции предварительных теплообменников (ТО-1...ТО-3). Охлаждение в них осуществляется за счет циркуляции смешанного хладагента первой (предварительной) ступени, часть которого после каждой ступени дросселируется и используется в качестве холодного потока, после чего дожимается компрессором (К-3), охлаждается в холодильнике (Х-3) и возвращается в цикл.

ФАКТЫ

19,8

МЛН Т

СПГ в год общая мощность трех линий «Арктик СП-2»

В аппарате (Е-1) происходит выделение из потока охлажденного природного газа тяжелых углеводородов. Сухой газ далее направляется в основной теплообменник (ТО-4), где охлаждается за счет холода, полученного при расширении смешанного хладагента второй ступени. После этого газ расширяется в дросселе (Д-1), а полученный СПГ отводится на хранение.

Сжатие хладагента второй ступени в данном цикле происходит ступенчато. Использование первого холодильного цикла для промежуточного охлаждения смеси хладагентов второго холодильного цикла позволяет снизить нагрузку на второй холодильный цикл за счет соответствующего увеличения нагрузки на первый холодильный цикл, поскольку мощность, потребляемая компрессором высокого давления (К-2), уменьшается пропорционально снижению температуры всасывания потока второго хладагента после промежуточного охлаждения [12].

Особенностью данной технологии является использование компрессора с холодным всасыванием во втором холодильном цикле со смесью хладагентов и использование первого холодильного цикла для частичного промежуточного охлаждения частично сжатой смеси хладагентов второго холодильного цикла.

Данную технологию можно комбинировать с любыми методами отделения высококипящих углеводородов, что особенно важно для случая интегрированного проекта по сжижению природного газа и переработки этансодержащего газа на ГПЗ.

В таблице 1 представлены результаты расчетов максимального энергопотребления, описанных выше заводов. Расчеты произведены с учетом среднестатистической летней температуры района расположения производств.

Наименьшим энергопотреблением характеризуются циклы, технология которых

ТАБЛИЦА 1. Расчетные показатели работы производств СПГ в России

Завод / проект	Мощность, млн т год	Используемый процесс	Лицензиар	Максимальные удельные энергозатраты, кВт·ч/т СПГ
Сахалин-2	2×4,8	DMR	Shell	336
Ямал СПГ (1,2,3 очередь)	3×5,5	G3MR	APCI	343
Криогаз-Высоцк СПГ	2×0,33	Smartfin	Air Liquide	444
Газпром СПГ Портовая	1,5	LIMUM3	Linde AG	316
Ямал СПГ (4 очередь)	0,9	Арктический каскад	ПАО «НОВАТЭК»	258
Арктик СПГ-2	3×6,6	MFC4	Linde AG	231
Владивосток СПГ	0,5 – 1,5	GMR	ПАО «Газпром»	428
		LIMUM3	Linde AG	327
ГПЗ КПЭГ в Усть-Луге	2×6,5	DMR	Linde AG	241

предусматривает работу в холодном климате, наибольшим – технология «Smartfin» компании Air Liquide и GMR, разработанной ООО «Газпром ВНИИГАЗ.

За последние два года производство СПГ в России серьезно увеличилось. К началу 2020 года мощности по сжижению природного газа составят около 30 млн т/год. Одним из преимуществ России является возможность использования холода окружающей среды за Северным полярным кругом. Как показывает проведенный анализ, применение технологий, специально адаптированных для работы в холодных условиях, значительно уменьшает потребление энергии холодильными циклами и, следовательно, снижает себестоимость получаемого СПГ.

Накопленный опыт эксплуатации крупнотоннажных заводов по сжижению природного газа, позволил создать первые отечественные СПГ технологии – «GMR» и «Арктический каскад». И для России крайне важно, чувствуя тенденции глобальной энергетики, эффективно реализовывать свои конкурентные преимущества и вместе с другими странами формировать общее энергетическое пространство и общее энергетическое будущее [13]. В случае готовности отечественных предприятий к выпуску турбокомпрессорного и теплообменного оборудования высокой производительности, можно ожидать дальнейшего развития российской инженерной мысли в криогенике. ●

Литература

1. Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Козлов А.М., Мещерин И.В. Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа // НефтегазоХимия № 4, 2016. – С. 31 – 36.
2. Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 159 с.
3. Liquefying a stream enriched in methane: Pat. US 6370910/ H.F. Grootjans, R.K. Nagelvoort, K.J. Vink; Apr. 16, 2002.

4. Седерик Кремерс. Российская индустрия СПГ [электронный ресурс] URL: <http://neftianka.ru/sederik-kremers-rossijskaya-industriya-spg/> (дата обращения 19.08.2019).
5. Способ сжижения природного газа по циклу высокого давления с предохлаждением этаном и переохлаждением азотом «Арктический каскад» и установка для его осуществления: пат. РФ 2 645 185 / Минигулов Р.М. и др.; заявл. 16.03.2017; опубл. 16.02.2018, Бюл. № 5.
6. Method of cooling a gaseous mixture and installation therefor: Pat. US 3780535 / B. Darrebeau; Dec. 25, 1973.
7. LNG Technology. Optimised solutions for small-to world-scale plants [электронный ресурс] URL: https://www.linde-engineering.com/en/images/LNG-Technology_tcm19-4577.pdf (дата обращения 19.08.2019).
8. Method for liquefying a stream rich in hydrocarbons: Pat. US 6253574 B1 / Stockmann R. and etc.; Jul. 3, 2001.
9. Родионов К. Проблемы и перспективы СПГ-проектов в России [электронный ресурс] URL: <https://www.pwc.ru/ru/oil-and-gas/assets/challenges-and-outlook-for-lng-projects-rus.pdf> (дата обращения 20.08.2019).
10. Способ сжижения природного газа и установка для его осуществления: пат. РФ 2538192 / Мамаев А.В. и др.; заявл. 07.11.2013; опубл. 10.01.2015, Бюл. № 1.
11. Комплекс переработки этансодержащего газа, газоперерабатывающий завод [электронный ресурс] URL: <http://www.rusgasdob.ru/ruschemalliance.html> (дата обращения 19.08.2019).
12. Verfahren zum Verflüssigen eines Kohlenwasserstoff-reichen Stromes / Stockmann R. and etc.; Pat. DE 19716415C1. Oct. 10, 1998.
13. В.В. Путин / Стенографический отчет о пленарном заседании Российской энергетической недели [электронный ресурс] https://minenergo.gov.ru/sites/default/files/10/25/12815/1_3_Ustoychivaya_energetika_dlya_menyayushchegosya_mira.pdf (дата обращения 20.08.2019).

KEYWORDS: gas liquefaction plants, refrigerants, gas purification, propane, raw gas.

55 лет



Обслуживание морских судов и буровых платформ, медицинская эвакуация, мониторинг трубопроводов

KA-32

Пассажировместимость.....до 13 чел.
Крейсерская скорость.....200 км/ч
Дальность полета.....до 800 км
Длина.....11,3 м
Диаметр несущего винта.....15,9 м
Максимальная взлетная масса...11000 кг

EC-135

Пассажировместимость.....до 5 чел.
Крейсерская скорость.....239 км/ч
Дальность полета.....до 620 км
Длина.....12,16 м
Диаметр несущего винта.....10,2 м
Максимальная взлетная масса...2950 кг

МИ-8

Пассажировместимость.....до 24 чел.
Крейсерская скорость.....230 км/ч
Дальность полета.....до 500 км
Длина.....18,42 м
Диаметр несущего винта.....21,3 м
Максимальная взлетная масса...13000 кг

KA-32

МИ-8

EC-135



350000, г. Краснодар,
ул. Кирова, д. 138
Тел.: (861) 255-69-75;
E-mail: panh@panh.ru

www.panh.ru

ПРИБРЕЖНЫЙ КОМПЛЕКСНЫЙ ТЕРМИНАЛ СПГ

Гусейнов Чингиз Саибович,
доктор технических наук,
профессор кафедры автоматизации
проектирования сооружений нефтяной
и газовой промышленности,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина,
научный сотрудник ИПНГ РАН

ПРЕДСТАВЛЕНА ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ НОВОГО ПРИБРЕЖНОГО ТЕРМИНАЛА ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА И ПУТЬ К СНИЖЕНИЮ СТОИМОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ЖИДКОГО ВОЗДУХА В КАЧЕСТВЕ ХЛАДАГЕНТА ДЛЯ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

INTRODUCE POSSIBILITY OF CREATION OF NEW OFFSHORE TERMINAL FOR STORAGE OF NATURAL GAS AND PATH TOWARDS LOWERING OF COST OF RECEIPT OF LIQUID AIR IN THE CAPACITY REFRIGERANT FOR LIQUEFACTION OF NATURAL GAS

Ключевые слова: природный газ, сжижение, хладагент, жидкий воздух, сжиженный природный газ.

С того времени, когда природный газ стал одним из главных источников энергии в мире и проблема его доставки потребителям трубопроводами стала явно сдерживать объемы его добычи, сжижение газа стало панацеей. И ныне в мире получили широкое распространение множество технологий его сжижения. Тем не менее поиск новых технологий сжижения природного газа (СПГ) продолжается, в чем и мы также принимаем участие [1, 2], способствуя тем самым успешной диверсификации способов доставки газа потребителю. При этом необходимо отметить, что наши разработки предназначены прежде всего для освоения глубоководных длительно замерзающих акваторий Северного Ледовитого океана, поскольку традиционные ледостойкие платформы, предназначенные преимущественно для глубин до 50–60 м, не выдержат ледовых воздействий; кроме того, ни одна современная технология не рассчитана на использование в подводных условиях для добычи и сжижения природного газа [3]. Совершенствование одного из наших предложений технологии получения СПГ, безусловно, может быть реализовано в условиях подводной добычи природного газа и будет способствовать эффективности добычи природного газа [4]. При этом одним из важнейших компонентов нашей технологии подводного сжижения газа является стоимость используемого хладагента. В предложенной нами технологии сжижения газа в качестве основного и единственного хладагента преследуется именно эта цель: жидкий воздух (ЖВ) подается в противотоке с добываемым из продуктивных пластов природным газом. Полученный таким путем сжиженный природный газ (СПГ) подлещит хранению в изотермических резервуарах, из которых накопленный СПГ периодически перекачивают в танкер-газовоз, доставляющий газ потребителю. При этом доставленный СПГ перекачивается в специальные резервуары, хранилища СПГ, из которых по мере необходимости его регазифицируют, подавая в распределительные газопроводы.

Мы предлагаем «использовать» его холод на этапе регазификации СПГ, подвергая его же перекачке в противотоке с нагнетаемым воздухом, который можно охладить примерно до минус 145–150 °С; т.е. протяженность тракта охлаждения необходимо предусмотреть такой, чтобы достигнуть вышеуказанного диапазона температур; далее охлажденный таким образом воздух подлещит дальнейшему охлаждению вплоть до его сжижения с помощью традиционной технологии сжижения воздуха.

ФАКТЫ

50- 60 м

глубина скважин, для которых преимущественно предназначены традиционные ледостойкие платформы

Предложенный способ регазификации СПГ дает нам двойную выгоду, а именно: мы экономим энергию, необходимую для подогрева СПГ, и максимально охлаждаем воздух до вышеуказанных температур, а далее продолжаем охлаждать предварительно охлажденный нами воздух, доводя его до жидкого состояния, т.е. на заключительном этапе сжижения воздуха используем традиционную технологию его сжижения

С этой целью мы считаем необходимым обратить внимание на недоиспользованные возможности СПГ как хладагента после его доставки в порт назначения: при его сливе возможно (опять же в противотоке) охладить нагнетаемый воздух примерно до приведенных выше температур, а затем уже охлажденный таким образом воздух традиционным путем доводить до жидкого состояния; а затем закачивать этот ЖВ в освободившийся от СПГ танк, предварительно «промытый» (продутый) разгазированным жидким азотом во избежание образования взрывоопасной газозвушной смеси. Подобная процедура должна осуществляться последовательно: танк за танком, по мере высвобождения танкера от доставленного СПГ. Естественно, что такое решение позволяет существенно снизить и без того невысокую стоимость ЖВ (по сравнению с традиционно применяемыми многосмесевыми хладагентами, получаемыми специально для этих целей из природного газа, что, несомненно, повышает саму стоимость целевого процесса). Следует также заметить, что новая технология сжижения природного газа

конструктивно не изменит обычный облик самого танкера, и единственно, что добавится в сливно-наливных операциях, так это *обязательная продувка* всех танков разгазированным жидким азотом во избежание образования взрывоопасных концентраций паров смеси газа с воздухом (что потребует установки специально выделенного танка для хранения жидкого азота с оборудованием его разгазирования перед процедурой очередной «продувки» остальных танков газовоза).

Традиционный береговой терминал также функционально видоизменится для осуществления новой технологии сжижения, а именно: необходимо будет установить дополнительно:

- резервуар для хранения (и постепенного накопления) ЖВ;
- компрессор/мощную воздуходувку (для нагнетания воздуха в тракт предварительного охлаждения воздуха, подлежащего сжижению);
- установку для получения ЖВ (предварительно охлажденного воздуха);
- насосную станцию (для перекачки ЖВ в танкер);
- противоточный теплообменник/испаритель (типа «труба в трубе»);
- установку для получения жидкого азота из ЖВ.

Итак, применение предложенной технологии сжижения природного газа путем многоступенчатого теплообмена в противотоке с нагнетаемым воздухом с СПГ потребует дополнительного строительства, соответствующего указанным выше объектам и операциям на приемном береговом комплексе.

Затраты для приобретения и установки перечисленного оборудования прибрежного комплексного терминала (ПКТ), естественно, возрастут; однако конечная стоимость ЖВ будет существенно ниже суммарной стоимости многосмесевых хладагентов (с учетом разнотипных емкостей для их хранения, различных компрессоров для их перекачки и более сложных замкнутых систем сжижения природного газа [4]). К тому же общие затраты энергии, необходимой для подогрева регазифицируемого в противотоке СПГ с горячим воздухом возрастут незначительно, а предложенная нами технология, безусловно, будет значительно проще существующих современных заводов СПГ.

Все остальные функции приемного терминала практически не изменятся, что и делает, по нашему мнению, привлекательной для строительства новых (очередных) заводов по нашей технологии.

По существу, дважды – во-первых, на подводном промысле (см. [2]) и, во-вторых, на ПКТ – мы используем холод обоих хладагентов: на промысле – холод ЖВ, а на ПКТ – холод СПГ, что с учетом компактности *процесса теплообмена* создает преимущество предлагаемого нововведения.

В общем виде в состав ПКТ должны входить следующие элементы:

ФАКТЫ

До
**-145-
150** °C

охлаждается нагнетаемый воздух, который можно использовать на этапе регазификации СПГ

- комплекс производства метанола (в случае применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования) из метана с хранением и наливом в танкер (как вариант база приема, хранения и налива в танкер);
- установка регенерации метанола, включая комплекс утилизации отработанных растворов ингибитора, не подлежащих регенерации;
- комплекс производства ЖВ и регазификации СПГ, позволяющий нарабатывать необходимые объемы ЖВ как с использованием холода СПГ, так и без него;
- комплекс подготовки и подачи товарного газа в магистральный газопровод;
- терминал налива СПГ в ж/д и автомобильные цистерны;
- база хранения и отгрузки ЖВ на танкер;
- установка производства жидкого азота (ЖА), емкости хранения и система подачи на танкер;
- база снабжения и ремонта;
- комплексы обеспечения (контроля, автоматики, управления и противоаварийной защиты, система электроснабжения, система штатного и аварийного освещения, система связи и др.);
- центральный пункт управления всеми перечисленными операциями.

Следует также отметить, что такой подход представляется целесообразным при условии наличия достаточной энергии для производства ЖВ. Рациональным решением в этом случае представляется размещение ПКТ в районе присутствия адекватных энерго мощностей, а производство ЖВ осуществлять в периоды минимальных суточных нагрузок при минимальных тарифах, что также позволит производить ЖВ с максимальной эффективностью, балансируя одновременно энергопотребление в энергосистеме.

Применительно к газовым месторождениям Баренцевоморского региона первый предлагаемый ПКТ может быть размещен в одном из глубоководных портов



Кольского полуострова при наличии железных и автомобильных дорог и отсутствии сетевых ограничений по выдаче электрической мощности. Такие возможности на Кольском полуострове имеются как в Кольском заливе, так и в других портах нашей Арктики

Понятно, что в этом случае в регионе берегового комплекса необходимо наличие адекватного рынка потребления природного газа, либо такой рынок должен быть сформирован, например, путем строительства газохимического комплекса. Недостатком такого подхода следует признать отсутствие гибкости, присущей СПГ, как товару для спотового рынка, когда СПГ на танкере потенциально может быть поставлен в любую точку мира, где имеется соответствующий приемный терминал. В то же время экономия на производстве ЖВ с использованием холода СПГ вполне может нивелировать этот недостаток, а в случаях, когда преимущество спотовой поставки становится явным по ценовым параметрам, технология позволяет производить ЖВ без использования холода СПГ. Кроме того, в обоих случаях подводный промысел и береговой комплекс должны иметь единую систему управления и работать как единый технологический комплекс во избежание организационных, технологических или коммерческих срывов производственного процесса.

Выводы

Технология разработки морских газовых месторождений с подводным получением СПГ с применением ЖВ представляется весьма перспективной, особенно в условиях Арктики.

ФАКТЫ

До **1,5** раз

увеличивается эффективность проекта при использовании охлаждающей способности СПГ для производства ЖВ на береговом комплексе

Использование охлаждающей способности СПГ для производства ЖВ на береговом комплексе значительно (до 1,5 раза) увеличивает совокупную эффективность проекта при условии наличия рынка газа в регионе размещения ПКТ.

Строительство ПКТ по предлагаемой технологии позволяет создать гибкую и высокоэффективную систему «добыча газа – производство – СПГ – сбыт СПГ и/или разгазированного СПГ» в регионе. ●

Литература

1. Гусейнов Ч.С. Патент № 2632598 от 11.10.2017 Способ подводного освоения газоконденсатных месторождений, способ подводного сжижения природного газа и подводный комплекс для их осуществления. Приоритет от 2.10.15 г. 2017.
2. Гусейнов Ч.С., Федорова У.Б., Тулин Д.Ю. Патент № 2660213 Способ сжижения природного газа в процессе разработки подводного месторождения. Приоритет от 17.07.2017.
3. Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжижения природного газа: технологии и оборудование. М., РГУ нефти и газа имени Губкина, 2011, 159 с., с илл.
4. Гусейнов Ч.С., Кульпин Д.Л. Подводное сжижение газа, ж-л «Neftegaz RU», № 5, 2018, с. 23–27.

KEYWORDS: natural gas, liquefaction, refrigerant, liquid air, liquefied natural gas.

ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ СОСТОЯНИЕМ ГОРНОГО МАССИВА

ОТРАБОТКА УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, КАК ПРАВИЛО, ВЕДЕТСЯ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ, СОПРОВОЖДАЮЩИХСЯ УВЕЛИЧЕНИЕМ ПРИРОДНОЙ ГАЗОНОСНОСТИ, ГЛУБИНЫ ВЕДЕНИЯ ГОРНЫХ РАБОТ, РОСТОМ НАПРЯЖЕНИЙ В МАССИВЕ ГОРНЫХ ПОРОД, ЧТО ПРЕДОПРЕДЕЛИЛО НОВЫЕ ПОДХОДЫ К СОЗДАНИЮ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ НА УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ. ТАКИЕ СИСТЕМЫ ДОЛЖНЫ ОБЕСПЕЧИВАТЬ В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ УСЛОВИЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ОПАСНОСТИ ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО И ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА. ПРИ ЭТОМ ОБЪЕКТОМ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ, ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗА ЯВЛЯЕТСЯ СОСТОЯНИЕ УГОЛЬНОГО МАССИВА И ГОРНЫХ ПОРОД

COAL MINING, AS A RULE, IS CARRIED OUT UNDER DIFFICULT MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS, ACCOMPANIED BY AN INCREASE IN NATURAL GAS CONTENT, DEPTH OF MINING, AND INCREASED STRESS IN THE ROCK MASS, MAKING IT EVEN MORE NEW APPROACHES TO THE CREATION OF MULTIFUNCTIONAL SAFETY SYSTEMS IN COAL MINES. SUCH SYSTEMS SHOULD PROVIDE, AMONG OTHER THINGS, THE PREVENTION OF CONDITIONS FOR THE EMERGENCE OF VARIOUS TYPES OF HAZARDS OF A GEODYNAMIC AND TECHNOGENIC NATURE. HOWEVER, THE STATE OF THE COAL MASS AND ROCKS IS AN OBJECT OF CONTROL AND MANAGEMENT, ASSESSMENT AND FORECAST

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: угольные месторождения, газоносность, безопасность на угольных шахтах, зона повышенного горного давления, управление напряженно-деформированным состоянием.

Вернигор Владимир Михайлович, заместитель начальника Главгосэкспертизы России, к.т.н.

При выявлении опасных зон системой мониторинга горного массива необходимо предусмотреть алгоритм действий, предупреждающих развитие опасных событий, который включает в себя идентификацию опасной зоны в части возможных рисков (горный удар, внезапный выброс, повышенное горное давление, мелкоамплитудное геологическое нарушение, выклинивание угольного пласта и др.).

Современные угольные шахты оснащены высокопроизводительной горной техникой, для безопасной и эффективной работы которой необходимо создавать условия, позволяющие достигать высоких нагрузок на очистные забои. Это обстоятельство предопределяет необходимость сокращения комплекса локальных мер прогноза и предупреждения динамических и газодинамических явлений, применяемых из очистных

и проходческих забоев, в пользу более широкого применения комплекса региональных мероприятий. Например, приведение горного массива в безопасное состояние с применением региональных (дистанционных) способов, при постоянном мониторинге напряженно-деформированного состояния массива многофункциональной системой безопасности, с последующей интерпретацией результатов разгружающего воздействия на массив и выдачей разрешения на возобновление горных работ.

Данное направление является наиболее перспективным, поскольку исключает присутствие людей в опасных зонах, сопряженных с проявлениями горного давления в различных динамических формах в процессе выполнения локальных (прогнозных, профилактических) мероприятий и не ограничивает технические возможности высокопроизводительной горной техники. В настоящее время имеются активные технологии управления напряженно-деформированным состоянием углепородного массива, апробированными и наиболее

УДК 622.016

РИС. 1. Диаграмма гидроимпульсного воздействия

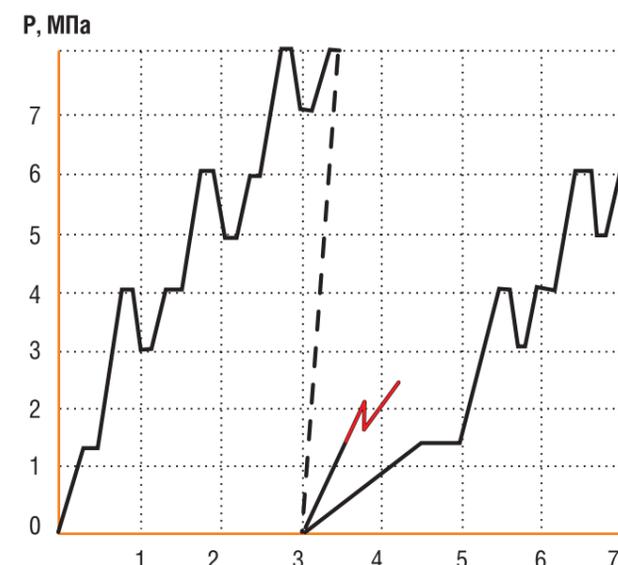
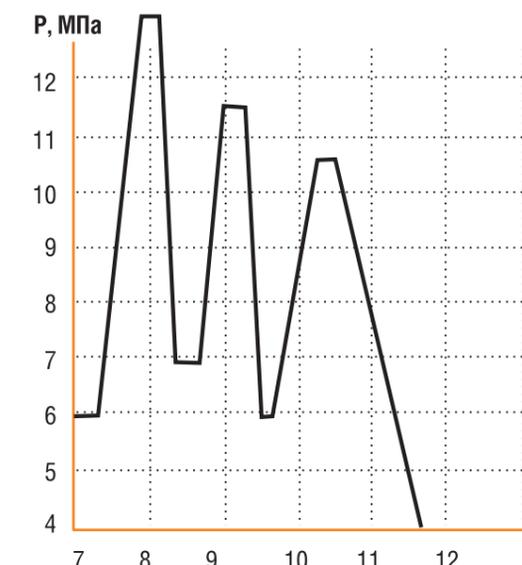


РИС. 2. Диаграмма режима гидроразрыва



эффективными из них (в том числе и их сочетание) являются:

- региональное увлажнение через скважины, пробуренные из выработок смежных пластов в свите с низконапорным и высоконапорным режимами нагнетания воды, поочередным подключением скважин в кусте поднагнетания воды и к дегазационному трубопроводу (или истечение метана в смесительную камеру);
- региональное увлажнение через скважины, пробуренные из выработок смежных пластов в свите с низконапорным режимом нагнетания воды и последующим гидроразрывом;
- гидромикроторпедирование вмещающих пород с гидрообработкой в различных режимах и последующим гидроразрывом;
- гидромикроторпедирование угольных пропластков в междупластьях с последующей гидрообработкой в различных режимах и гидроразрывом;
- увлажнение через скважины, пробуренные с поверхности и последующим гидроразрывом вмещающих пород;
- управление состоянием горного массива через скважины, пробуренные с поверхности (например, гидроразрыв для снятия напряжений в области высоких напряжений, применяемый ранее на подземных рудниках) и другие.

Положительный опыт управления напряженно-деформированным состоянием горных пород с применением технологии активного воздействия на угольные пласты, накопленный на шахтах Печорского угольного бассейна в 1980–1990-е годы, может стать полезным руководством для планирования соответствующих работ на других объектах.

На шахтах Печорского угольного бассейна использовали активные технологии управления напряженно-деформированным состоянием углепородного массива, которые применяются в качестве мероприятий по предупреждению горных ударов и внезапных выбросов, а также при разупрочнении труднообрушаемой кровли, но переориентированные в целях снижения концентрации напряжений в зонах повышенного горного давления (далее – зона ПГД) и предварительной дегазации угольного массива. Особенно этот подход был актуален при отработке свит угольных пластов, опасных по горным ударам и внезапным выбросам угля (породы) и газа, поскольку такие участки обрабатываются в зонах незащищенных надработкой или подработкой.

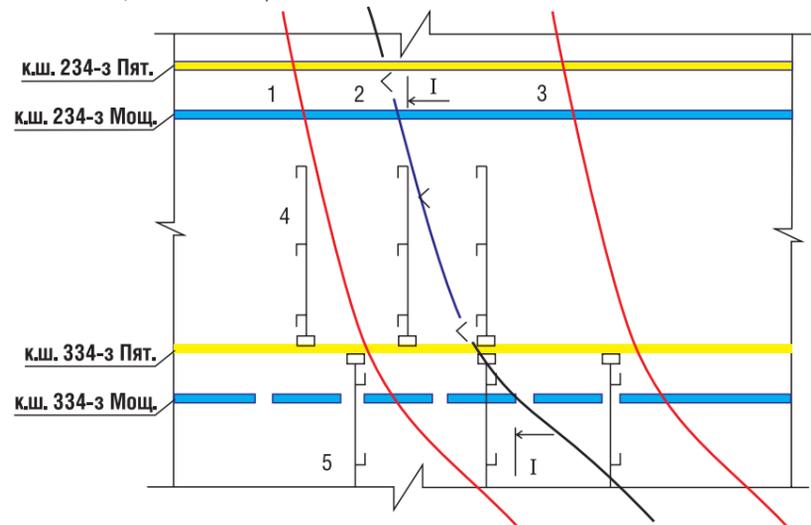
Отрабатываемые свиты угольных пластов на шахтах Воркутского месторождения классифицируются как опасные по горным ударам и внезапным выбросам, поэтому при выборе способов воздействия на углепородный массив

руководствовались минимальным применением взрывных работ и максимальным использованием гидродинамического воздействия для разгрузки массива.

При формировании первых подходов к применению технологий активного воздействия на угольные пласты была применена безопасная для газовых шахт технология регионального увлажнения с параметрами, рассчитанными в соответствии с Инструкцией по безопасному ведению горных работ на шахтах, разрабатывающих угольные пласты, склонные к горным ударам.

Поскольку торпедирование только песчаников основной кровли не приводило к снижению концентрации напряжений в зоне повышенного горного давления, было принято решение о расположении торпедозарядов в угольных прослойках междупластьях, что и явилось одним из основных параметров, определяющих эффективность управления состоянием массива в зонах повышенного горного давления с применением технологии гидромикроторпедирования. Так, до проведения мероприятий по управлению состоянием массива в выемочном поле 234-з пласта Пятого шахты «Юр-Шор» в зоне ПГД от вышележащего пласта Мощного прогнозом степени удароопасности по выходу буровой мелочи были установлены I и II категории по Инструкции, то есть в зоне повышенного горного давления

РИС. 3. Схема регионального увлажнения при пересечении конвейерным штреком 334-з пласта «Мощный» особо выбросоопасной зоны



пласт Пятый из угрожаемого перешел в категорию опасного по горным ударам.

В целях безопасной отработки лавы 234-з пласта Пятого были приняты двухсторонняя и односторонняя схемы расположения скважин, пробуренных из выемочных выработок.

На рисунке 1 приведена диаграмма гидроимпульсного воздействия, взрывогидрообработки и последующей гидрообработки, в соответствии с которой применялись следующие параметры воздействия на углепородный массив:

1. Предварительная низконапорная гидрообработка от пожарно-оросительного трубопровода при давлении до 1,5 МПа;
2. Гидроимпульсное воздействие с импульсным (ступенчатым) нагнетанием воды по 0,2–0,4 ргН и последующим внезапным сбросом давления на 1,0 МПа, с временными промежутками (15–20 мин.) между последующими сериями нагнетаний.
3. Взрывогидродинамическое воздействие по технологии ГМТ;
4. Последующая гидрообработка при давлениях (0,2–0,4) ргН, исключающих прорыв воды в соседние скважины.

На рисунке 2 приведена диаграмма режимов гидроразрыва углепородного массива при давлениях 0,5–1,1 ргН, в некоторых случаях давление гидроразрыва произошло при давлениях

21,0–25,0 МПа (1,4–1,6 ргН). Объем закачиваемой воды в скважины до производства гидроразрыва в среднем составлял в 8,0 м³.

На приведенных диаграммах не указано время гидрообработки массива, так как из-за заполнения скважин углисто-аргиллитовой пластической массой давление в скважинах возрастало и появлялась угроза прорыва воды в соседние скважины. С целью исключения прорывов воды скважины прочищались – по два-три раза – буровым снарядом при помощи бурового станка СБГ-1М, затем продолжалась гидрообработка массива до закачивания расчетного количества воды.

Результаты применения активных технологий управления напряженно-деформированным состоянием углепородного массива в зоне ПГД:

- концентрация напряжений снизилась в 1,6 раза;
- массив горных пород приведен в неудароопасное состояние;

- исключены вывалы пород непосредственной кровли;
- исключен производственный травматизм по причине обрушения пород;
- до 0,5% снижена концентрация метана в исходящей струе выемочного участка;
- в 2,4 раза возросла суточная добыча очистного забоя;
- вовлечены в отработку около 400 тыс. тонн дополнительных запасов угля;
- исключены затраты по демонтажу-монтажу очистного механизированного комплекса до и после зоны ПГД, соответственно.

Предварительная дегазация с применением технологий активного воздействия на угольные пласты

При формировании первых подходов к предварительной дегазации угольного пласта «Мощный» была применена безопасная для газовых шахт технология регионального увлажнения с параметрами, рассчитанными в соответствии с действующими нормативными документами.

Применение технологии активного воздействия на угольный пласт было вызвано необходимостью своевременного и безопасного проведения конвейерного штрека 334-з с переходом границы особо выбросоопасной зоны, приуроченной к линии расслоения пласта «Мощный», опасного по внезапным выбросам и горным ударам, в западном крыле шахты «Юр-Шор» производственного объединения «Воркутауголь».

Природная газоносность пласта «Мощный» составляла в среднем 48 м³/т, средняя мощность пласта m = 3,9 м, угол падения от 7 до 13°, гипсометрия – слабологоволинистая.

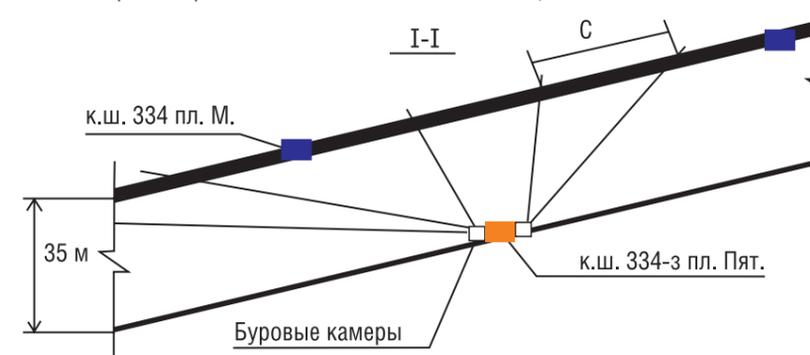
Конвейерный штрек 334-з по пласту «Мощный» проводился сечением в свету 12,8 м². Проветривание забоя осуществлялось по двум вентиляционным трубопроводам диаметром 0,8 м двумя рабочими центробежными вентиляторами (ВМП) ВМЦГ-7 и ВМЦ-8. В качестве резервных ВМП применялись два вентилятора ВМЦ-8. Минимальная скорость движения воздуха превышала нормируемые 0,5 м/с. Тем не менее каждую рабочую смену происходили случаи загазований забоя метаном до опасных концентраций (2,0% и более), что ставило под угрозу безопасность работающих и своевременную подготовку нового выемочного столба 334-з пласта «Мощный».

Поскольку пласт «Мощный» обрабатывался как одиночный, с применением предварительного регионального увлажнения из конвейерных штреков 234-з и 334-з нижележащего пласта «Пятый», было принято решение произвести первоочередное бурение скважин в районе линии расслоения пласта «Мощный» по восстанию и по падению из конвейерного штрека 334-з пласта «Мощный» (рис. 3).

Бурение кустов скважин осуществлялось станком СБГ-1М из буровых камер, пройденных по падению и восстанию. Расстояние между скважинами С = 2R_{эф} составляло в среднем 30 м, расстояние между скважиной и сечением конвейерного штрека 334-з пласта «Мощный» в черне – не менее 1,5 R_{эф}, угол наклона скважин к горизонту варьировал от 5° до 75°, длина скважин – от 39 до 112 м.

Схема расположения скважин регионального увлажнения, пробуренных из конвейерного штрека 334-з пласта Пятого на

РИС. 4. Схема расположения скважин регионального увлажнения, пробуренных из конвейерного штрека 334-з пласта Пятого на пласт «Мощный»



пласт «Мощный» на разрезе вкрест простирания, приведена на рис. 4.

Скважины подключались к пожарно-оросительному трубопроводу и увлажнение пласта «Мощный» осуществлялось в низконапорном режиме при давлении до 1,5 МПа. Основная цель заключалась в дегазации участка пласта «Мощный» с целью предупреждения загазований и внезапных выбросов в забое конвейерного штрека 334-з пласта «Мощный».

Для реализации поставленной цели нагнетание воды в скважины осуществлялось поочередно высоконапорной насосной установкой УНГ с темпом нагнетания 10–15 л/мин. Выпуск исходящей из скважин метановоздушной смеси осуществлялся в смесительные камеры, оборудованные на сопряжениях с буровыми камерами.

Окончанием работ по предварительной дегазации участка пласта «Мощный» явилось снижение концентрации метана на выходе из смесительных камер с 2,0 до 0,5% в конвейерном штреке 334-з нижележащего пласта «Пятый».

По прошествии месяца комплекс работ по дегазации был завершен и возобновилась проходка конвейерного штрека 334-з пласта «Мощный» без загазований, проветривание осуществлялось одним рабочим вентилятором местного проветривания ВМЦ-8.

Приведенный опыт показывает, что способы управления состоянием массива, предназначенные для борьбы с горными ударами, могут успешно применяться и для предварительной дегазации угольного массива.

Действующими нормативными требованиями в области промышленной безопасности предусмотрен порядок внедрения новых методов прогноза или предотвращения динамических явлений, поэтому данный опыт может оказать методическую помощь научным и проектным организациям, угольным компаниям в вопросах безопасной отработки угольных пластов опасных по газодинамическим явлениям. ●

Литература

1. Федеральные нормы и правила «Правила безопасности в угольных шахтах» (п. 22).
2. Вернигор В. М. О проблеме управления напряженно-деформированным состоянием горного массива при подземной разработке свиты угольных пластов на глубоких горизонтах шахт Воркутского месторождения: Народное хозяйство Республики Коми. № 1–2, т. 4, 1995. – С. 91–95.
3. Вернигор В. М., Субботин А. И., Гусельников Л. М., Осипов А. Н. Повышение безопасности горных работ в зонах ПГД: Безопасность труда в промышленности. № 11, 1997. – С. 25–27.
4. Вернигор В. М., Кульчицкий В. Б., Кульчицкий С. В. Предупреждение горных ударов и внезапных выбросов в горнодобывающей промышленности: Горная промышленность. № 4, 2006. – С. 4–9.
5. Вернигор В. М., Шабаров А. Н., Кротов Н. В., В. В. Варшавский. Принципы построения и реализации многофункциональных систем безопасности в угольных шахтах по обеспечению контроля напряженно-деформированного состояния горного массива. ISSN 0135-3500. Записки Горного института. Санкт-Петербург, 2014. – С. 141–144.
6. Инструкция по безопасному ведению горных работ на шахтах, разрабатывающих угольные пласты, склонные к горным ударам, 1988.
7. Руководство по безопасности «Рекомендации по безопасному ведению горных работ на склонных к динамическим явлениям угольных пластах» (приложение 5). Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ от 21.08.2017 г. № 327.

KEYWORDS: coal deposits, gas content, safety at coal mines, high mountain pressure zone, stress-strain state control.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ МЕТАНА ИЗ ГИДРАТОНАСЫЩЕННЫХ МЕРЗЛЫХ ПОРОД ПУТЕМ ЗАКАЧКИ ДЫМОВОГО ГАЗА: результаты экспериментального моделирования

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ РОССИЙСКАЯ АРКТИКА ЯВЛЯЕТСЯ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫМ И АКТИВНО ОСВАИВАЕМЫМ РЕГИОНОМ. ЭТО СВЯЗАНО С ОТКРЫТИЕМ, РАЗВЕДКОЙ И НАЧАЛОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ В ЭТОМ РЕГИОНЕ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. ОДНАКО ИХ ОСВОЕНИЕ ОСЛОЖНЯЕТСЯ МНОЖЕСТВОМ ФАКТОРОВ И ПРЕЖДЕ ВСЕГО – СЛОЖНОЙ МЕРЗЛОТНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКОЙ, СВЯЗАННОЙ С НАЛИЧИЕМ МОЩНОЙ ТОЛЩИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД, А ТАКЖЕ ГИДРАТОСОДЕРЖАЩИХ ГОРИЗОНТОВ В КРИОЛИТОЗОНЕ. ПРИ ЭТОМ НАЛИЧИЕ ГИДРАТНЫХ СКОПЛЕНИЙ В ТОЛЩЕ МЕРЗЛЫХ ПОРОД МОЖЕТ ПРЕДСТАВЛЯТЬ СЕРЬЕЗНУЮ ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ ОПАСНОСТЬ ПРИ ДОБЫЧЕ ТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИКЕ. В ЭТОЙ СВЯЗИ АВТОРЫ ПРЕДЛАГАЮТ МЕТОД ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО РАЗЛОЖЕНИЯ ВНУТРИМЕРЗЛОТНЫХ ГИДРАТОВ ВБЛИЗИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

CURRENTLY, THE RUSSIAN ARCTIC IS THE MOST PROMISING AND ACTIVELY DEVELOPING REGION. THIS IS DUE TO THE DISCOVERY, EXPLORATION AND LAUNCHING NEW OIL AND GAS FIELDS IN THIS REGION. HOWEVER, THEIR DEVELOPMENT IS COMPLICATED BY A VARIETY OF FACTORS AND, ABOVE ALL, BY THE COMPLEX PERMAFROST-GEOLOGICAL SITUATION ASSOCIATED WITH THE PRESENCE OF A THICK PERMAFROST ROCK AND HYDRATE-CONTAINING HORIZONS IN THE CRYOLITHOZONE. AT THE SAME TIME, THE PRESENCE OF HYDRATE ACCUMULATIONS IN THE FROZEN ROCKS STRATUM CAN POSE A SERIOUS GEOLOGICAL HAZARD WHEN EXTRACTING TRADITIONAL HYDROCARBONS IN THE ARCTIC. IN THIS REGARD, THE AUTHORS PROPOSE A METHOD FOR THE PRELIMINARY DECOMPOSITION OF INTRA-PERMEABLE HYDRATES NEAR THE PLOTTED PRODUCTION WELLS

Ключевые слова: арктические месторождения, мерзлотно-геологическая обстановка, гидратосодержащие горизонты, метод разложения внутримерзлотных гидратов, экспериментальное моделирование.

Чувилин Евгений Михайлович, ведущий научный сотрудник Центра добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий

Буханов Борис Александрович, научный сотрудник Центра добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий

Екимова Валентина Васильевна, аспирант Центра добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий

Давлетшина Динара Анваровна, аспирант геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова

Газовые гидраты представляют собой льдоподобные кристаллические соединения, состоящие из молекул воды и газа. Кристаллическая структура газогидрата – это трехмерный ажурный каркас, построенный из молекул воды таким образом, что в нем образуется большое количество полостей, частично или полностью занятых молекулами газа. Один объем газогидрата связывает в газогидратное состояние около 164 объемов газа (Истомин, Якушев, 1992). Газовые гидраты образуются при взаимодействии воды (или льда) и газа в определенных термобарических условиях (пониженные температуры и повышенное давление).

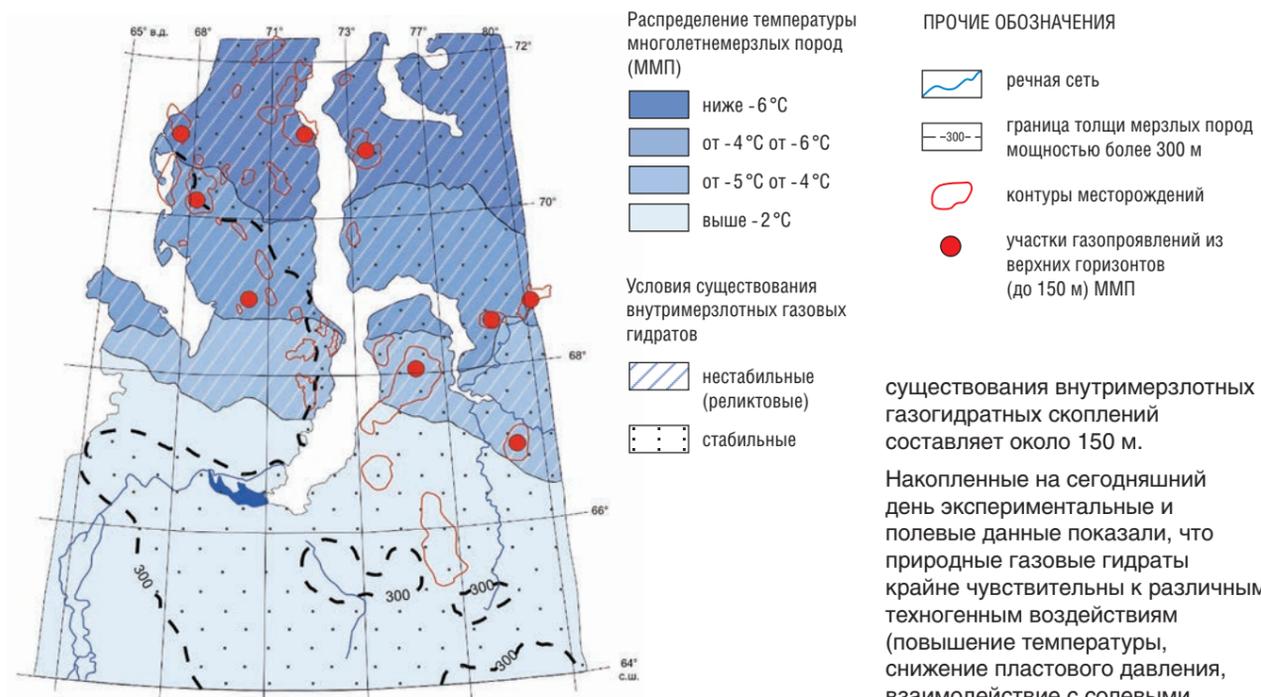
В природных условиях газовые гидраты (преимущественно гидраты метана) образуются как в донных отложениях морей и океанов, так и в областях распространения многолетнемерзлых пород. В криолитозоне газовые гидраты могут существовать в подмерзлотных горизонтах, а также

в самой толще многолетнемерзлых пород при мощности мерзлоты более 300 м. Кроме того, возможно существование реликтовых (метастабильных) газогидратных образований в верхних горизонтах мерзлых пород на глубинах до 150 м. Эти гидраты образовались в прошлом при благоприятных термобарических условиях и сохранились до сегодняшнего дня благодаря проявлению эффекта самоконсервации газогидратов при отрицательных температурах (Chuvilin et al., 2018) и часто фиксируются по активным газопроявлениям при бурении.

Эффект самоконсервации газогидратов заключается в том, что при нарушении условий стабильного существования (снижение давления) гидрат начинает разлагаться на газ и воду, которая при отрицательной температуре замерзает, образуя вокруг гидратного скопления непроницаемую для газа ледяную корку, тем самым сохраняя газовый гидрат от дальнейшего разложения.

УДК 551.345

РИС. 1. Схематическая карта районирования криолитозоны севера Западной Сибири по условиям существования газовых гидратов в толщах многолетнемерзлых пород



На рис. 1 приведена схематическая карта районирования криолитозоны севера Западной Сибири по условиям существования газогидратных образований в толщах мерзлых пород (рис. 1).

На карте выделены области существования подмерзлотных и внутримерзлотных газогидратных образований, в том числе находящихся в метастабильных условиях, а также отмечены участки активных газопроявлений из верхних горизонтов криолитозоны, которые были зафиксированы при бурении инженерных, параметрических и добывающих скважин. На карте видно, что область распространения стабильных газогидратных образований в породах криолитозоны охватывает значительную часть рассматриваемой территории выше 64-го градуса северной широты, за исключением юго-западной части п-ова Ямал, где в верхней части разреза (до 150 м) возможно наличие реликтовых гидратов. При этом в ряде районов, характеризующихся большой мощностью мерзлых толщ (более 300 м), кровля зоны стабильности гидратов будет располагаться внутри толщи мерзлых пород, тем самым создавая благоприятные

условия для формирования и существования в стабильных условиях внутримерзлотных гидратных скоплений (рис. 2). Так, к примеру, в разрезе криолитозоны в районе полуострова Гыданский мощность зоны возможного

существования внутримерзлотных газогидратных скоплений составляет около 150 м.

Накопленные на сегодняшний день экспериментальные и полевые данные показали, что природные газовые гидраты крайне чувствительны к различным техногенным воздействиям (повышение температуры, снижение пластового давления, взаимодействие с солевыми растворами и буровыми жидкостями), в результате чего происходит их разложение, сопровождаемое активным газовыделением, изменением тепловых и фильтрационных свойств, а также потерей механической прочности. В конечном итоге все это будет

РИС. 2. Схематическая разрез распространения мощности многолетнемерзлых пород и зоны стабильности газовых гидратов в районе полуострова Гыданский (построен по данным С.Е. Агалакова и А.Р. Курчикова (2004))

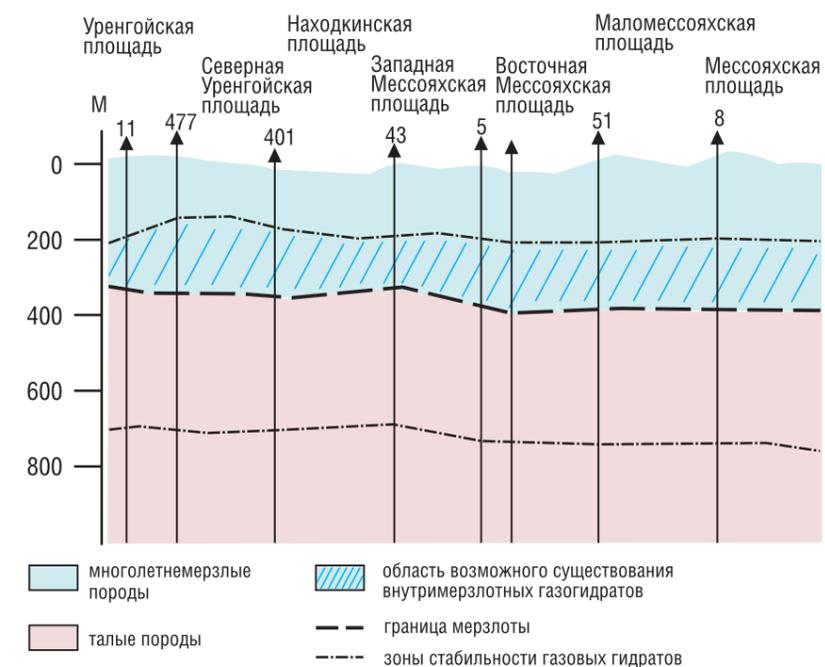
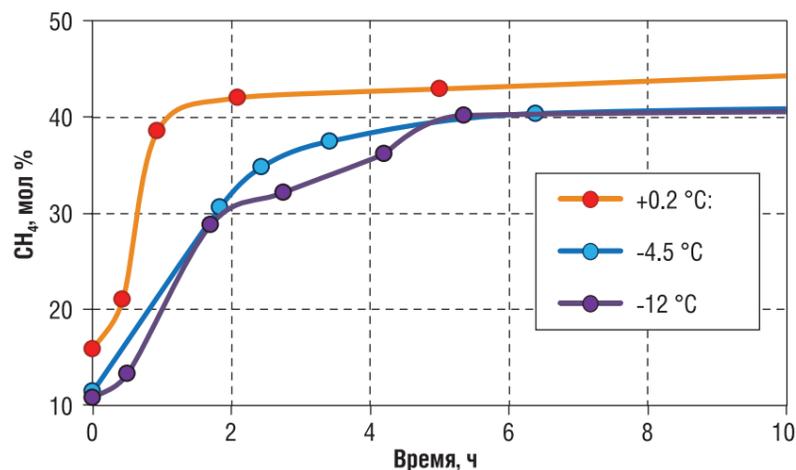


ТАБЛИЦА 1. Основные параметры эксперимента и физические характеристики исследованных образцов песка

№	Давление P, МПа	Температура T, °С	Весовая влажность W, %	Плотность ρ, г/см³	Пористость n, %	Гидратонасыщенность S _h , %	Степень извлечения гидратного метана (%)
1	4,2	+0,2	14,4	1,8	38	60	25
2	5,64	-4,5	14,4	1,8	38	66	23
3	4,35	-12	14,4	1,8	41	67	21

РИС. 3. Зависимость степени извлечения метана из гидратонасыщенного песчаного грунта при закачке дымового газа от температуры



создавать дополнительные осложнения в процессе бурения и эксплуатации добывающих скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений в Арктике. К этим осложнениям относятся: интенсивные газопроявления, выброс газа, грунта и бурового инструмента, кавернообразование, газирование вокруг устья скважины и образование грифонов, размыв устья скважины, обрушение и деформирование отдельных интервалов ствола скважины и др. (Чувиллин и др., 2019).

В связи с этим возникает необходимость заблаговременного снижения перечисленных выше рисков путем принудительной диссоциации внутримерзлотных газогидратных прослоев, находящихся в непосредственной близости от проектируемой добывающей скважины до начала ее бурения и эксплуатации. Решение данной задачи может быть основано на использовании уже существующих подходов по разложению газогидратов, предлагаемых для добычи природного газа при разработке гидратосодержащих коллекторов в субаквальных и подмерзлотных

условиях. Кроме того, помимо решения основной задачи, связанной со снижением геологических рисков при разложении внутримерзлотных газогидратных скоплений, может быть получена дополнительная выгода в виде сбора гидратного газа для локального энергоснабжения.

На сегодняшний день основные технологические подходы по извлечению гидратного метана из коллектора основаны на термическом воздействии, закачке различных ингибиторов (в том числе чистого CO₂), а также снижении пластового давления (Moridis and Collett, 2003; Max and Johnson, 2018). Однако стоит отметить, что их реализация сопряжена с рядом технологических проблем, особенно при использовании в условиях Арктики (оттаивание многолетнемерзлых осадочных пород, потеря устойчивости разрабатываемого коллектора, вторичное гидратообразование в призабойной зоне, низкая проницаемость мерзлых гидратонасыщенных пород) (Moridis et al., 2010). Поэтому в последние несколько лет

активно рассматриваются другие варианты извлечения гидратного газа, наиболее перспективным из которых является закачка дымовых газов (смесь азота и CO₂), который имеет высокий потенциал применительно к мерзлым гидратосодержащим горизонтам (Чувиллин и др., 2018). При внедрении предлагаемого подхода дымовой газ может быть получен в результате работы тепловых электростанций и других промышленных предприятий на территории месторождения углеводородов. Реализация данного подхода включает замещение гидрата метана на гидрат CO₂ с выделением свободного метана. Поэтому предлагаемый метод может также использоваться для захоронения CO₂ в гидратной форме и снижения выброса парниковых газов в атмосферу от объектов инфраструктуры на месторождении. При реализации данного подхода по закачке дымовых газов в гидратосодержащие горизонты криолитозоны можно решить сразу три задачи: снижение потенциальных геологических рисков, связанных с дестабилизацией гидратонасыщенных отложений при освоении и разработке месторождений, добыча дополнительного гидратного метана и снижение выбросов парникового газа (CO₂) в атмосферу за счет его захоронения в гидратной форме.

Для оценки эффективности данного подхода при низких положительных и отрицательных температурах было проведено экспериментальное моделирование извлечения метана из гидратонасыщенных пород путем закачки дымового газа (смесь 15% CO₂ и 85% N₂). Исследования проводились на специальной установке, разработанной совместно с коллективом из университета Хериот-Ватт (Великобритания). В качестве объекта исследования

использовался мелкозернистый кварцевый песок, отобранный из донных отложений шельфа Северного моря.

Экспериментальные исследования показали, что закачка дымовых газов в гидратосодержащий пласт смещает зону стабильности гидратов в зону более низких давлений и более высоких температур. Этот процесс приводит к разложению гидратов метана, который становится доступным для извлечения, а также к образованию гидратов CO₂ по схеме замещения. Для определения оптимальных условий извлечения метана из охлажденных и многолетнемерзлых гидратонасыщенных песчаных коллекторов было проведено экспериментальное моделирование в диапазоне температур от +0,2 °С до -12 °С при давлении газа, близком к 5 МПа. Эксперименты продолжались около 10 часов до стабилизации исследуемых параметров. Условия каждого эксперимента, физические параметры образцов и результаты (процент извлечения метана) приведены в таблице 1. Было обнаружено, что несмотря на то, что в исследуемом песчаном коллекторе при понижении пластовой температуры эффективность извлечения гидратного метана на начальной стадии снижается, к концу эксперимента степень извлечения гидратного метана слабо различается (рис. 3, таблица 1).

Так, если через 30 минут после начала эксперимента при температуре +0,2 °С содержание метана в газовой фазе составляло около 21 % (при начальном содержании около 16 %), то при температуре -12 °С эта величина была близка к 13 % (при начальном содержании 11 %), т.е. почти в два раза меньше.

В дальнейшем (через 1,5 часа) интенсивность извлечения метана из гидратной фазы при положительной температуре (+0,2 °С) резко снизилась, тогда как при температуре -12 °С это снижение наблюдалось лишь через 5 часов после начала эксперимента. В результате в конце опыта содержание метана в газовой фазе было практически одинаково при данных температурах (рис. 3).

Таким образом, общее извлечение метана из гидратной фазы сопоставимо при низких

положительных и отрицательных температурах. Оно составило 25 % при температуре +0,2 °С и 21 % при температуре -12 °С. Следовательно, несмотря на снижение интенсивности извлечения метана из гидратной фазы при понижении температур до отрицательных значений, общее извлечение метана остается достаточно высоким. Это позволяет рассматривать метод закачки дымового газа как перспективный метод диссоциации газогидратных образований, находящихся в толщах мерзлых пород.

Заключение

В ходе экспериментального моделирования по влиянию температуры на извлечение метана из гидратонасыщенных пород при закачке дымовых газов было выявлено, что в области отрицательных температур, когда газогидратный коллектор находится в мерзлом состоянии, эффективность извлечения метана остается высокой и слабо отличается от условий положительных температур. Полученные экспериментальные результаты показывают, что метод закачки дымового газа может быть успешно использован для извлечения метана из гидратонасыщенных пластов, находящихся в зоне распространения многолетнемерзлых пород. Таким образом, данный метод можно использовать как для снижения метаноопасности, связанной с дестабилизацией гидратосодержащих горизонтов

в толщах мерзлых пород при добыче традиционных углеводородов в Арктике, так и для добычи гидратного газа из мерзлых гидратных коллекторов. Кроме того, применение этого метода позволит снизить выбросы двуокиси углерода в атмосферу за счет его захоронения в гидратной форме. ●

Литература

1. Агалаков С.Е., Курчиков А.Р. Ресурсы газа в зонах стабильности газогидратов на севере Западной Сибири / Наука и техника в газовой промышленности, 1–2, 2004, с. 26.
2. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 235 с.
3. Чувиллин Е.М., Истомин В.А., Екимов В.В., Буханов Б.А., Хасан-Поурзабан А., Иланг Дж., Тохиди Б. Экспериментальное моделирование извлечения метана при закачке дымового газа в мерзлой насыщенной газогидратом метана пласт. Геомодель-2018.
4. Чувиллин Е.М., Соколова Н.С., Спасенных М. Ю. Метан в мерзлоте – ресурс или опасность? – 2019. Доступ по ссылке: <https://goarctic.ru/work/metan-v-merzloste-resurs-ili-opasnost/>
5. Chuvililin E., Bukhanov B., Davletshina D., Grebenkin S., Istomin V. Dissociation and self-preservation of gas hydrates in permafrost / Geosciences, 2018.
6. Max M., Johnson A. Exploration and production of oceanic natural gas hydrate: critical factors for commercialization / Springer, 2018.
7. Moridis G., Collett T., Pooladi-Darvish M., Hancock S., Santamarina C., Boswell R., Kneafsey T., Rutqvist J., Kowalsky M., Reagan M., Sloan E. Challenges, uncertainties and issues facing gas production from gas hydrate deposits / Lawrence Berkeley National Lab. Berkeley, CA (United States), 2010.
8. Moridis G., Collett T. Strategies for gas production from hydrate accumulations under various geologic conditions. In Conference Proceedings of TOUGH Symposium, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, May 12–14, 2003.

KEYWORDS: Arctic deposits, permafrost-geological conditions, hydrate-containing horizons, method of decomposition inside frozen hydrates, experimental modeling.



АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

ОПИСАНЫ МЕТОДЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ КРН, А ТАКЖЕ, ПО СВОЕВРЕМЕННОМУ ВЫЯВЛЕНИЮ И УСТРАНЕНИЮ ДЕФЕКТОВ КРН, ПРИВЕДЕН АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВРЕМЕНИ ДО ОЧЕРЕДНОГО ПРОВЕДЕНИЯ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ КРН И АЛГОРИТМ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ МЕТОДОВ УСТРАНЕНИЯ ДЕФЕКТОВ

THE METHODS FOR PREVENTING THE FORMATION AND DEVELOPMENT OF SCC, AS WELL AS, FOR THE TIMELY DETECTION AND ELIMINATION OF SCC DEFECTS, ARE DESCRIBED; AN ALGORITHM FOR DETERMINING THE TIME UNTIL THE NEXT IN-LINE DIAGNOSTICS FOR SCC DETECTION AND THE ALGORITHM FOR SELECTING OPTIMAL METHODS FOR ELIMINATING DEFECTS ARE GIVEN

Ключевые слова: *trunk gas line, stress corrosion cracking, accident prevention methods due to SCC.*

Шарнина Гульнара Салаватовна, доцент кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Абдрахманов Раушан Рифатович, магистрант кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

А.И. Валимухаметова, магистрант кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Все существующие методы предотвращения аварийных разрушений магистральных газопроводов по причине КРН принято разделять на две большие группы (рисунок 1) [1, 2, 3]:

- методы, связанные с предотвращением образования и развития КРН;
- методы, связанные со своевременным выявлением и устранением дефектов КРН.

Решения, направленные на предотвращение КРН

В настоящее время известны следующие методы предотвращения образования и развития стресс-коррозионных дефектов [1]:

- снижение напряженного состояния газопроводов. Выдвигались предложения о снижении рабочего давления в ходе эксплуатации магистральных газопроводов

таким образом, чтобы напряжения в металле труб не превышали 0,5 от предела текучести. Однако данное решение экономически нецелесообразно в силу серьезного снижения пропускной способности;

- повышение качества изоляционных покрытий. Решение проблемы влияния коррозионной среды может решаться путем нанесения на трубы качественной трехслойной полиэтиленовой изоляции, нанесенной в заводских условиях, желательно использовать этот вид изоляции для новых газопроводов. Кроме того, разрабатываются изоляционные

УДК 620.194

РИС. 1. Методы предотвращения аварий по причине КРН магистральных газопроводов



покрытия, включающие в свой состав ингибиторы коррозии. Однако применение современных заводских защитных покрытий или покрытий с ингибирующими композициями сопровождается большими финансовыми затратами;

- повышение эффективности катодной защиты. Повышение эффективности работы станции катодной защиты с учетом ее возможного влияния на образование и развитие стресс-коррозионных дефектов является активно развивающимся направлением, но также не позволяет свести вероятность к нулю [4];
- изменение свойств агрессивной коррозионной среды (грунта);
- применение коррозионно-стойких труб. Одним из важных направлений предотвращения КРН магистральных газопроводов является повышение коррозионной стойкости непосредственно самих труб. Данный эффект может достигаться как разработками, направленными на получение новых, более совершенных, марок сталей, так и увеличением толщины стенки трубы;
- постепенное снижение доли двухшовных труб, используемых при строительстве газопроводов или же применение их по возможности на второй половине участка газопровода;

- постепенная замена тонкостенных труб в рамках программы переизоляции участков газопроводов;
- проведение термической обработки металла труб на стадии производства в целях снятия остаточных напряжений;
- искусственное повышение несущей способности тонкостенных труб путем увеличения толщины стенки с помощью бандажирования металлической лентой или высокопрочными полимерными материалами. Данный метод, конечно, требует технологической отработки, особенно в трассовых условиях, но преимущество его в возможности одновременного решения двух главных вопросов: повышение несущей способности труб, обеспечивающее вывод на проектное давление, и нанесение высококачественной изоляции газопроводов, находящихся длительное время в эксплуатации.

Решения, направленные на своевременное выявление и ремонт дефектов КРН

Главная опасность дефектов КРН кроется в трудности прогнозирования мест возникновения этих повреждений и их непредсказуемом поведении. Единственным средством достоверного выявления повреждений магистральных газопроводов по механизму общей коррозии и КРН, наличия вмятин,

гофр и других видов дефектов на подземных коммуникациях является внутритрубная диагностика.

На сегодняшний день существует ряд нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию газопроводов, потенциально подверженных стресс-коррозионному растрескиванию. В них в качестве базового используется алгоритм, основанный на определении периода внутритрубной диагностики (ВТД) (рисунок 2) [5, 6, 7, 8].

Однако данная методика, несмотря на детальную проработку, имеет ряд существенных недостатков [1]:

- наличие участков магистральных газопроводов, на которых применение ВТД невозможно. На сегодняшний день более половины газопроводов ЕСГ недоступны для использования внутритрубной диагностики. Это связано с наличием большого количества «неравнопроходных» участков, сильно искривленных участков и участков, не оборудованных камерами приема и пуска очистных и диагностических устройств;
- индивидуальные особенности участков, потенциально предрасположенных к КРН (степень увлажненности, тип, pH грунта и т.д.), не учитываются базовым алгоритмом;
- высокая стоимость мероприятий по проведению ВТД;
- несмотря на высокий технологический уровень, современные средства внутритрубной диагностики способны выявить лишь дефекты размерами превышающие 15% от толщины стенки трубы, что делает возможным развитие стресс-коррозионных трещин до критических размеров в период между пропусками средств ВТД.

Кроме средств внутритрубной диагностики сегодня активно развиваются и другие методы контроля, способные выявлять дефекты КРН (наземная электрометрия, вихретоковый и акустический контроль). Известен также метод определения дефектных участков, основанный на измерении намагниченности газопровода. Однако данный метод не позволяет идентифицировать дефект, а дает лишь интегральную оценку объекта, указывая на аномальные участки.

РИС. 2. Алгоритм определения времени до очередного проведения внутритрубной диагностики для выявления КРН

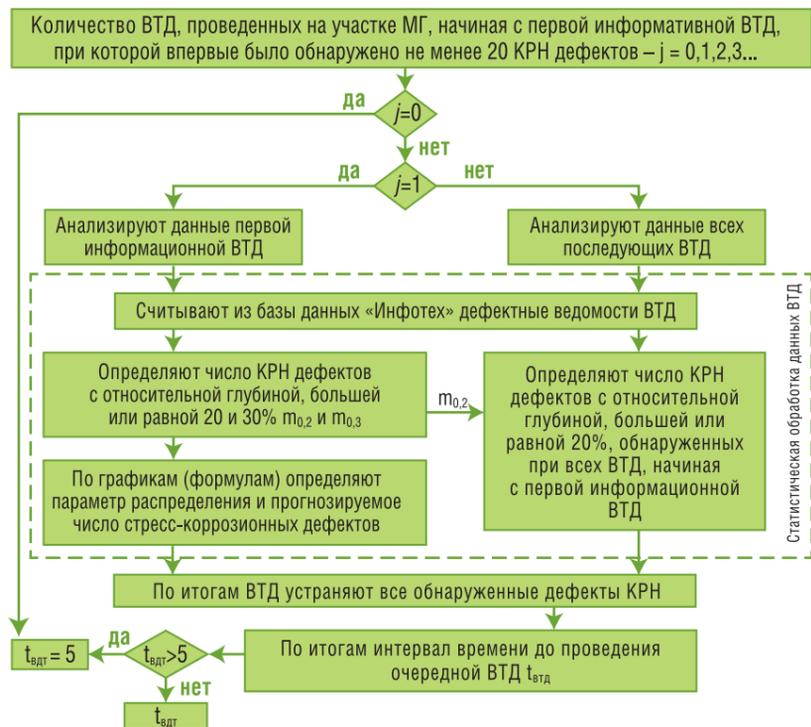
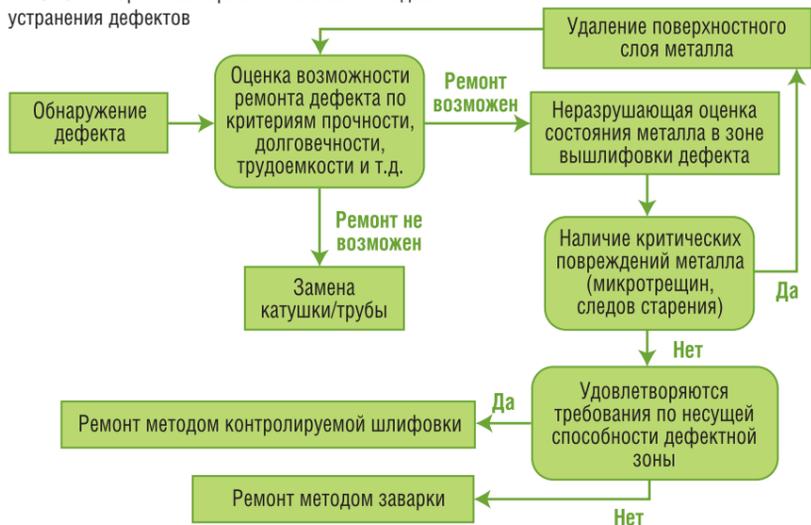


РИС. 3. Алгоритм выбора оптимальных методов устранения дефектов



Перечисленные здесь методы крайне трудоемки и нереализуемы без проведения шурфовки. Поэтому единственным эффективным методом на сегодняшний день остается использование внутритрубных диагностических приборов с поперечным намагничиванием [8].

В зависимости от выявленных дефектов основного металла труб и сварных соединений газопроводов (поверхностные и внутренние дефекты), параметров (длина,

ширина, глубина), их количества (отдельно расположенные единичные дефекты, групповые дефекты) и типоразмеров, а также технических характеристик газопроводов (диаметр, толщина стенки, класс прочности трубной стали), условий их прокладки (подземная, наземная, надземная) и эксплуатации (категории) и могут применяться следующие методы ремонта газопроводов:

- ремонт непротяженных участков методом замены с временным

выводом ремонтируемых участков из эксплуатации или прокладки лупингов;

- ремонт сваркой (наплавкой, заваркой), сваркой заплат или приваркой патрубков с временным выводом ремонтируемых участков из эксплуатации;
- ремонт стальными сварными муфтами под давлением с транспортировкой или без транспортировки газа или с временным выводом ремонтируемых участков из эксплуатации.

Принимая во внимание указанные методы, предложен алгоритм выбора оптимальных методов ремонта труб, позволяющий учитывать текущее состояние металла в дефектных зонах и обеспечить требуемую сопротивляемость разрушению отремонтированных участков (рисунок 3).

Литература

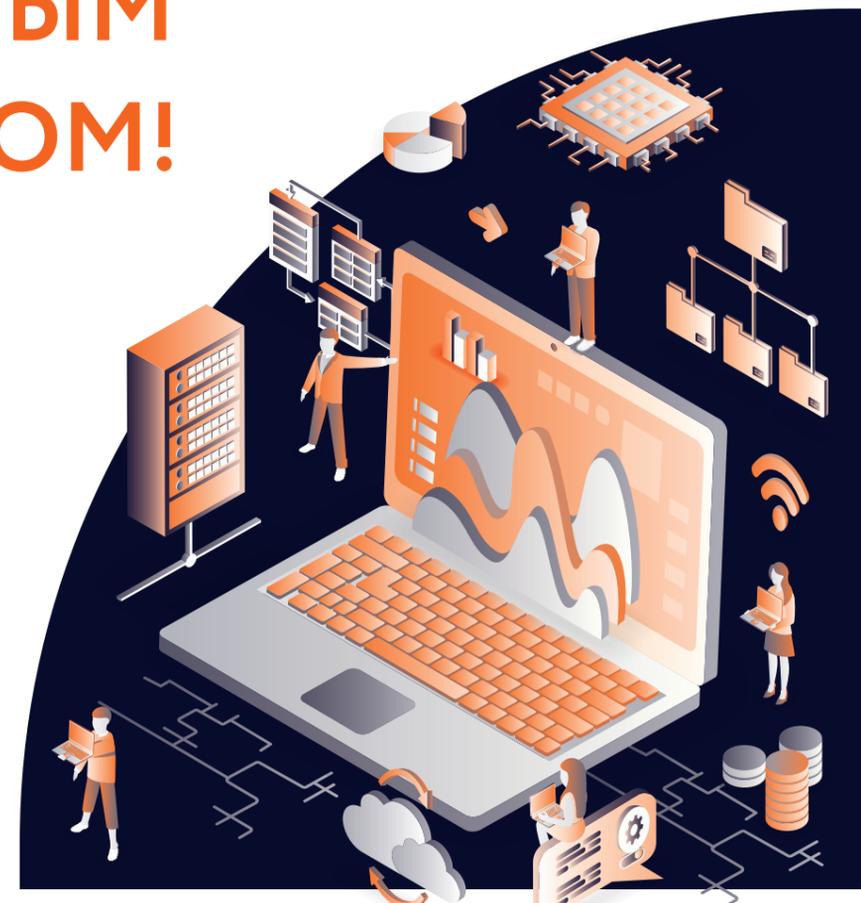
1. Абдрахманов Р.Р., Шарнина Г.С. Анализ методов предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов. – Трубопроводный транспорт – 2018: тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 290–292.
2. Александров Ю.В. Выявление факторов, инициирующих развитие разрушений магистральных газопроводов по причине КРН / Ю.В. Александров // Практика противокоррозионной защиты. – 2011. – №1. – С. 22–26.
3. Арабей А.Б. Закономерности и зависимости коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов с учетом влияния параметров трубной продукции / А.Б. Арабей, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских // Тезисы Третьей международной конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (GTS-2009). – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2009. – 122 с.
4. Нохрин А.В. Старение сталей труб магистральных газопроводов / А.В. Нохрин, В.Н. Чувильдеев // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. – №5 (2). – 2010. – С. 171–180.
5. СТО Газпром 2-2.3-253-2009. Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов. – Введен 30.09.2009. – М.: Газпром экспо, 2009. – 73 с.
6. СТО Газпром 2-2.3-419-2010. Инструкция по обследованию и определению стресс-коррозионного (технического) состояния технологических перемычек и участков магистральных газопроводов между охранными кранами.
7. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов. – Введ. 24.05.2010. – Взамен ВРД 39-1.10-006-2000*. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 229 с.
8. СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. – Введен 28.08.2007. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 91 с.

KEYWORDS: *trunk gas line, stress corrosion cracking, accident prevention methods due to SCC.*

Neftegaz.RU

РЕСУРСЫ С ЦИФРОВЫМ ХАРАКТЕРОМ!

Самые свежие новости и события ТЭК, актуальная аналитика, интервью и экспертные мнения — теперь в новом, улучшенном формате, а также **МАРКЕТПЛЕЙС НЕФТЕГАЗОВОЙ И СМЕЖНЫХ ОТРАСЛЕЙ.**



Информационное агентство глобально перезапускает собственные digital-ресурсы

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ПОРТАЛ NEFTEGAZ.RU

Популярный отраслевой интернет-ресурс. Посещаемость ресурса — свыше 13 000 уникальных пользователей в сутки и количество аудитории постоянно растет!



ПРЕДЛАГАЕМ ПОЛНЫЙ СПЕКТР PR-УСЛУГ



ГАРАНТИРУЕМ ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД



РАСПОЛАГАЕМ МОЩНЫМИ РЕСУРСАМИ



ДОСТИГАЕМ ВАШИХ БИЗНЕС-ЦЕЛЕЙ



РАБОТАЕМ ОТКРЫТО И ПРОЗРАЧНО

МАРКЕТПЛЕЙС NEFTEGAZ.RU

Платформа электронной B2B-коммерции. Помогаем бизнесу развиваться, а покупателям — находить поставщиков по всей России и за ее пределами!

ПЕЧАТНЫЕ ДЕЛОВЫЕ ЖУРНАЛЫ + ONLINE-ВЕРСИЯ ЖУРНАЛОВ NEFTEGAZ.RU

Ежемесячный Neftegaz.RU и ежеквартальный OFFSHORE&СУДОСТРОЕНИЕ теперь имеют не только печатную, но и полноценную online-версию, а также выходят на английском языке к крупным отраслевым мероприятиям.

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

РОЛЬ СПГ В ЭКСПОРТНОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ

Федорова Виктория Андреевна,
Российский государственный университет
нефти и газа
(Национальный исследовательский
университет) имени И.М. Губкина,
ассистент кафедры «Стратегическое
управление топливно-энергетическим
комплексом»

ПО ПРОГНОЗАМ МЭА, ОБЪЕМЫ ТОРГОВЛИ СПГ УВЕЛИЧАТСЯ БОЛЕЕ ЧЕМ ВДВОЕ, ДОСТИГНУВ ПОЧТИ 900 МЛРД М³ К 2040 ГОДУ ПО СРАВНЕНИЮ С 400 МЛРД М³ В 2018 ГОДУ. У РОССИИ ИМЕЮТСЯ ОГРОМНЫЕ ЗАПАСЫ ГАЗА, НО ЕЕ ВНУТРЕННИЙ СПРОС НИЗОК, А ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ЭКСПОРТА В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ОГРАНИЧЕНЫ. КЛЮЧЕВОЙ ВОПРОС ДЛЯ РОССИИ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ТОМ, КАКИЕ ЭКСПОРТНЫЕ СТРАТЕГИИ СЛЕДУЕТ РЕАЛИЗОВАТЬ НА РАСТУЩЕМ, ГЛОБАЛИЗИРУЮЩЕМСЯ И КОНКУРЕНТНОМ МИРОВОМ ГАЗОВОМ РЫНКЕ, НА КОТОРОМ МЕЖДУНАРОДНАЯ ТОРГОВЛЯ СТРЕМИТЕЛЬНО ДВИЖЕТСЯ В НАПРАВЛЕНИИ СПГ

ACCORDING TO IEA FORECASTS, LNG TRADE VOLUMES WILL MORE THAN DOUBLE, REACHING ALMOST 900 BILLION M³ BY 2040, COMPARED WITH 400 BILLION M³ IN 2018. RUSSIA HAS HUGE GAS RESERVES, BUT ITS DOMESTIC DEMAND IS LOW, AND POSSIBILITIES FOR EXPANDING EXPORTS ARE CURRENTLY LIMITED. THE KEY QUESTION FOR RUSSIA IS WHAT EXPORT STRATEGIES SHOULD BE IMPLEMENTED IN A GROWING AND COMPETITIVE GLOBAL GAS MARKET, WHERE INTERNATIONAL TRADE IS RAPIDLY MOVING TOWARDS LNG

Ключевые слова: мировые энергетические рынки, мировые рынки природного газа, глобальная индустрия СПГ, диверсификация экспорта, энергетическая безопасность.

СПГ на мировых энергетических рынках

Глобальные энергетические рынки находятся в постоянной трансформации в соответствии с возможностями и потребностями мирового сообщества. Текущий период изменений характеризуется высоким уровнем неопределенности, изменением технологической структуры, а также намечающимся закатом экономики углеводородов и продолжающимся поиском более экологически чистых альтернативных источников энергии.

По данным Международного энергетического агентства, мировой спрос на энергию, несмотря на замедление темпов роста, к 2040 году увеличится на 30%. Большой рост потребления энергии будет продемонстрирован развивающимися странами Азии, прежде всего Китаем и Индией, а также странами Ближнего Востока, Африки и Латинской Америки.

В соответствии с прогнозами ведущих мировых энергетических компаний, ожидаемый рост потребления первичной энергии составит

ФАКТЫ

к 2040 г.
мировой спрос на энергию
увеличится на 30%

примерно от 16 482 млн тонн нефтяного эквивалента (тнэ) до 21 573 млн тнэ. Основными источниками энергии, которые демонстрируют рост по всем прогнозируемым сценариям, являются природный газ и возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Эксперты Международного энергетического агентства предполагают, что к 2040 году спрос на газ увеличится на 50%. Ожидается, что ежегодный рост составит 1,5%, что значительно выше, чем у других традиционных видов топлива, но намного ниже темпов роста в 2,3%, показанных в предыдущие 25 лет. Потребление природного газа будет расти во всем мире, за исключением Японии, где сегодняшние уровни потребления значительно снизятся из-за ввода в эксплуатацию объектов атомной энергетики, а также Европы, где благодаря внедрению политики энергоэффективности намечилось снижение использования всех источников энергии. Ожидается, что основной рост спроса будет на Ближнем Востоке, а также в Индии и Китае, куда будут направлены основные экспортные маршруты природного газа (рис. 1).

У природного газа есть свои преимущества, которые делают его популярным источником энергии: никакое другое традиционное топливо не является таким гибким, эффективным и подходящим для решения различных задач. Газовые установки, как правило, дешевле, чем их угольные эквиваленты. Хотя цены зависят от рыночных тенденций, сочетание более низких выбросов и средней более низкой

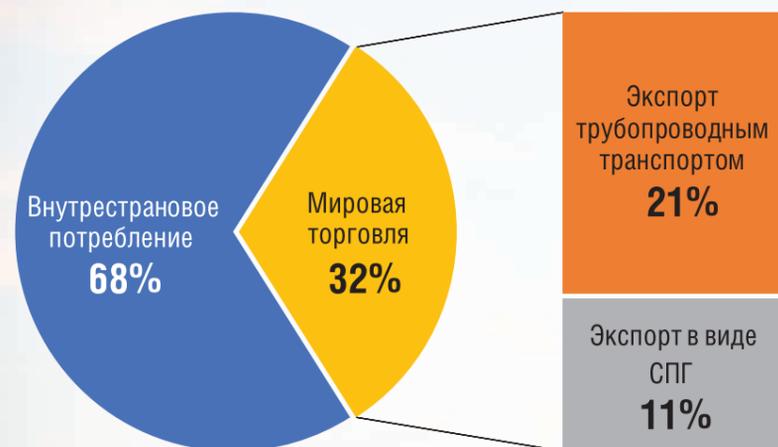
РИС. 1. Рост спроса на природный газ по регионам мира в 2000–2040 гг. (млрд куб. м)



Источник: составлено автором по данным IEA

РИС. 2. Мировая добыча природного газа в 2018 г. (млрд м³)

Мировая добыча природного газа (3867 млрд м³, 2018 г.)



Источник: составлено автором по данным ВР

цены побуждает потребителей переходить на природный газ. При сжигании природный газ производит половину углекислого газа и только одну десятую загрязняющих воздух веществ, образующихся при сжигании угля, и поэтому долгое время считается относительно «чистым» ископаемым топливом.

Учитывая растущую конкуренцию со стороны угля и возобновляемых источников энергии, отрасли природного газа придется работать с высокой эффективностью, чтобы обеспечить себе рынки сбыта. Спрос на газ в промышленности будет расти быстрее (на 2,1% в год), чем в секторе производства электроэнергии (1,3% в год); самый быстрый рост (3,4% в год) будет продемонстрирован транспортным сектором, включая использование СПГ для грузовых и морских перевозок.

В последние годы около 70% объемов природного газа во всем мире транспортируется на внутренний рынок, оставшиеся 20% пересекают международные границы через трубопроводную систему, а еще 10% поступают на рынки в виде сжиженного природного газа (рис. 2).

До 2020 года основной рост производства СПГ ожидается в Австралии и США, однако после 2020 года ожидается увеличение поставок из большего числа стран. Восточная Африка выйдет на рынок в качестве экспортера после разработки морских месторождений в Мозамбике и Танзании. Египет снова вернется на рынок, чему будет способствовать начало добычи с месторождения Зор. Ожидается также, что Аргентина станет крупным экспортером природного газа с началом разработки перспективных месторождений сланца в районе Вака-Муэрта. После нескольких лет относительно стабильной добычи в начале 2020-х годов добыча газа в России начнет расти одновременно с экспортом по новому маршруту трубопровода в Китай. Новые проекты в Северной Америке, Австралии, Африке, на

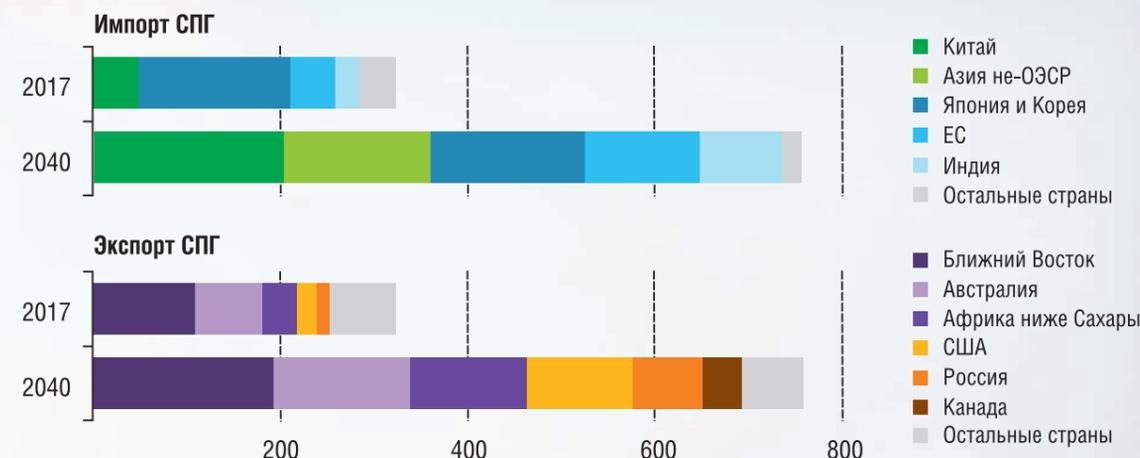
Ближнем Востоке и в России помогут увеличить долю СПГ в межрегиональной торговле с нынешних 34% до 60% к 2040 году.

В прошлом году рынок сжиженного природного газа продемонстрировал рекордный рост, достигнув 316 млн тонн в мировой торговле, увеличившись на 28 млн тонн по сравнению с предыдущим годом. Количество поставщиков растет, проекты продолжают строиться по всему миру – от Соединенных Штатов Америки до Австралии. СПГ завоевывает новые рынки – все большее число стран выбирают этот способ доставки газа для нужд своего топливно-энергетического комплекса. В то же время рост предложения сдерживается медленными темпами ввода в эксплуатацию новых мощностей по сжижению. Различные силы влияют на рынок: с одной стороны, огромные инвестиции в строительство заводов СПГ, с другой стороны – снижение темпов роста потребления природного газа с 2,8% в с 2000 по 2010 гг. до 1,3% в период с 2010 по 2017 гг.

В попытке рационализировать рыночный спрос объем запланированных заводов по сжижению к январю 2018 года достиг уровня 843 млн тонн. Большинство из этих проектов не дойдут до FID, поскольку спрос остается на гораздо более низком уровне, чем заявленный объем, особенно в условиях переоценки цен при трубопроводных поставках: растущие поставки из России и Норвегии в Европу, а также из США в Мексику значительно сокращают варианты для использования СПГ на этих рынках.

Несмотря на снижение роста спроса в последние несколько лет, торговля СПГ продолжает расти, и у каждой страны есть свои причины. На азиатско-тихоокеанском рынке движущими факторами являются прежде всего географическая изоляция и низкая самообеспеченность. Неопределенность общества в отношении ядерной энергии также является фактором, поддерживающим импорт СПГ. Такие страны часто сталкиваются либо с истощением

РИС. 3. Торговля СПГ по странам и регионам к 2040 г. (млрд м³)



запасов, либо не могут увеличить собственную добычу газа в объеме, достаточном для удовлетворения внутреннего спроса. Несмотря на то, что Великобритания увеличила добычу газа в 2016 году по сравнению с 2015 годом, в долгосрочной перспективе добыча газа снижается. Дополнительные ограничения на месторождение Гронинген в Нидерландах также снижают добычу газа в этой стране. В Кувейте, Таиланде и Аргентине ситуация аналогичная: собственное производство не в состоянии удовлетворить быстро растущий внутренний спрос, поэтому эти страны вынуждены выходить на рынок СПГ в качестве потребителя.

СПГ по-прежнему используется в качестве инструмента обеспечения энергетической безопасности даже в странах, где развита импортируемая трубопроводная инфраструктура. Европейские импортеры, такие как Франция, Италия и Турция, используют СПГ для диверсификации своих источников топлива, а также страховки на случай нарушения поставок по трубопроводу. В последние несколько лет опасения по поводу цены и безопасности поставок по трубопроводам подтолкнули Латвию и Польшу к выходу на рынок СПГ в качестве потребителя.

Хотя рынок импорта концентрируется в Азии, ситуация с экспортом становится более разнообразной из-за входа на рынок новых поставщиков в обозримом периоде. Сегодня около 60% экспортных грузов СПГ идет из Катара и Австралии. В течение прогнозного периода Соединенные Штаты, а затем страны Африки к югу от Сахары увеличат экспорт на 90 млрд м³, Россия увеличит экспорт СПГ на 60 млрд м³. Вместе эти три региона займут более значительные позиции в мировом экспорте СПГ, удваивая свою долю с 23% на сегодняшний день до более 40% к 2040 году (рис. 3).

Потребление природного газа будет продолжать расти благодаря экологичности и экономичности этого вида топлива. Однако будущее газа как глобального энергоносителя будет зависеть от трех важных критериев – доступность, надежность

ФАКТЫ

316

МЛН ТОНН

составил рынок СПГ в 2018 г.

поставок и экологическая эффективность. Рынок СПГ будет продолжать расти, и, благодаря своим преимуществам, уже к 2030 году обойдет трубопроводные перевозки с точки зрения объемов транспортировки. Учитывая складывающуюся конъюнктуру на мировых энергетических и газовых рынках, крайне важно, чтобы СПГ занял соответствующее место рядом с трубопроводным транспортом в экспортной стратегии Российской Федерации.

Развитие индустрии СПГ в рамках экспортной стратегии России

Россия – страна с крупнейшими залежами газа. На газ приходится 64% энергетического баланса страны, доходы от экспорта энергоносителей составляют около 50% доходов бюджета, а любые перебои с поставками угрожают неизбежной нехваткой государственных расходов. В случае стран-экспортеров такие риски энергетической безопасности могут быть хеджированы таким же образом, как и в странах-импортерах: путем диверсификации экспортных маршрутов. Относительно высокий рост потребления газа в промышленности, но в то же время сокращение населения приводят к увеличению спроса на внутреннем рынке страны всего на 3% к 2040 году, прогнозируется МЭА. Производство электроэнергии и тепла является крупнейшим

потребителем природного газа в России (около 25% и 30% соответственно), однако существуют правительственные инициативы, направленные на повышение энергоэффективности в этих областях, и в результате потребление природного газа снизится.

В 2018 году Россия экспортировала 248 млрд м³ газа, из которых 81% было транспортировано по трубопроводам в Европу, 12% – в страны СНГ и только 7% – на внешние рынки в виде СПГ, что еще раз демонстрирует огромную зависимость России от Европы как импортера и неспособность диверсифицировать наши каналы распространения. В 2018 году Россия поставила рекордные объемы газа в Европу, но доступ к другим рынкам остается закрытым до завершения строительства газопровода «Сила Сибири» в Китае и планируемого расширения мощностей СПГ. Для России ключевой вопрос заключается в том, какие экспортные стратегии следует применять на все более глобализирующемся и конкурентном мировом газовом рынке, где очевидны тенденции: смещение спроса в Азиатско-Тихоокеанский регион и увеличение темпов роста международной торговли газом в форме СПГ. Перед Россией стоит сложная задача – диверсифицировать свой экспорт. Не стремясь обеспечить собственную энергетическую безопасность, Россия постоянно сталкивается с внешним политическим и регуляторным давлением, продавая почти 90% своего экспорта природного газа на европейские рынки, где из-за медленного роста населения и политики в области энергоэффективности потребление газа падает.

Расширение экспорта трубопроводов из России ожидается к 2020 году с запуском «Силы Сибири», а также с возможным решением о строительстве Алтайского газопровода (или «Сила Сибири-2»). В Китае, несмотря на значительное увеличение внутреннего производства, рост спроса опережает предложение, в результате чего к 2040 году зависимость от импорта возрастет на более чем 40%. Около половины этого дополнительного импорта удовлетворится за счет увеличения пропускной способности трубопроводов из России и других стран СНГ, а остальное будет доставлено в виде СПГ.

Увеличение поставок СПГ приводит к усилению конкуренции между СПГ и трубопроводным газом, особенно в Европе и Китае, которые являются двумя крупнейшими импортерами газа. Большая простота транспортировки означает, что трубопроводный газ обладает значительным преимуществом по стоимости перед СПГ. Однако основным ограничением импорта трубопровода в Европу является обеспокоенность по поводу зависимости от России в отношении газа и страх перед рецидивом кризиса 2009 года. Решить такую проблему можно двумя способами: строительство обходных трубопроводов с целью устранения транзитных рисков – в этом отношении Россия продолжает реализовывать дальнейшие крупномасштабные трубопроводные проекты в Европу, такие как проект «Северный поток-2» с пропускной способностью в 55 миллиардов

ФАКТЫ

70%

объемов природного газа во всем мире транспортируется на внутренний рынок, оставшиеся 20% пересекают международные границы трубопроводным транспортом, 10% поступают на рынки в виде СПГ

кубометров в год и двух линий «Турецкого потока» (пропускная способность каждой – 15,75 миллиарда кубометров в год). Второй путь – развитие индустрии СПГ, что приведет к более ликвидному и конкурентному рынку, что в свою очередь способно ослабить напряженность в Европе в ситуации с Россией и позволит Газпрому в перспективе увеличить свою долю в европейском газопроводном импорте.

По прогнозам, добыча природного газа в России будет стабильно расти до 2040 года, сохраняя свои позиции второго по величине производителя газа в мире. Сегодня почти вся добыча в России происходит с месторождений в Западной Сибири и на полуострове Ямал, но открытие новых маршрутов в Китай приведет к расширению производства в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России. Внутреннее потребление в России остается практически на одном уровне, а это означает, что для роста отрасли необходимо найти экспортные рынки. Как СПГ, экспортируемый различными компаниями, будет сосуществовать с остальной монополией Газпрома на трубопроводный экспорт, является еще одной стратегической проблемой, разрешение которой в конечном итоге может послужить катализатором изменений в организации российского газового рынка.

После запуска второй и третьей линии «Ямал СПГ» в конце 2018 г. общая мощность российского производства крупнотоннажного СПГ достигла 27,1 млн тонн, что позволило России выйти на третье место по объему экспорта после Катара и Австралии. Однако будущие планы России по расширению мощностей связаны с большой неопределенностью. У ПАО «Газпром» есть два масштабных проекта: проект «Сахалин-2» уже много лет ожидает расширения – строительства третьей линии мощностью 5,4 млн тонн. Кроме того, обсуждается проект «Балтийский СПГ», в котором в качестве источника газа используется Единая система газоснабжения.



ПАО «Роснефть» поддерживает планы по строительству собственного производства СПГ («Дальневосточный СПГ»). Компания также рассматривает проект по производству СПГ на берегу Печорского моря на базе Коровинского месторождения, хотя в этом проекте также мало уверенности.

Среди наиболее вероятных новых производств – проект «Арктик СПГ-2» (ПАО «НОВАТЭК») – три линии по 6,6 млн тонн каждая, с ресурсной базой Утреннего месторождения полуострова Гыдан. Проект «Арктик СПГ-2» предусматривает строительство завода СПГ на базе платформы гравитационного типа (длиной 300 м и шириной 150 м), которая, как ожидается, снизит капитальные затраты на 30%. Строительство завода СПГ на платформах позволит снизить затраты на логистику и установить основное оборудование «дистанционно» – производственные линии СПГ будут собираться в Центре строительства крупных морских объектов в Мурманске.

Кроме того, на основе существующей ресурсной базы на полуострове Ямал и Гыдан ПАО «НОВАТЭК» также рассматривает возможность реализации проектов «Арктик СПГ-1» и «Арктик СПГ-3», также по 19,8 млн тонн каждый, что предполагает увеличение общих мощностей компании в регионе до 76,8 млн тонн (учитывая проекты в стадии строительства и текущее производство), что сопоставимо с существующими объемами сжигания в Катаре.

Исходя из текущей ситуации и заявлений представителей компаний, возможная общая емкость индустрии СПГ в России к началу 2030-х годов может быть оценена в 60–80 млн тонн, хотя очевидно, что это предварительная оценка. В этой ситуации крайне важно реализовать стратегические шаги, чтобы гарантировать инвестиции в будущие проекты и их дальнейшую прибыльность.

ФАКТЫ

к 2030 г.

рынок СПГ обойдет трубопроводные перевозки с точки зрения объемов транспортировки

Существует несколько направлений, в которых необходимо развивать индустрию СПГ для достижения наилучших показателей в собственной индустрии и на мировых рынках, а именно:

- **Снижение стоимости СПГ через цепочку поставок**

Чтобы быть конкурентоспособным по стоимости с углем в Азии, основываясь на экономических показателях, анализ стоимости электроэнергии показывает, что импорт газа должен стоить около 4–6 долларов США за миллион БТЕ – примерно половина стоимости в настоящий момент для многих контрактов СПГ. Это означает, что только снижение затрат по всей длине цепочки поставок позволит добиться снижения итоговой цены и конкурировать с углем не только с точки зрения экологичности ресурса, но и по экономическим аспектам.

- **Гибкая структура контрактов СПГ**

Ключевой имеющейся проблемой в секторе СПГ является жесткость существующих контрактов. Хотя модель развития СПГ как «виртуального трубопровода», использующего долгосрочные контракты и индексацию нефти, помогла создать рыночную стабильность и способствовала управлению рисками для продавцов и многих крупных покупателей, она не обязательно способствует динамичному или гибкому рынку. В 2018 году продолжался рост более ликвидного рынка товарного СПГ. Это включало увеличение доли глобальных краткосрочных продаж (30% против < 15% до 2010 года), более короткую среднюю продолжительность контракта (7 лет против > 15 лет до 2010 года) и контракты с более низким средним объемом (0,75 млн тонн в год против > 1,5 млн тонн в год до 2010 года). Отмена привязки к пункту назначения в контрактах и торговля в меньших объемах на более короткие периоды имеют решающее значение для поддержания роли надежного экспортера.

• Инвестиции в инфраструктуру

Скорость и характер роста спроса на газ, особенно в странах, не входящих в ОЭСР, зависят от темпов создания необходимой вспомогательной инфраструктуры – это является основным источником неопределенности относительно перспектив природного газа. В то же время, борясь за потребителя, трейдеры и производители СПГ начинают инвестировать в приемную инфраструктуру импортеров СПГ, чтобы создать дополнительный спрос на газ и закрепиться на новых рынках, выстраивая «особые» отношения с клиентами.

• Экспорт не только продукции, но и технологий

Целью сотрудничества должно быть не только использование ресурсов российской промышленной базы, но также и создание технологии на основе нашей научной базы, которая в будущем может дать толчок развитию целой отрасли и даже экспортироваться как товар. Учитывая, что в настоящее время очень узок круг компаний, имеющих патенты и лицензии на оборудование для крупнотоннажного сжижения СПГ, и все они – иностранные компании, весьма перспективным видится разработка ПАО «НОВАТЭК» своей собственной технологии по сжижению – «Арктический каскад», которая будет впервые установлена на четвертой производственной линии завода «Ямал СПГ».

• Разработка новых маршрутов поставок

В связи с очевидной необходимостью сокращения затрат в цепочке поставок очень важно оптимизировать логистику. Например, развитие Северного морского пути может сократить время доставки СПГ из российской арктической зоны на перспективные азиатские рынки и, следовательно, существенно сократить транспортные расходы.

Заключение

Очевидный сдвиг в российской политике экспорта энергоносителей связан с расширением рынков сбыта в направлении азиатского региона, следуя за путем, проложенным нефтяным рынком, когда Роснефть и другие компании внесли свой вклад в существенную диверсификацию экспорта российской нефти с запада на восток. Уже к 2017 году 30% экспорта нефти страны приходилось на Азию, тогда как в 2010 году этот показатель составлял только восемь процентов. Развитие трубопровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) позволило экспортировать нефть в Китай и Азиатско-Тихоокеанский регион.

Рынок СПГ становится все более сложным и гибким, в своем развитии напоминая путь, пройденный нефтяным рынком. Россия, которая планирует занять прочные позиции в отрасли СПГ, не имеет других вариантов, кроме как снижать издержки, открывать новые рынки (включая развитие внутреннего рынка), внедрять новые

ФАКТЫ

248

млрд м³ газа

экспортировала Россия в 2018 году, из которых 81% было транспортировано по трубопроводам в Европу, 12% – в страны СНГ и только 7% – на внешние рынки в виде СПГ

технологии и типы контрактов, оптимизировать логистику и выстраивать прочные отношения с импортерами.

России, которая планирует занять сильные позиции на мировых рынках СПГ, необходимо пересмотреть взгляды на реализацию своей экспортной стратегии. Несмотря на ценовые сигналы, которые посылает глобальный рынок, проекты по строительству заводов СПГ постоянно откладываются, а компании продолжают инвестировать средства в строительство трубопроводов. Необходимо понимать, что газ в сжиженном виде не вступает в прямую конкуренцию с трубопроводным газом ни на европейском, ни на восточном направлениях, а помогает ему комплементарно, заполняя те ниши, в которых использование трубопроводного газа невозможно по инфраструктурным или экономическим причинам. ●

Литература

1. BP Energy Outlook 2019, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>.
2. EIA – International Energy Outlook 2018, https://www.eia.gov/pressroom/presentations/capuno_07242018.pdf.
3. ExxonMobil – Outlook for Energy: A View to 2040, <https://cdn.exxonmobil.com/~media/global/files/outlook-for-energy/2016/2016-outlook-for-energy.pdf>.
4. INES RAS – World and Russia Energy Outlook 2016, <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>.
5. International Energy Agency – World Energy Outlook 2018, <https://www.iea.org/weo2018/>.
6. International Energy Agency – Special Report Outlook for Producer Economies, https://www.connaissancesenergies.org/sites/default/files/pdftvue/weo_2018_special_report_outlook_for_producer_economies.pdf.
7. International Gas Union – Global Gas Review 2018, <https://www.igu.org/news/2018-global-gas-report>.
8. Skolkovo Energy Centre – “Global LNG market transformation: ways not to miss the window of opportunities for Russia”, <https://energy.skolkovo.ru/downloads/docu-ments/SEneC/News/Russia-on-global-spg-market-Eng.pdf>.
9. Shell LNG Outlook 2019, <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-Ing/Ing-outlook-2019.html>.
10. World Energy Council – World Energy Scenarios, <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Scenarios-2016-Full-Report.pdf>.

KEYWORDS: *global energy markets, natural gas markets, LNG industry, export diversification, energy security.*

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов



Подписной пакет	Количество номеров	Цена, ₽
Печатная + Электронная (PDF) + Online-версия журналов (доступ к интерактивным статьям)		
1 номер 2020 г.	1	1 590
I полугодие 2020 г.	8	15 990
II полугодие 2020 г.	7	13 990
Годовая подписка на 2020 г.	15	29 980
Online-версия журналов (доступ к интерактивным статьям)		
1 статья номера 2020 г.	–	190
1 номер 2020 г.	1	990
I полугодие 2020 г.	8	6 990
II полугодие 2020 г.	7	5 990
Годовая подписка на 2020 г.	15	12 980
Печатная + Электронная (PDF) версия журналов		
1 номер 2020 г.	1	1 290
I полугодие 2020 г.	8	9 990
II полугодие 2020 г.	7	8 990
Годовая подписка на 2020 г.	15	18 980
Электронная (PDF) версия журналов		
1 номер 2020 г.	1	290
I полугодие 2020 г.	8	1 990
II полугодие 2020 г.	7	1 890
Годовая подписка на 2020 г.	15	3 980

Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки журнала Neftegaz.RU
+7 (495) 650-14-82
subs@neftegaz.ru

Быстрая подписка на издания и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Межрегиональное агентство подписки (МАП) | подписной индекс 11407

Подписное агентство (Урал-Пресс) | подписной индекс 80627

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МОРФОСТРУКТУР ЦЕНТРАЛЬНОГО ТИПА НА ТЕРРИТОРИИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

ЦЕЛЬ ДАННОЙ РАБОТЫ – ПОКАЗАТЬ НАЛИЧИЕ ОПРЕДЕЛЕННОЙ СВЯЗИ В РАСПОЛОЖЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ С РАСПОЛОЖЕНИЕМ ПЛЮМ-ТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР, ВЫДЕЛЕННЫХ НА ПОВЕРХНОСТИ ЗЕМЛИ, ПО ДАННЫМ ДЕШИФРИРОВАНИЯ КОСМИЧЕСКИХ СНИМКОВ, В ВИДЕ КОЛЬЦЕВЫХ (ИНОГДА СПИРАЛЕОБРАЗНЫХ) МОРФОСТРУКТУР ЦЕНТРАЛЬНОГО ТИПА. ЭТО ОБУСЛАВЛИВАЕТ НЕКОТОРЫЙ РАЗБРОС РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, ОТНОСИТЕЛЬНО ПОЛОЖЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНОЙ БОРТОВОЙ ЧАСТИ (РЕЛЬЕФ ПОВЕРХНОСТИ ЗЕМЛИ) НЕКОТОРЫХ ПЛЮМ-ТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

IN THIS ARTICLE THE AUTHOR TRIES TO SHOW EXISTENCE OF SOME COMMUNICATION IN AN ARRANGEMENT OF FIELDS OF HYDROCARBONS OF THE EAST-SIBERIAN PLATFORM WITH AN ARRANGEMENT OF PLUM-TECTONIC STRUCTURES WHICH ARE FIXED ON THE EARTH'S SURFACE IN THE FORM OF RING (SOMETIMES SPIRAL-SHAPED) MORPHOLOGICAL STRUCTURES OF THE CENTRAL TYPE. IT CAUSES SOME DISPERSION OF AN ARRANGEMENT OF FIELDS OF OIL AND GAS, CONCERNING THE PROVISION OF THE SURFACE ONBOARD PART (AN EARTH'S SURFACE RELIEF) OF SOME PLUM-TECTONIC STRUCTURES OF THE EAST-SIBERIAN PLATFORM

Ключевые слова: морфоструктуры центрального типа, глубинные геолого-геофизические разрезы, Восточно-Сибирская платформа, потенциальная нефтегазоносность.



Харитонов Андрей Леонидович, ведущий научный сотрудник лаборатории главного магнитного поля Земли, ФГБУН «Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова» РАН

Президентом РФ В.В. Путиным перед топливно-энергетическим комплексом России была поставлена задача по опережающему хозяйственному развитию регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока РФ. В соответствии с поставленной задачей российские научные исследования, опираясь на выявленную корреляционную взаимосвязь пространственного расположения месторождений нефти и газа и морфоструктур центрального типа (МСЦТ) [1, 2], пытаются показать нефтегазодобывающим компаниям РФ возможные перспективы для поисков новых нефтегазовых месторождений на территории Восточно-Сибирской платформы, которые будут способствовать ускоренному хозяйственному развитию различных регионов Сибири и Дальнего Востока РФ.

Методы исследования

Для выявления морфоструктур центрального типа на территории Восточно-Сибирской платформы, помимо геолого-геофизических (магнитных, гравитационных, геотермических) данных,

автором были использованы материалы дешифрирования космических снимков. Различными авторами [1, 3–5, 7, 8] было отмечено, что с уменьшением разрешающей способности космических изображений, то есть генерализацией космических изображений, из них может быть извлечена информация о структуре все более глубоких горизонтов земной коры. Кроме того, было установлено, что более надежная корреляционная связь проявляется между результатами космических изображений, геофизическими полями с геологическими материалами, изображенными на региональных геологических картах. То есть идеи академика Яншина А.Л. относительно важности изучения механизма зондирования по космическим изображениям глубинных геологических структур [5] также показывает актуальность изучения глубинного строения морфоструктур центрального типа.

Исходные данные

На территории Восточно-Сибирской платформы (ВСП) различными авторами [3–8]

РИС. 1. Фрагмент карты морфоструктур центрального типа на территории Восточно-Сибирской платформы (ВСП) [4]

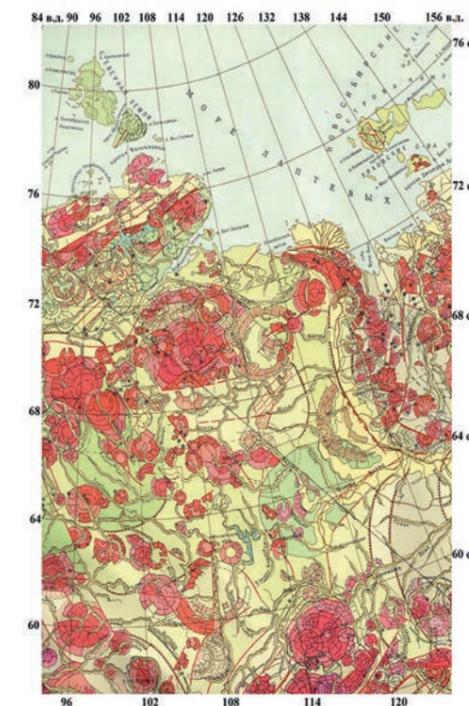


РИС. 2. Схема расположения глубинных плюм-тектонических структур на разрезе вдоль профиля, пересекающего территорию Восточно-Сибирской платформы (Восточно-Сибирского астеноскона) [4]

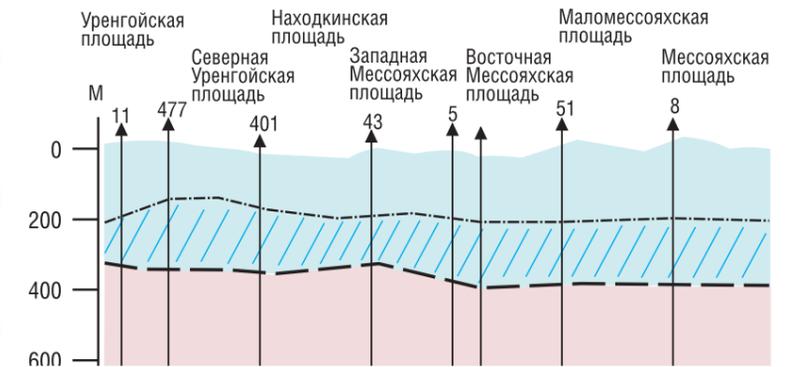
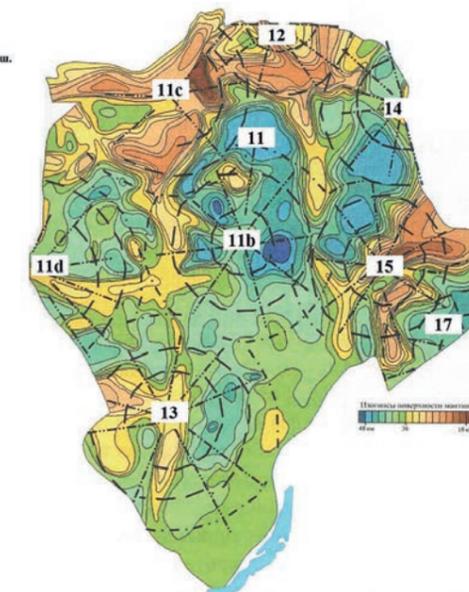


РИС. 3. Морфоструктуры центрального типа на территории Восточной Сибири, изображенные на фоне рельефа поверхности верхней мантии [9]



Анабарская (11а), Восточно-Тунгусская (11b), Хатангская (11с), Среднеенисейская (11d), Лаптевская (12), Присаяно-Енисейская (13), Янская (14), Вилюйская (15), Алданская (17).
Цветная шкала условных обозначений под рисунком показывает глубину расположения изогипс поверхности верхней мантии (в километрах)

было выявлено множество морфоструктур центрального типа разной формы (кольцевые, эллипсоидные, спиралевидные) и пространственного размера (диаметром от нескольких сотен метров до нескольких тысяч километров) на основе использования методики дешифрирования космических снимков поверхности рельефа Земли (рис. 1).

Можно выделить разные поверхностные морфологические особенности МСЦТ на территории Восточно-Сибирской платформы: кольцевые, валообразные, спиралевидные, конусообразные поверхностные структуры (рис. 1). Пространственные размеры основных выявленных МСЦТ, наблюдаемые на территории Восточно-Сибирской платформы, колеблются от десяти до тысячи километров в диаметре. Большинство этих морфоструктур центрального типа возникло в различные геологические периоды в процессе геологической эволюции Земли.

К морфоструктурам центрального типа 3-го и 4-го порядка на территории Восточно-Сибирской

платформы (Восточно-Сибирского астеноскона – МСЦТ 2-го порядка) можно отнести Анабарскую (11а), Восточно-Тунгусскую (11b), Хатангскую (11с), Лаптевскую (12), Присаяно-Енисейскую (13), Янскую (14), Вилюйскую (15), Алданскую (17), Непско-Ботубинскую (18) и некоторые другие (рис. 1).

Кроме того, на территории Восточно-Сибирской платформы имеются морфоструктуры центрального типа меньшего порядка (5-го – 7-го порядков) [9], такие как Таймырская, Камовская, Бахтинская, Нижнеянская, Среднеянская, Олондинская, Алдано-Амгинская, Учурская и некоторые другие.

Морфоструктуры центрального типа Восточно-Сибирской платформы имеют различный возраст и различные виды физических механизмов их образования, определяющих глубину их «корней» и горизонтальные пространственные размеры (рис. 2).

Реальное расположение морфоструктур центрального типа (МСЦТ) на территории Восточно-Сибирской платформы (Восточно-Сибирского астеноскона), выделенных по данным дешифрирования космических снимков, подтверждается независимыми геолого-геофизическими данными о расположении этих

УДК 553.98

РИС. 4. Схематический разрез глубинного строения центральной (астенокон) и «дочерних» (геокон) плюм-тектонических морфоструктур центрального типа (МСЦТ)

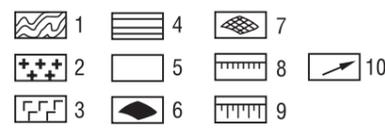
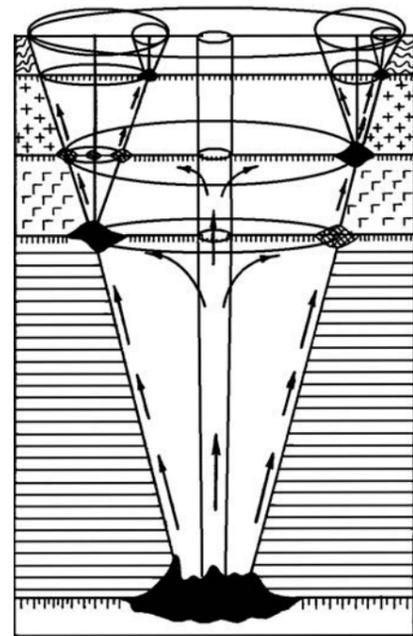
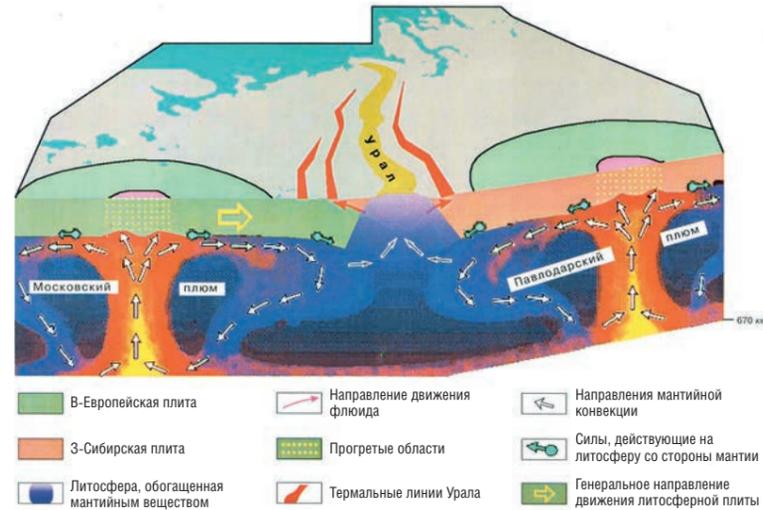


РИС. 5. Схема движения углеводородных флюидов в пределах Московской и Павлодарской плюм-тектонических структур (астенокон) [7]



1 – породы «осадочного» слоя земной коры; 2 – кора выветривания пород «гранитного» слоя земной коры; 3 – породы «базальтового» слоя земной коры; 4 – породы литосферного слоя Земли; 5 – породы астеносферного слоя Земли; 6 – скопления жидких углеводородных флюидов на пересечении субгоризонтальных границ физических слоев Земли и субвертикальных границ МСЦТ; 7 – скопление газообразных углеводородных флюидов на пересечении субгоризонтальных границ физических слоев Земли и субвертикальных границ МСЦТ; 8 – границы, разделяющие физические слои земной коры; 9 – границы, разделяющие физические слои мантии Земли; 10 – направление теплопереноса вещества и потока углеводородных флюидов из нижних слоев к поверхности Земли

морфоструктур на глубине поверхности Мохоровичича, приведенными на рис. 3, по данным работы [9].

Глубинные морфологические особенности плюм-тектонических морфоструктур центрального типа, выявленных на территории Восточно-Сибирской платформы, в общем виде можно представить следующим образом (рис. 4).

В недрах Земли в результате продвижения к поверхности Земли магматических и гидротермальных образований [7] образуется усеченная конусообразная глубинная структура, по граничным зонам которой винтообразно продвигаются к поверхности газо-термальные и гидротермальные флюидные потоки (рис. 5).

Подобные морфоструктуры центрального типа, образованные активными в настоящее время термальными плюм-тектоническими структурами, были также детально проанализированы в ряде работ [1, 2, 7].

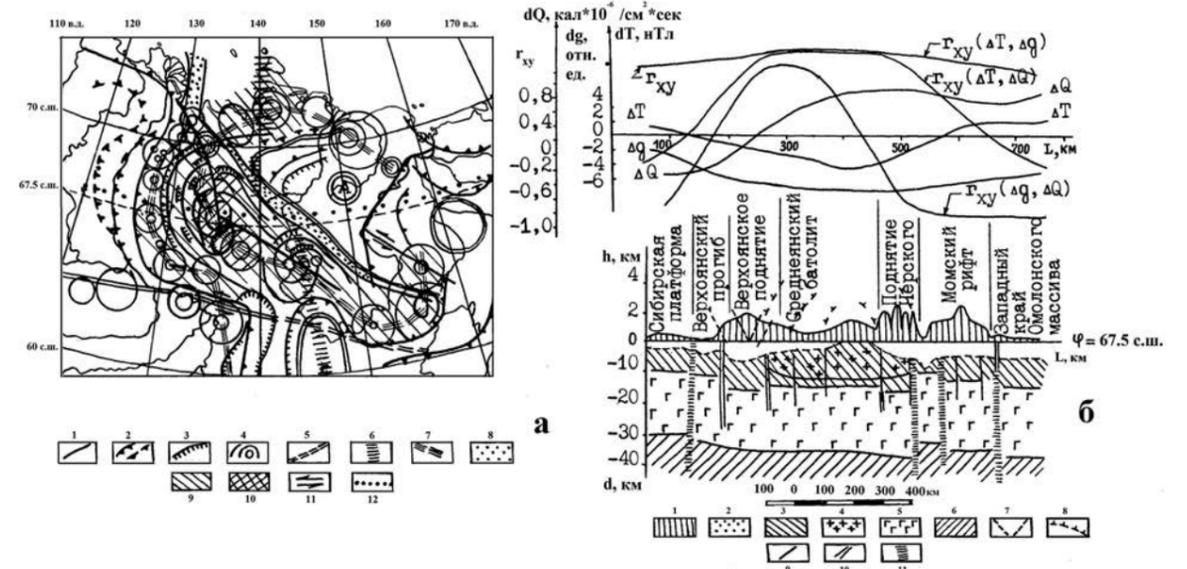
Геолого-геофизическая интерпретация данных по МСЦТ, расположенным в пределах Восточно-Сибирской платформы

Рассмотрим результаты геолого-геофизической интерпретации некоторых морфоструктур центрального типа 3–7-го порядков, расположенных на территории Восточно-Сибирской платформы (Восточно-Сибирского астенокона), выявленных по комплексу геолого-геофизических данных и данных дешифрирования космических снимков. По результатам проведенного геолого-геофизического анализа различных физических полей (рис. 6б) и данных дешифрирования космических снимков (рис. 6а) был построен схематический глубинный разрез земной коры (рис. 6в), пересекающий Янскую и более мелкие морфоструктуры центрального типа (МСЦТ) по профилю вдоль 67,5 градуса

северной широты. Результаты этого геолого-геофизического анализа показаны на рис. 6.

К морфоструктурам центрального типа 3-го порядка в восточной части территории Сибири можно отнести Обскую, Анабарскую, Янскую, Алданскую и другие. На территории Верхоянского региона ВСП имеется множество МСЦТ меньшего порядка, изображенных на рис. 6а, которые образуются в бортовых зонах Янской МСЦТ 3-го порядка. На схеме дешифрирования космического снимка отчетливо выделяются кольцевые МСЦТ, расположенные вдоль краевого шва Верхоянского хребта, а также вдоль береговой линии Северного Ледовитого океана. Эти кольцевые МСЦТ обусловлены образованиями фундамента, по-видимому, связанными с Янской плюм-тектонической системой, куда входит и Момский плюм. На территории Верхоянского региона, в районе верхней части Лено-Янского междуречья, отчетливо выделяются кольцевые МСЦТ

РИС. 6. а) Комплексная геолого-геофизическая схема расположения некоторых морфоструктур центрального типа (МСЦТ) на территории Восточно-Сибирской платформы (ВСП), тектонических нарушений, изолиний аномального магнитного и гравитационного полей в пределах территории Верхоянского региона ВСП; б) Результаты корреляционного анализа комплекса различных физических полей вдоль широтного профиля, пересекающего территорию Янской МСЦТ и ее восточного обрамления по 67,5 градусу северной широты



1 – глубинные тектонические разломы коро-мантийного уровня, 2 – зоны коллизии между Сибирской платформой и Верхоянским геоблоком по геофизическим данным и дистанционному зондированию Земли, 3 – надвиги и шарьяжи, 4 – «ядро» Янской морфоструктуры центрального типа (МСЦТ), 5 – шовная зона, ограничивающая Колымский микроконтинент, 6 – трансрегиональные разломы сквозного типа, 7 – осевые зоны повышенной магматической проницаемости, 8 – рифтогенные неоген-четвертичные формации, 9 – область повышенных значений геотермического поля, 10 – область высоких значений геотермического поля, совпадающая с областью поздне-мезозойской гранитизации, 11 – сдвиг по разлому, 12 – профиль исследования, А – Алазейская МСЦТ, образовавшаяся на протяжении двух геодинамических режимов (инициального и островодужного)

1 – горные хребты, расположенные выше уровня Мирового океана, 2 – неконсолидированные осадочные породы, 3 – консолидированные осадочные породы, 4 – гранитоидные породы, 5 – базальтовые породы, 6 – породы мантии Земли, 7–8 – направление простирания блоков земной коры, 9 – глубинное расположение тектонических разломов, 10 – рельеф складчатых структур на поверхности Земли, 11 – значения высоты рельефа поверхности Земли (в километрах) вдоль профиля; 12 – значения глубины (в километрах) нижней границы осадочного чехла, складчатого основания фундамента, границы Мохоровичича (в километрах); dQ – аномальные значения теплового потока из недр Земли; dg – значения аномалий гравитационного поля Земли (в относительных единицах) [9]

4–7-го порядков, осложняющие Янскую спиралевидную МСЦТ 3-го порядка (рис. 6а).

Из построенного геолого-геофизического разреза, пересекающего МСЦТ Верхоянского региона (Среднеянский батолит) можно видеть, что на границе Мохоровичича имеется депрессия, являющаяся основанием этой МСЦТ в земной коре, а в слое осадочного чехла наблюдается внедрение гранитоидных образований. Спиралевидные ветви, околнующие на поверхности Земли Янскую МСЦТ, вместе с аналогичными структурами в глубине земной коры позволяют наметить субвертикальные глубинные границы этой МСЦТ.

Также по результатам комплексных геолого-геофизических исследований (аэромагнитные, гравиметрические исследования) были построены глубинные

РИС. 7. Глубинный аэромагнитный разрез земной коры через территорию Олондинской МСЦТ [10, 11]

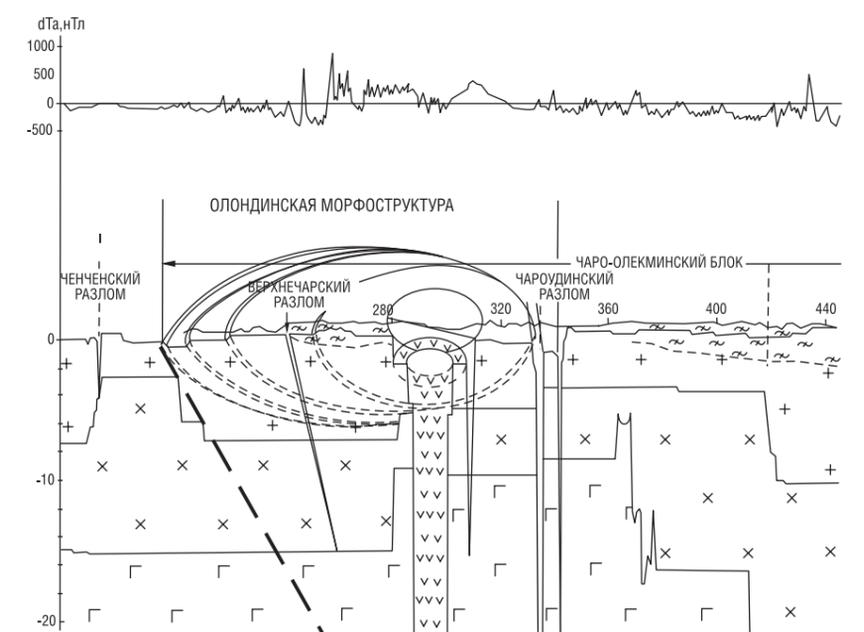
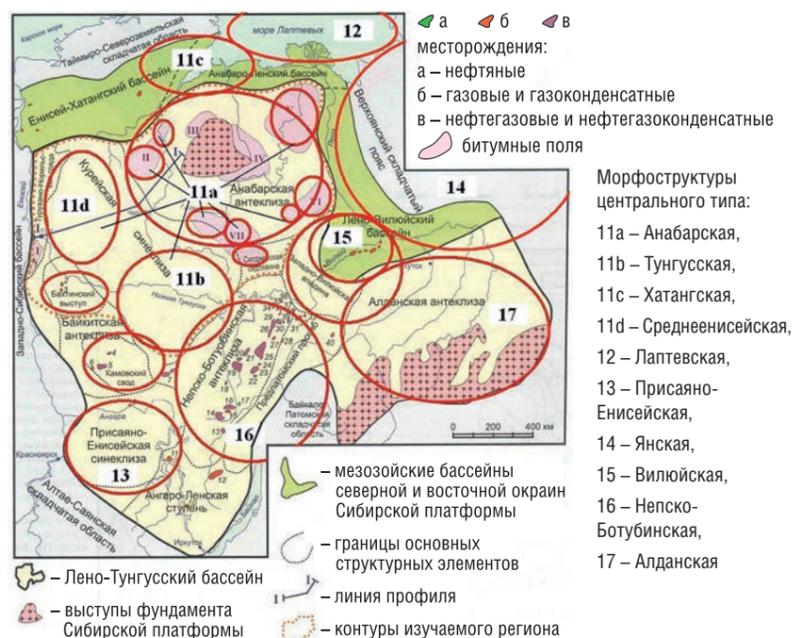


РИС. 8. Схема сопоставления выделенных морфоструктур центрального типа 3-го и 4-го порядков на территории Восточной Сибири, с расположением нефтегазовых месторождений в пределах известных геологических структур, представленных на карте [12]



аэромагнитные разрезы земной коры, пересекающие Олондинскую, Алдано-Амгинскую, Учурскую МСЦТ 5-го порядка и другие (в пределах Алданской МСЦТ 3-го порядка) [10, 11]. На (рис. 7) представлен один из аэромагнитных разрезов земной коры.

Из построенного геолого-геофизического разреза, пересекающего Олондинскую морфоструктуру центрального типа (рис. 7), можно видеть, что на глубинных границах земной коры имеется уступы фундамента, ограничивающие глубокую ассиметричную воронкообразную депрессию (плюм-тектоническая структура), являющуюся основанием («корнями») этой МСЦТ в земной коре. Из рис. 7 видно, что в центре Олондинской плюм-тектонической структуры расположена так называемая «труба дегазации» по которой углеводороды могут мигрировать к поверхностным «ловушкам» углеводородов в породах осадочного чехла.

В результате, судя по данным работы [6], можно видеть, что как Ноябрьская МСЦТ, расположенная на территории Западной Сибири, так и Янская МСЦТ (14а, б, с), Вилюйская МСЦТ (15), расположенные на

территории Восточной Сибири, связаны с активными в настоящее время термальными плюмами, что и позволяет по аналогии с Ноябрьской МСЦТ прогнозировать в их пределах большое количество богатых месторождений нефти и газа. Аналогичными высокоперспективными на поиски залежей нефти и газа могут являться прибортовые МСЦТ Восточно-Сибирского астеноскона: Присаяно-Енисейская МСЦТ, Камовская МСЦТ, Бахтинская МСЦТ и восточные битумные поля Анабарской МСЦТ, образованные активными термальными плюм-тектоническими структурами.

На территории Восточно-Сибирской платформы построены геолого-геофизические (аэромагнитные) разрезы земной коры. По результатам применения комплексных данных дешифрирования космических снимков и анализа аномального магнитного, гравитационного полей на территории Восточно-Сибирской платформы и результатам исследования комплексных геолого-геофизических разрезов земной коры выявлены основные структуры центрального типа 3–7-го порядков, которые могут быть связаны с месторождениями углеводородов различного метана). ●

Литература

- Харитонов А.Л. Изучение геолого-геофизического строения некоторых морфоструктур центрального типа, расположенных на территории Восточно-Европейской платформы // Сборник материалов Всероссийской научной конференции с международным участием «Геодинамика, вещество, рудогенез Восточно-Европейской платформы и ее складчатого обрамления». Институт геологии Коми НЦ УрО РАН Сыктывкар, 2017. С. 229–231.
- Харитонов А.Л., Харитонова Г.П. Результаты определения электромагнитных и температурных параметров мантийных очагов генерации глубинных углеводородов и каналов их вертикальной миграции // Глубинная нефть, 2013, т. 1, № 11, с. 74–88.
- Макаров В.П., Скобелев С.Ф., Трифонов В.Г. и др. Исследование природной среды космическими средствами // Геология и геоморфология. М.: Наука, 1974, т. 2, с. 9–42.
- Соловьев В.В. Карта морфоструктур центрального типа территории СССР. Масштаб 1: 10 000 000. (Объяснительная записка). Л.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1982. 44 с.
- Яншин А.Л., Зяткова Л.К. Развитие и использование исследований природных явлений и ресурсов Сибири и на Дальнем Востоке // Исследование Земли из космоса, 1980, № 1, с. 40–48.
- Карта прогнозных ресурсов геотермальной энергии РФ.
- Горный В.И. и др. Модель мантийно-литосферного взаимодействия по данным комплексирования на геотраверсе «Уралсейс» сейсморазведки и дистанционного геотермического метода. Глубинное строение и геодинамика Южного Урала. Тверь. 2001. С. 227–238.
- Кац Я.Г., Тевелев А. В., и др. Основы космической геологии. М.: Недра, 1988. 200 с.
- Серокуров Ю.Н., Калмыков В.Д., Зуев В.М. Дистанционный прогноз кимберлитового магматизма. Москва. 2017. 311 с.
- Харитонов А.Л. Комплексный геофизический анализ структур центрального типа на территории Верхоянского региона // М 20 «Малышевские чтения»: Материалы III Всероссийской научной конференции «Малышевские чтения», Староскольский филиал ФГБОУ ВО МГРИ-РГГРУ, Старый Оскол, Из-во РОСА, УДК 55, ББК 26.3, ISBN 978-5-905922-98-5, 18–19 мая 2017 г., с. 202–205.
- Хассан Г.С., Харитонов А.Л., Серкерев С.А. Тектоническое районирование Алданского щита по данным аномального магнитного и гравитационного полей // Геология и разведка, 2002, № 3, с. 112–115.
- Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Фролов С.В., Бакай Е.А., Ахманов Г.Г., Крылов О.В. Седиментационный контроль нефтегеологических свойств вендско-кембрийских формаций севера Лено-Тунгусского бассейна // Георесурсы, 2015, 2 (61), с. 28–40.

KEYWORDS: structures of the central type, deep geologic-geophysical cross-sections, East-Siberian platform, oil and gas potential.

РЕКЛАМА

ЗАО «ИСТЮНИОН»

ПЕРЕЛЁТЫ ПО ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ



АРЕНДА БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ В РЕЖИМЕ 24/7/365

- 12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ
- ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
- СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА
- СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
- ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ



ОБЪЕМНЫЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА,

залегающего в пластах в условиях высоких температур и давлений

АВТОРЫ СТАТЬИ РАССКАЗЫВАЮТ О МЕТОДЕ БЕЗБАЛЛАСТНОГО ПЬЕЗОМЕТРА ПОСТОЯННОГО ОБЪЕМА, С ПОМОЩЬЮ КОТОРОГО БЫЛИ ПОЛУЧЕНЫ ВЗАИМОЗАВИСИМОСТИ ДАВЛЕНИЯ, МОЛЯРНОГО ОБЪЕМА И ТЕМПЕРАТУРЫ (p, V_M, T) МОДЕЛИ ПРИРОДНОГО ГАЗА (СИСТЕМА «МЕТАН – ВОДА») ПО ИЗОТЕРМАМ 523,15; 573,15; 623,15; 653,15 К ПРИ ДАВЛЕНИЯХ ДО 60 МПА И МОЛЯРНЫХ ДОЛЯХ ВОДЫ В ДИАПАЗОНЕ 0,15...0,95. ОПРЕДЕЛЕННЫ ЗНАЧЕНИЯ СЛЕДУЮЩИХ ВЕЛИЧИН: БЕЗРАЗМЕРНОГО ФАКТОРА СЖИМАЕМОСТИ $Z = pV_M/RT$ (ГДЕ R – УНИВЕРСАЛЬНАЯ ГАЗОВАЯ ПОСТОЯННАЯ), ИЗБЫТОЧНЫХ МОЛЯРНЫХ ОБЪЕМОВ СМЕСЕЙ, КАЖУЩЕГОСЯ МОЛЯРНОГО ОБЪЕМА ВОДЯНОГО ПАРА В МЕТАНЕ И КАЖУЩЕГОСЯ УДЕЛЬНОГО ОБЪЕМА МЕТАНА В ВОДЕ. ДАНА ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЮ ОБЪЕМА ПРИРОДНОГО ГАЗА, ОБУСЛОВЛЕННОГО РАСТВОРЕНИЕМ В НЕМ ВОДЫ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ И ДАВЛЕНИЯХ

IN THIS PAPER THE AUTHORS PRESENT THE METHOD OF A BALLASTLESS PIEZOMETER OF CONSTANT VOLUME, WITH THE HELP OF WHICH THE INTERDEPENDENCIES OF PRESSURE, MOLAR VOLUME AND TEMPERATURE (p, V_M, T) OF A NATURAL GAS MODEL (METHANE-WATER SYSTEM) WERE OBTAINED USING ISOTHERMS 523.15; 573.15; 623.15; 653.15 K AT PRESSURES UP TO 60 MPa AND MOLAR FRACTIONS OF WATER IN THE RANGE OF 0.15...0.95. THE VALUES OF THE FOLLOWING QUANTITIES WERE DETERMINED: DIMENSIONLESS COMPRESSIBILITY FACTOR $Z = pV_M/RT$ (WHERE R IS THE UNIVERSAL GAS CONSTANT), EXCESS MOLAR VOLUMES OF MIXTURES, THE APPARENT MOLAR VOLUME OF WATER VAPOUR IN METHANE AND THE APPARENT SPECIFIC VOLUME OF METHANE IN WATER. ASSESSMENTS ARE GIVEN OF THE CHANGE IN THE VOLUME OF NATURAL GAS CAUSED BY DISSOLUTION OF WATER IN IT AT HIGH TEMPERATURES AND PRESSURES

Ключевые слова: паронасыщенный природный газ, пластовые условия высоких температур и давлений, определение запасов газа объемным методом, p, V, T -измерения системы «метан – вода».

Базаев Ахмед Рамазанович,
Институт проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН,
старший научный сотрудник, д.т.н.

Базаев Эмиль Ахмедович,
Институт проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН,
ведущий научный сотрудник, к.т.н.

Основным компонентом природного газа является метан (более 90%), объемные свойства которого подробно изучены многими исследователями в широком диапазоне параметров состояния (см., например, [1–4]). Газ в залежах обычно контактирует с краевой (подошвенной) и погребенной водой, поэтому он насыщен парами воды. При пластовых температурах, превосходящих 473,15 К, и средних давлениях содержание паров воды в газе становится весьма большим, а при высоких давлениях значительно увеличивается растворимость газа в погребенной воде. Вследствие этого водяной пар, содержащийся в природном газе, может заметно изменять объемные свойства природного газа, что необходимо учитывать при подсчете запасов и разработке глубокозалегающих газовых месторождений.

Метод определения запасов газа по падению давления при высоких температурах в залежи осложняется тем, что при падении

давления должны происходить заметное испарение воды в газовую фазу и выделение газа, растворенного в погребенной воде. Более приемлемым методом определения запасов природного газа, залегающего в условиях высоких температур и давлений, является объемный метод. В объемном методе подсчета запасов учитывается часть объема залежи, занятого газовой фазой, приходящейся на долю паров растворенной в газе воды, а также увеличение объема погребенной воды за счет растворения в ней газа.

Следовательно, объемный метод подсчета запасов природного газа, залегающего на больших глубинах, основан на знании объемных свойств его смеси с водой. Для этого необходимы данные об объемных свойствах смеси основного компонента природного газа – метана – с водой в широком диапазоне параметров состояния для различных составов этой смеси. Подобная информация может быть

РИС. 1. Зависимость V_M от p и состава смеси «вода – метан» для $T = 653,15$ К

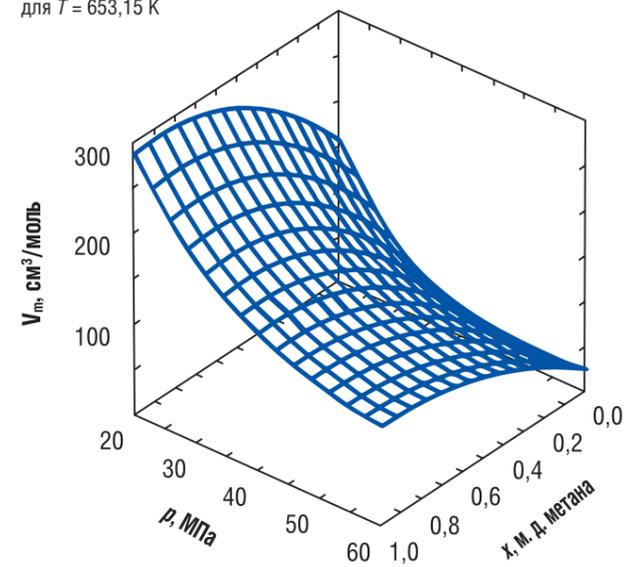
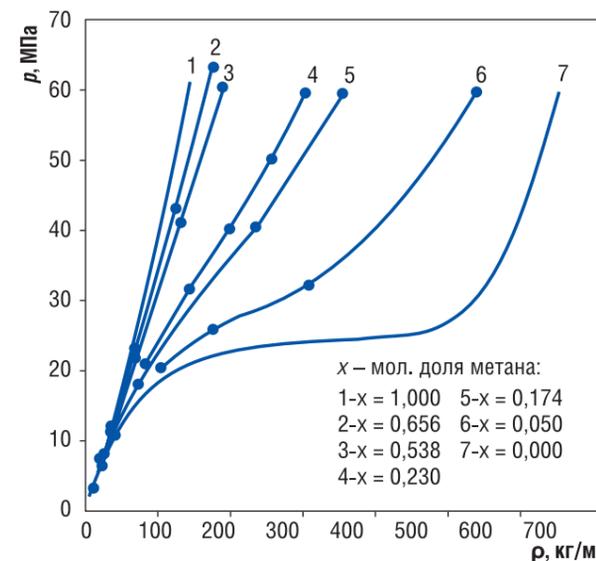


РИС. 2. Зависимость p от плотности (ρ) смеси «вода – метан» для $T = 653,15$ К



получена расчетным путем по известным данным об объемных свойствах чистых компонентов [1–5]. Более достоверными являются экспериментальные данные, получаемые путем проведения измерений давления (p), молярного объема смеси (V_M) и температуры (T) в системе «метан – вода» в широком диапазоне параметров состояния. Расчетные и экспериментальные данные об объемных свойствах этой системы для различных значений температуры и давления и составов опубликованы [6–14].

На основе экспериментальных p, V_M, T -зависимостей (табл. 1, рис. 1, 2) для модели природного газа (система «метан – вода»), полученных методом пьезометра постоянного объема по изотермам 523,15; 573,15; 623,15; 653,15 К при давлениях до 60 МПа для различных составов смеси в диапазоне молярной доли (x) воды $x^{H_2O} = 0,15...0,95$ [7–10], авторами дана оценка изменению объема природного газа, обусловленного растворением в нем воды в условиях высоких температур и давлений. По экспериментальным данным об p, V_M, T, x -зависимостях в системе «метан – вода» рассчитаны значения безразмерного фактора сжимаемости $Z = pV_M/RT$, где $R = 8,314$ Дж/(моль · К) – универсальная (молярная) газовая постоянная. При исследованных температурах 523,15; 573,15; 623,15 и 653,15 К фактор Z паров смесей воды с метаном уменьшается с

ростом концентрации воды. При концентрациях водяного пара $\approx 0,23; 0,15...0,37$ и $0,34...0,46$ (рис. 3) значение Z близко к 1,0, т.е. смесь «метан – вода» ведет себя как идеальный газ. Этот важный результат значительно упрощает расчет объемных свойств природного газа, содержащего водяной пар при давлениях, превышающих упругость паров воды при данных температурах.

Избыточные молярные объемы смесей V_M^H , определенные по выражению

$$V_M^H(T, p, x) = V_M(T, p, x) - [(1-x)V_M^1(T, p) + xV_M^2(T, p)],$$

где 1 и 2 – компоненты смеси, x – молярная доля второго компонента, приведены в табл. 2 и на рис. 4. Значения V_M^H положительны во всей исследованной области изменения T, p и x , т.е. смешение компонентов сопровождается увеличением объема. Относительное увеличение объема при смешении чистых компонентов для температур, далеких от критической температуры воды (647,1 К), не

РИС. 3. Зависимость фактора сжимаемости смеси от давления для $T = 653,15$ К

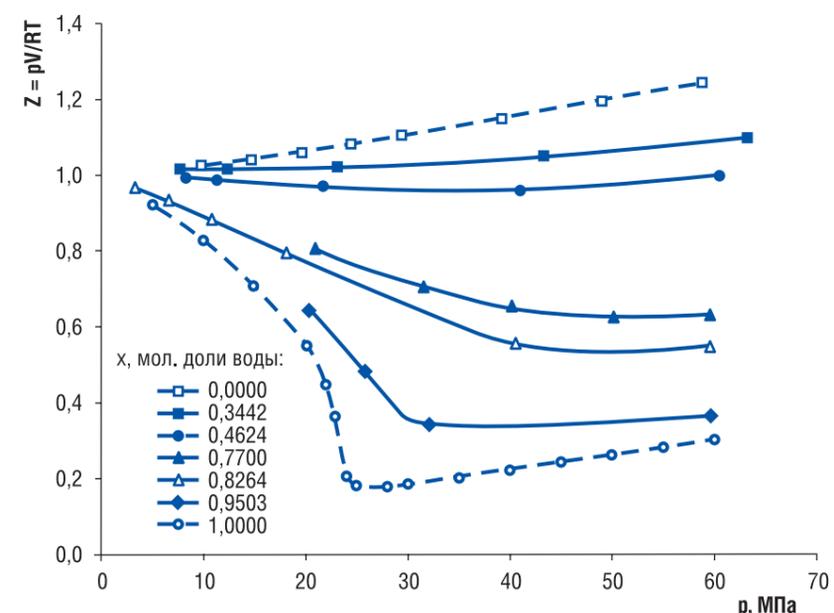
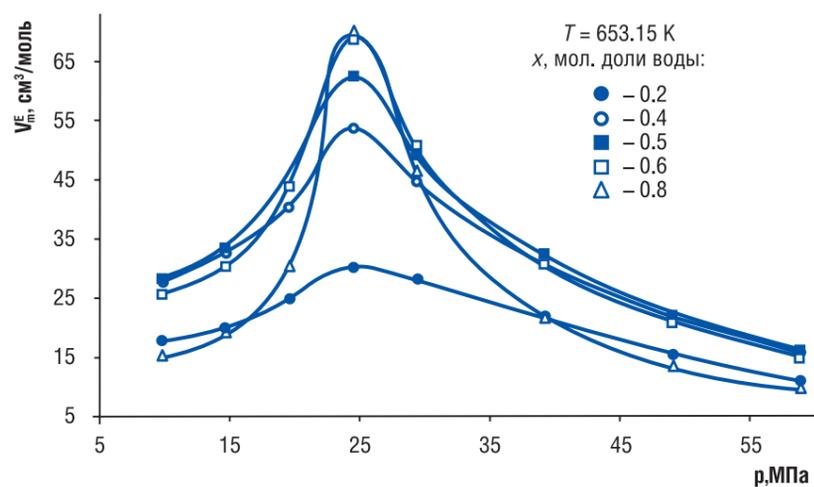


ТАБЛИЦА 1. Экспериментальные зависимости параметров состояния смеси «метан – вода»

T, К	p, МПа	Молярный объем, м ³ /моль		V _м , см ³ /моль, для x ^{H₂O}					%
		метана V _м ^{CH₄}	воды V _м ^{H₂O}	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	
523,15	3,9	1114,2	917,0	1108,8	1043,4	1064,4	1080,5	1104,5	4,8
573,15	3,9	1224,7	1084,2	1214,8	1179,1	1194,0	1205,5	1221,6	3,4
	5,9	822,7	667,9	809,9	765,8	683,4	797,6	813,7	5,1
	7,8	617,0	450,0	607,4	566,8	588,5	605,4	613,0	10,3
623,15	5,9	896,3	778,1	880,5	855,6	871,8	885,2	890,4	4,1
	7,8	697,8	552,7	660,4	637,6	654,9	669,6	683,0	4,8
	9,8	542,0	414,7	528,3	502,4	519,7	532,9	537,9	8,6
	11,8	454,5	319,4	440,3	414,0	432,1	450,2	450,7	11,7
	13,7	390,3	247,2	377,4	349,0	367,6	358,7	388,7	15,3
653,15	9,8	566,9	460,1	553,7	528,4	541,2	552,2	564,2	5,5
	14,7	383,8	265,2	369,2	343,0	358,0	376,3	380,1	10,3
	19,6	292,3	156,3	328,5	234,6	267,4	288,1	290,1	19,6
	24,5	239,4	42,0	221,5	189,6	203,2	214,2	230,2	44,4
	29,4	203,1	34,1	184,6	152,4	177,6	179,2	197,6	49,8
	39,2	157,3	30,5	138,4	112,0	126,3	138,2	153,9	34,5
	49,0	132,6	28,8	110,8	81,3	102,7	113,1	127,3	26,0
	58,8	114,6	27,6	92,3	71,3	87,1	95,8	113,2	22,5

% – относительный избыточный объем смеси состава 0,5 молярные доли

РИС. 4. Зависимость избыточного молярного объема смеси «метан – вода» от давления для T = 653,15 К



превышает 10 %. Для температур, близких к критической температуры воды, и давлений 20...30 МПа относительное увеличение объема при смешении достигает 40...50 % (см. рис. 4).

Значения кажущегося молярного объема водяного пара (V_м^{H₂O})*, определенные по уравнению

$$(V_{m}^{H_2O})^* = \frac{V_m - (1 - x^{H_2O})V_m^{CH_4}}{x^{H_2O}},$$

приведены в табл. 3. Видно, что кажущиеся молярные

объемы водяного пара при малых концентрациях его в метане в области температур 523,15...553,15 К близки к объемам идеального газа. Этот результат необычен с точки зрения явлений, наблюдающихся при смешении метана с парами жидких углеводородов. Кажущийся молярный объем жидких углеводородов, испарившихся в метан, обычно меньше объема чистого жидкого углеводорода и может даже быть отрицательным (вода – n-октан) [14]. Кажущийся же

объем водяного пара, находящегося в газообразном метане, значительно больше объема жидкой воды и приближенно равен объему идеального газа. Таким образом, кажущиеся молярные объемы водяного пара в смеси с метаном приближенно могут быть приняты равными молярному объему идеального газа V_м^{ид}.

Следует отметить, что в газовых залежах, контактирующих с водой (как краевой, так и погребенной), газ находится в условиях точки росы (по отношению к воде). Экспериментальные исследования, описанные в данной работе, велись в гомогенной газовой области, и поэтому их результаты не могут быть прямым образом перенесены на условия газовой залежи.

Давления в газовых залежах всегда значительно выше давления пара воды при пластовой температуре. В табл. 4 приведены данные по кажущимся молярным объемам водяного пара для T = 573,15 К в условиях давлений, значительно превосходящих давления пара воды при такой температуре. В этом случае с ростом давления кажущиеся молярные объемы водяного пара становятся немного меньше объемов идеального газа, однако продолжают превосходить объемы жидкой воды.

ТАБЛИЦА 2. Избыточные молярные объемы смесей «метан – вода»

T, К	p, МПа	V _м ^{CH₄} , см ³ /моль	V _м ^{H₂O} , см ³ /моль	V _м ^и , см ³ /моль, для					%
				0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	
523,15	3,9	1114,2	917,0	29,7	47,4	48,6	45,0	28,5	4,8
	3,9	1224,7	1084,2	19,4	31,7	33,4	32,4	22,7	3,4
573,15	5,9	822,7	667,9	22,0	36,0	38,0	36,8	25,8	5,1
	7,8	617,0	450,0	29,4	50,0	55,0	55,2	39,6	10,3
623,15	5,9	896,3	778,1	12,5	18,5	21,0	21,5	15,0	4,1
	7,8	697,8	552,7	16,0	26,9	29,6	29,8	21,2	4,8
	9,8	542,0	414,7	21,3	36,8	41,3	41,8	30,0	8,6
	11,8	454,5	319,4	23,2	40,6	45,1	45,5	33,0	11,7
	13,7	390,3	247,2	27,0	44,0	48,8	49,7	37,2	15,3
653,15	9,8	566,9	460,1	17,7	28,0	28,3	25,6	15,3	5,5
	14,7	383,8	265,2	20,0	32,9	33,5	30,4	19,2	10,3
	19,6	292,3	156,3	25,0	40,2	43,9	43,9	30,4	19,6
	24,5	239,4	42,0	30,3	53,8	62,5	68,7	69,7	44,4
	29,4	203,1	34,1	28,2	44,7	49,0	50,7	46,4	49,8
	39,2	157,3	30,5	22,0	31,6	32,4	30,8	22,0	34,5
	49,0	132,6	28,8	15,5	22,0	22,0	21,0	13,5	26,0
	58,8	114,6	27,6	11,0	16,0	16,0	14,9	10,0	22,5

Выполненная работа дает возможность оценить изменения объема газа, обусловленные испарением в газ воды. Так, например, по экспериментальным данным [6], при p = 25 МПа содержание водяного пара в газовой фазе системы «метан – вода» составляет 14,5%. Такое содержание водяного пара в газе должно привести к увеличению объема газа приблизительно на 10%. Ориентировочная оценка изменения объема природного газа при испарении в него воды может быть получена и для других значений температуры и давления.

Изменение объема метана, обусловленное его смешением с парами воды, может играть роль при закачке природного газа в пласт, предварительно прогретый водяным паром [15].

Для глубокозалегающих газовых залежей представляет интерес изменение объема воды (краевой и погребенной), обусловленное растворением в ней метана [9]. Располагая данными по растворимости метана в воде и кажущемуся молярному объему растворенного в воде метана (V_м^{CH₄}) (рис. 5), можно определить изменение объема этой воды. В табл. 5 приведены значения кажущегося молярного объема метана, растворенного

ТАБЛИЦА 3. Кажущиеся молярные объемы водяного пара в метане для состава смеси x^{H₂O} = 0,2

T, К	p, МПа	V _м ^{CH₄} , см ³ /моль	V _м ^{H₂O} , см ³ /моль	V _м ^{ид} , см ³ /моль	(V _м ^{H₂O})*, см ³ /моль
523,15	3,9	917,4	1114,1	1108,8	1065,8
	3,9	1084,2	1224,7	1214,8	1201,2
573,15	5,9	667,9	882,7	809,9	777,9
	7,8	450,0	617,0	607,4	597,0
623,15	5,9	778,1	896,3	880,5	866,9
	7,8	552,7	697,8	660,4	623,8
	9,8	414,7	542,0	528,3	521,6
	11,8	319,4	454,5	440,3	435,4
	13,7	247,2	390,3	377,4	382,5
653,15	9,8	460,1	566,9	553,7	559,6
	14,7	265,2	383,8	369,2	365,2
	19,6	156,3	292,3	328,5	281,5
	24,5	42,0	239,4	221,5	193,5
	29,4	34,1	203,1	184,6	175,6
	39,2	30,5	157,3	138,4	140,5
	49,0	28,8	132,6	110,8	106,3
	58,8	27,6	114,6	92,3	82,6

в воде, и отношения объема воды, насыщенной метаном, к объему чистой воды при тех же температуре и давлении.

Судя по данным рис. 4 и табл. 5, при высоких температурах и давлении объем воды заметно увеличивается при растворении в ней метана. Соответственно, при

выделении газа из воды должна наблюдаться усадка.

Полученные результаты исследований можно использовать для введения поправок в методы подсчета запасов залежей природного газа, находящегося в условиях высоких температур и давлений.

ТАБЛИЦА 4. Экспериментальные значения $V_{м,эксп}$ молярного объема смеси «метан – вода» при давлениях, превышающих упругость пара воды, $T = 573,15 \text{ K}$, $x_{H_2O} = 0,4325$

p , МПа	$V_{м,CH_4}^*$, см ³ /моль	$V_{м,H_2O}^*$, см ³ /моль	$V_{м,HT}^*$, см ³ /моль	$V_{м,эксп}$, см ³ /моль	$(V_{м,H_2O}^*)^*$, см ³ /моль
2,0	2439,00	2307,85	2429,66	2400,00	2348,83
3,9	1222,49	1084,20	1214,83	1200,00	1170,50
5,9	818,33	667,85	809,89	788,00	739,00
7,8	614,63	450,04	607,42	594,00	566,94
9,8	436,68	25,20	485,93	477,30	530,59
12,3	396,83	25,01	388,75	384,01	367,19
14,7	333,33	24,84	323,95	310,60	280,79
17,2	288,18	24,68	277,68	264,84	234,22
19,6	254,45	24,53	242,97	231,14	200,55
22,1	228,31	24,39	215,97	205,05	174,52
24,5	207,47	24,26	194,37	182,66	150,10
27,0	190,48	24,14	176,70	163,76	128,62
29,4	176,68	24,02	161,42	146,42	106,01

РИС. 5. Зависимость кажущегося удельного молярного объема растворенного в воде метана $(V_{м,CH_4}^*)_{уд} = V_{м,уд} - \frac{G_2 V_{м,H_2O}^*}{G_1}$, где $V_{м,уд}$ – удельный молярный объем смеси, $V_{м,H_2O}^*$ – удельный молярный объем воды в смеси, G_1, G_2 – весовые доли метана и воды соответственно, от температуры для $p = 39,2 \text{ МПа}$

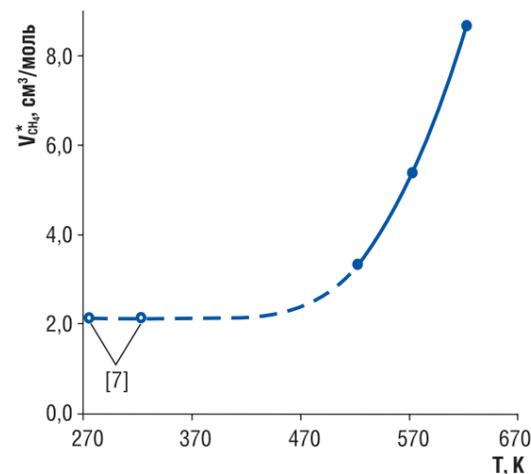


ТАБЛИЦА 5. Кажущиеся удельные объемы метана, растворенного в воде

T , К	p , МПа	Весовая доля CH_4	$V_{м,}$, см ³ /моль	$V_{м,CH_4}^*$, см ³ /моль	$V_{м,H_2O}^*$, см ³ /моль	$V_{м,H_2O}^*/V_{м,CH_4}^*$, см ³ /моль	$(V_{м,CH_4}^*)^*$, см ³ /моль
523,15	39,2	0,018	1,229	7,792	1,199	1,025	3,335
573,15	39,2	0,023	1,416	8,598	1,309	1,082	5,399
623,15	39,2	0,045	1,861	10,054	1,494	1,246	8,664

В объемном методе подсчета запасов следует, во-первых, учитывать, что часть объема залежи, занятого газовой фазой, приходится на долю паров растворенной в газе воды; во-вторых, что объем погребенной воды в газовых залежах должен увеличиваться за счет растворения в ней газа.

Метод определения запасов газа по падению давления при высоких температурах в залежи осложняется тем, что при падении давления должны происходить заметное испарение воды в газовую фазу и выделение газа, растворенного в погребенной воде.

Полученные данные важны также для теоретического анализа растворимости в воде метана и его смесей с другими газами в условиях высоких температур. ●

Литература

1. Сычев В.В. Термодинамические свойства метана: ГСССД / В.В. Сычев, А.А. Вассерман, В.А. Загурченко и др. – М.: Издательство стандартов, 1979. – 348 с.

2. Friend D.G. Thermophysical properties of methane / D.G. Friend, J.F. Ely, H. Ingham. – Boulder, Colorado: National Institute of Standards and Technology, 1988.

3. Базаев А.Р. PVT свойства метана при высоких температурах и давлениях / А.Р. Базаев, В.Г. Скрипка // Газовая промышленность. – 1974. – № 12. – С. 44.

4. Базаев А.Р. Возможность расчета PVT свойств метана при повышенных температурах и давлениях / А.Р. Базаев, Г.Ф. Губкина, В.Г. Скрипка // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: сб. – М.: ВНИИГазпром, 1974. – № 5. – С. 30.

5. Александров А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: справ. / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. – М.: Издательство МЭИ, 1999.

6. Султанов Р.Г. Влагосодержание метана при высоких температурах / Р.Г. Султанов, В.Г. Скрипка, А.Ю. Намиот // Газовая промышленность. – 1971. – № 4. – С. 6–8.

7. Намиот А.Ю. Изменение объема и коэффициента сжимаемости воды при растворении в ней природного газа / А.Ю. Намиот, М.М. Бондарева // ИТС Всесоюзного нефтегазового научно-исследовательского института (ВНИИ). – 1959. – Вып. 4. – С. 63.

8. Базаев А.Р. Объемные свойства смесей водяного пара с метаном и азотом при повышенных температурах и давлениях / А.Р. Базаев, В.Г. Скрипка, А.Ю. Намиот // Журнал физической химии. – 1975. – Т. 48. – Вып. 9. – С. 2392.

9. Базаев А.Р. Увеличение объема воды при растворении в ней метана / А.Р. Базаев, В.Г. Скрипка, А.Ю. Намиот // Газовая промышленность. – 1977. – № 2. – С. 39–40.

10. Абдулагатов И.М. Объемные свойства и вириальные коэффициенты бинарной смеси вода-метан / И.М. Абдулагатов, А.Р. Базаев, А.Э. Рамазанова // Журнал физической химии. – 1993. – Т. 67. – № 1. – С. 13.

11. Shmonov V.M. High-pressure phase equilibria and supercritical pVT data of the binary water-methane mixture to 723 K and 200 MPa / V.M. Shmonov, R.J. Sadus, E.U. Frank // J. Phys. Chem. – 1993. – Т. 97. – С. 9054–9059.

12. Fenghour A. Densities of (water+methane) in the temperature range 329 K to 588 K and at pressures up to 29 MPa / A. Fenghour, W.A. Wakeham, J.T.R. Watson // J. Chem. Thermodynamics. – 1996. – Т. 28. – С. 447–458.

13. Shvab I. Thermodynamic properties and diffusion of water + methane binary mixtures / I. Shvab, R.J. Sadus // The Journal of Chemical Physics. – 2014. – Т. 140.

14. Базаев А.Р. Объемные свойства газовых растворов водяного пара с н-гексаном и н-октаном / А.Р. Базаев, В.Г. Скрипка, А.Ю. Намиот // Журнал физической химии. – 1975. – Т. 49. – Вып. 5. – С. 1339.

15. Оганов К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт / К.А. Оганов. – М.: Недра, 1967. – 203 с.

KEYWORDS: vapor-saturated natural gas, reservoir conditions of high temperatures and pressures, determination of gas reserves by volumetric method, p, V, T-measurement system "methane-water".



ЛИНГВИСТИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ВАШИХ ПРОЕКТОВ

115172 г. Москва, Котельническая наб. д 25 стр 1

<http://девятьодиодин.рф>

bp@911main.com

+7(495) 911-61-41

РЕКЛАМА

РЕКЛАМА



ONE IN A MILLION
BOSSON
(ШВЕЦИЯ)

НОВОГОДНЯЯ НОЧЬ

ГРАНД ОТЕЛЬ ПОЛЯНА, КОРПУС В, РЕСТОРАН ОХОТНИЧИЙ ЗАЛ

ИЛЬЯ ХВОСТОВ и «Мысли вслух»
ШОУ-ПРОГРАММА | ВЕДУЩИЙ и DJ
ДЕД МОРОЗ и СНЕГУРОЧКА

polyanaski.ru | +7 862 259 55 95 | @gazprom_resort

СКАЗКА В СОЧИ

Отмечать Новый год непременно нужно
в Горно-туристическом центре «Газпром»
в Красной Поляне! И вот почему.



Жемчужины гигантского курорта «Газпром» — отели «Поляна 1389 Отель и Спа» 4* и «Гранд Отель Поляна» 5*. Гостиничные комплексы расположены неподалеку от 35 домашних трасс. Юных спортсменов ждут детские тренировочные склоны, профессионалов — широкие трассы «Лауры» и легендарные склоны «Альпики». Прекрасный вариант для тех, кто хочет начать год активно!

Для тех, кому хочется «красиво и с пользой» — на выбор шикарные SPA. Заметьте, на территории одного курорта: монобрендовый SPA Thalgo, единственный в России SPA Valmont, шикарный SPA-центр Chandelie Blanche Medi SPA & Beauty Lounge. И, внимание, самая высоко расположенная баня в России — «НеПростоБаня», на высоте + 2256 м.

И главное — вокруг горы фантастической красоты и леса Кавказского биосферного заповедника. В их окружении огромное количество развлечений для всей семьи — хаски парк, оленья ферма, полеты на параплане, ледовая арена, аквапарк, парк «Зеленая Планета», туры на снегоходах...

Согласитесь, в такой горной сказке обязательно стоит побывать. Тем более, что в новогоднюю ночь здесь будет выступать певец Bosson, исполнитель хита «One in a million» (фильм «Мисс Конгениальность»).

На сайте курорта уже можно забронировать номера на Новый год и зимний сезон!

800 га

площадь курорта
«Газпром» в 4 раза
БОЛЬШЕ Монако



Баня, в которой можно париться... и смотреть на горы. #НеПростоБаня зарегистрирована в Книге рекордов России как самая высоко расположенная над уровнем моря баня в России. С результатом + 2256 м.



Гостиничный комплекс «Поляна 1389 Отель и Спа» 4* расположен на высоте + 1389 м над уровнем моря. На территории отеля находится шикарный SPA-центр, открытый бассейн, скалодром, тренажерные залы, рестораны, кафе и даже... Центр пластической и реконструктивной хирургии Алексея Дикарева.



Открытый 50-метровый бассейн в «Гранд Отель Поляна»: великолепный вид на горы и постоянная температура воды +28 °С.

Узнать подробнее о специальных тарифах для сотрудников ПАО «Газпром» и дочерних компаний: +7 (862) 259 55 95, reservation@polyanaski.ru, polyanaski.ru @gazprom_resort



ТРОЯНСКИЙ АТОМ**POLSKA.**

Войцех Якубик

Несмотря на выгодные условия, которые предлагает Росатом, Польша, по всей видимости, выберет для строительства АЭС другого партнера. Оказывается, российские АЭС с тысячами сотрудников из России, препятствиями для доступа извне и ограниченным контролем государств, на территории которых они построены, превращают электростанции в экстерриториальные российские базы.

Согласно правительственным документам, страна намерена запустить свой первый ядерный реактор в 2033 году и каждые следующие два года вводить в эксплуатацию новый, чтобы к 2043 их было шесть.



Чехия и Украина совместно с американцами ищут замену российскому ядерному топливу, несмотря на то, что она потребует технического переоснащения реакторов и дорогостоящих инвестиций. Эти страны заинтересованы в уходе от российского поставщика, сотрудничество с которым чревато политическими последствиями, как и любая экономическая зависимость от России.

**ОБРАЩЕННЫЙ
К ЯПОНИИ И ИНДИИ
ПРИЗЫВ ПУТИНА
ИНВЕСТИРОВАТЬ
В РОССИЙСКИЙ
ДАЛЬНИЙ ВОСТОК
ОСТАЛСЯ БЕЗ ОТВЕТА**

THE WALL STREET JOURNAL.

Томас Гроув

Трехдневный инвестиционный форум, призванный привлечь внимание на возможности российского Дальнего Востока,



закончился без каких-либо явных побед для Москвы и для самого слаборазвитого региона, который Кремль хочет укрепить и сделать из него ворота в Азию.

Полное отсутствие значимых сделок на этом форуме отражает те проблемы, с которыми сталкивается Кремль, пытаясь интегрировать этот удаленный регион и приблизить его к Москве. Наиболее значимые участники форума – Н. Моди, премьер-министр Индии и Синдзо Абэ, премьер-министр Японии – покинули его, не заключив никаких крупных соглашений, если не считать кредитной линии в размере 1 млрд долл. США, предоставленной Индией для развития российского Дальнего Востока. Г-н Абэ отбыл на родину, не подписав ни одного крупного соглашения.

«Проблема в том, что у правительства нет денег, и пока никто не готов инвестировать в этот регион, – сказал А. Лукин, эксперт по Дальнему Востоку. – Бизнесмены не видят здесь возможности для получения прибыли».

Отсутствие рабочих мест и высокие цены на потребительские товары вызывают постоянный отток населения.

«Это прекрасно, что здесь проходит экономический форум, подписываются соглашения. Но что мы от этого получаем?» – задал вопрос Александр Шкирский, безработный житель Владивостока. И сам ответил: «Ничего».

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
БЕРЛИНСКАЯ СТЕНА**

POLSKA.

Анджей Щенсяк

Отказ прибалтийских стран от поставок электроэнергии из России напоминает возведение на границе между РФ и ЕС Берлинской стены,

на этот раз – энергетической. Подключение стран Балтии к европейской системе – это чистая политика. И этот проект принесет одни проблемы. Европа и Россия изолируют друг от друга свои энергетические владения. Москва превращает Калининградскую область в крепость, а Брюссель подключает страны Балтии к собственной электроэнергетической системе.

У берегов Калининградской области появился «Маршал Василевский» – плавучая регазификационная установка, которой не страшны лед толщиной до 0,9 м и температура до -30 °С. В год она может принять до 2,7 млрд м³ (это более 50% мощности СПГ-терминала в Свиноуйсьце). Новая установка полностью покрывает потребности региона в газе. Стоимость проекта составила 90 млрд долл. США.



Тем временем как Калининград превращается в энергетическую твердыню, страны Балтии остаются частью российской электроэнергетической системы ЕЭС/ОЭС. Брюссель решил, однако, подключить их к европейской системе. Первый этап – это синхронизация с энергообъединением европейских стран (UCTE), которую будет предварять десинхронизация с российскими сетями.

Отказ от поставок энергии из России напоминает возведение на границе Берлинской стены, на этот раз энергетической. ●

**О ЧЕМ ПИСАЛ
Neftegaz.RU
10 ЛЕТ НАЗАД...**

**Премьер Польши
рассчитывает на
«газовый контракт»
осенью**

1 сентября 2009 г. состоялась встреча премьер-министров России В. Путина и Польши Д. Туска, которая принесла плоды в переговорах по вопросам поставок газа. Контракт может быть подписан уже осенью. По словам Д. Туска,



политики в ходе переговоров еще раз подтвердили, что газ не может находиться в сфере политики. Данный фактор является ключевым во временном аспекте заключения контракта.

**• Комментарий
Neftegaz.RU**

Спустя 10 лет поляки, радевшие за газовые контракты с Россией, направляют свои усилия на борьбу с «Северным потоком-2», сравнивая его с пактом Молотова-Риббентропа.

Газопровод обходит стороной Польшу и страны Прибалтики. Заместитель министра иностранных дел Польши Шимон Шинковский вель Сенк считает это договоренностью между Россией и ФРГ во вред не только этим государствам, но также Европе.

Он теряет надежды, что США помогут помешать реализации проекта «Северный поток-2».



**Венесуэла будет
вынуждена закупить
нефть**

Участница ОПЕК Венесуэла, возможно, будет импортировать топливо в связи с остановкой нефтепереработки на трех НПЗ, сообщили источники на нефтяном рынке в сентябре 2009 г. «По моим подсчетам, из-за этих перебоев придется сделать не менее шести поставок из-за рубежа».

**• Комментарий
Neftegaz.RU**

10 лет назад Венесуэле пришлось импортировать бензин из-за остановки крекинговой установки. Сегодня страна продолжает закупать топливо из-за остановки экономики.



На протяжении многих лет в стране не проводились реформы, экономика страны не развивалась, и какое-то время держалась лишь на высоких ценах на нефть, нефтеперерабатывающая промышленность за эти годы пришла в упадок. Еще полгода назад у Венесуэлы не было проблем с поставщиками бензина,

но санкции, введенные США против этой страны свели весь пул экспортеров на нет и сегодня российская компания «Роснефть» последний поставщик топлива в Венесуэлу.

**«Кубышка» России
исчезнет в следующем
году**

Цены на нефть могут вновь упасть, поскольку фундаментальные показатели рынка все еще остаются слабыми. Такое заявление сделал в сентябре 2009 г. директор по исследованиям ОПЕК Х. Кабазар. По его словам, «нынешний рост цен происходит благодаря инвесторам, а не фундаментальным показателям». Цены на нефтяные фьючерсы на биржах выросли 1 июня 2009 г. в среднем на 3,6% и достигли по итогам дня рекордных значений за последние почти семь месяцев.

**• Комментарий
Neftegaz.RU**

Прогноз Х. Кабазар начал сбываться лишь спустя пять лет. До 2014 г. цены на нефть радовали сотней долларов за баррель. Но затем началось стремительное падение. В 2016 г. цена за бочку едва достигала 30 долларов, что стало минимальным пределом за последние 12 лет. Лишь в 2017 г. ситуация с ценами на нефть начала постепенно изменяться. Причиной тому, отчасти, послужило сокращение добычи странами ОПЕК, в котором одну из главных ролей сыграла Россия. Но, не смотря на улучшение ситуации, к показателю 2014 года нефть так и не вернулась. ●



Сотрудники компании Газпром переработка Благовещенск



Е. Дмитриева



Участники Форума подрядных организаций и поставщиков



Участники семинара Энергоэффективная добыча и переработка нефти и газа



Р. Шакиров



А. Радченко, М. Ксенофонтов



Р. Шарифудинов



П. Пуяне, Р. Дадли



Представитель компании Норникель



Сотрудники компании Газпром бурение на буровой Кавыктинского месторождения



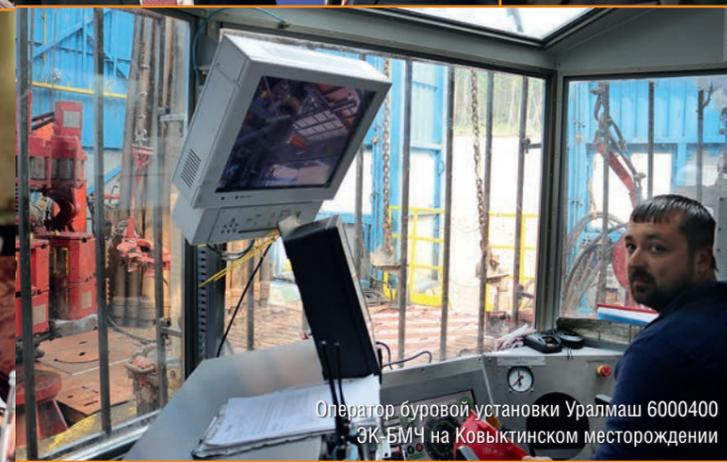
Н. Рябков, В. Щипков



А. Хомченко



Ю. Щербанин



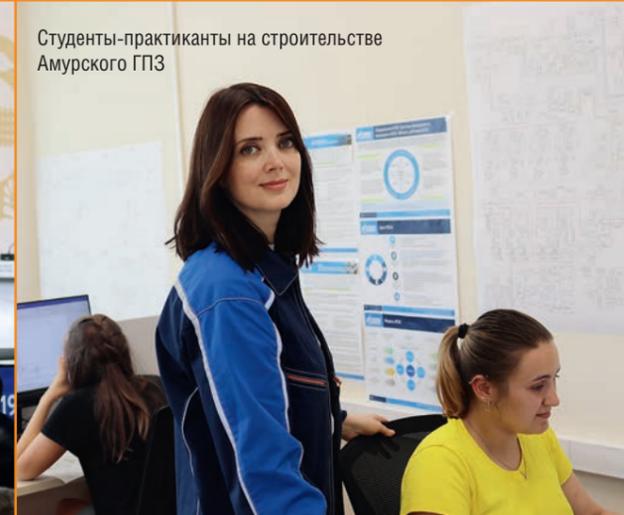
Оператор буровой установки Уралмаш 6000400 ЭК-БМЧ на Ковыктинском месторождении



Мероприятия в рамках запуска Восточных блоков Среднеобуобинского месторождения



ПМЭФ-2019



Студенты-практиканты на строительстве Амурского ГПЗ



На промплощадке строящегося Амурского ГПЗ



Участники конференции Transport Networks Russia & CIS

МОБИЛЬНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА «ВИКИНГ 6000 WEI D340-32»

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

1.1.1.2 Буровые установки и их узлы

По своим характеристикам и мобильности не имеет аналогов и является уникальной.

Мобильная (полуприцеп, 5 осей), дизель-гидравлическая буровая установка:

- Вид привода – дизельный 2 х «Caterpillar C-32», общая мощность 2 250 л. с. (1678 кВт);
- Максимальная грузоподъемность на крюке – 340 МТ;
- Максимальный крутящий момент ВСП – 53 000 Нм, мощность 700 л. с.;
- Регулируемая осевая нагрузка вниз на долото 0–30 МТ;
- Просвет для установки ПВО – 7,2 м (18ft);
- Условная глубина бурения с СБТ 127мм (5") – 6 000 м;
- МБУ оснащена:
 - а) системой полуавтоматической подачи труб (трубный манипулятор);
 - б) силовым гидравлическим ключом для докрепления и раскрепления труб (типа «rough neck»);
- Бурение трехтрубными или двухтрубными свечами (класс длин RII или RIII) с максимальной длиной свечи 28 м;
- МБУ оснащена 2 буровыми насосами «WEI» (Италия) типа F-1600 (2 х 1600 л. с., привод «Caterpillar C-32»);



- 4 ступени очистки, циркуляционная система объемом 450 куб. м;
- Противовыбросовое оборудование типа «Shaffer», 350 x 700 (13 5/8" x 10,000psi);
- Основная спаренная и резервная дизель-генераторные установки «Kamenz»;
- Зимизация в соответствии с проектом для работы в России в условиях холодного климата. ●

МОБИЛЬНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА «ПАТРИОТ 4500 WEI DS 250–23 LT HP»

1 Оборудование и инструмент в НГК

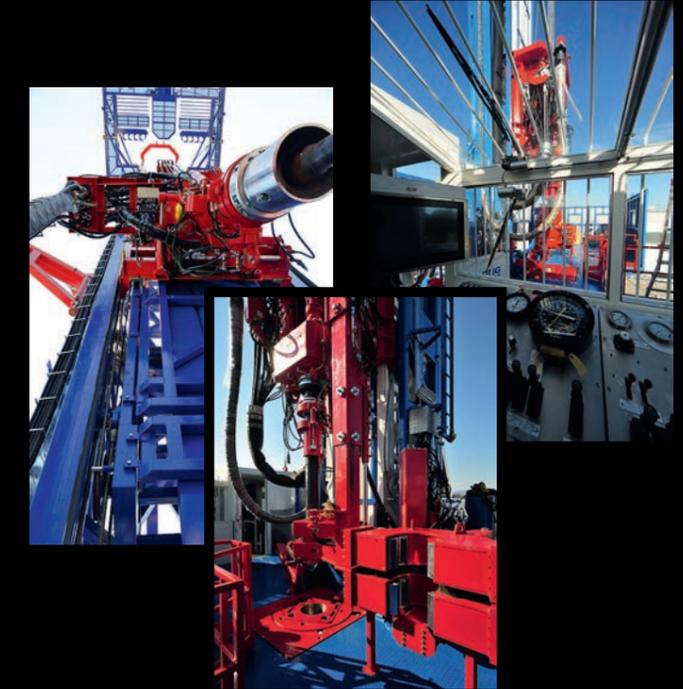
1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

1.1.1.2 Буровые установки и их узлы

Мобильная полуприцепная, безлебедочная буровая установка:

- Бурение двухтрубными свечами (класс длин RII), с максимальной длиной свечи 19 м;
- Система передвижки по рельсам для кустового бурения (опция);
- Вид привода – дизель-гидравлический, 2 х «Caterpillar C 18» sigve «С», общая мощность 1500 л. с. (1103кВт);
- Тип вышки – двухсекционная гидравлическая, телескопическая, верхняя секция скользящая;
- Высота вышки – 33,2 м;
- Максимальная грузоподъемность на крюке – 250 МТ;
- Мощность ВСП – 600 л. с. (447 кВт);
- Максимальный крутящий момент ВСП — 53 000 Нм;
- Регулируемая осевая нагрузка вниз на долото 0–25 МТ;
- Условная глубина бурения – 4500 м с СБТ 4 1/2";
- Просвет для установки ПВО – 5,5 м (18 ft);



- МБУ оснащена:
 - а) телескопическим трубным манипулятором (Power Catwalk) для бурения двухтрубными свечами R II;
 - б) автоматическими силовыми мостками со вторым ярусом для дополнительного складирования бурильных труб;
 - в) комплектом специальных овершот – элеваторов для СПО бурильных труб, а также для СПО обсадных труб с промывкой и вращением;
- МБУ оснащена двумя буровыми насосами WEI RS QF-1600 HL по 1 600 л. с. каждый (Италия), давление 7 500 psi WP. Привод – дизельный «Caterpillar C 32»;
- 5 ступеней очистки, циркуляционная система объемом 350 куб. м;
- Блоки приготовления и утяжеления, химической обработки бурового раствора;
- Противовыбросовое оборудование типа Shaffer, 350 x 350 (13 5/8" x 5000 psi);
- Основная спаренная дизель-генераторная установка «Cummins» и одна резервная ДГУ «Stamford» (2 x 550 кВт + 1 x 350 кВт);
- Зимизация в соответствии с проектом для работы в условиях холодного климата в РФ. ●

РОССИЙСКИЙ БУРОВОЙ ПОДРЯДЧИК С МЕЖДУНАРОДНЫМ ПОДХОДОМ!



БУРОВАЯ КОМПАНИЯ ПНГ
Адрес: РФ, 127015, г. Москва,
ул. Бутырская, д. 77,
Бизнес-центр «Диагональ Хаус»

Телефон: + 7 (495) 787-37-27,
WWW.PNG-DRILLING.RU,
WWW.PNG-SERVICE.RU
E-mail: info@png-drilling.com

БЛОК-КОНТЕЙНЕР КОМПРЕССОРНЫЙ (БКК, МКС)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11. Прочее



Установки представляют собой компрессорные станции, рассчитанные на обеспечение сжатым воздухом или азотом технологических процессов с расходом сжатого воздуха до 400 м³/мин., при рабочем давлении 15–55,0 МПа.

Блок-контейнер компрессорный выполнен из бескаркасных трехслойных панелей с арочной кровлей и в базовой комплектации оснащен:

- передвижной (на монорельсе) ручной талью грузоподъемностью до 2 т;
- системой автоматического пожаротушения;
- внутренней и наружной системами освещения;
- приточно-вытяжной вентиляцией и системой отопления.

Для организации эксплуатации БКК необходима ровная площадка и подключение к электросети. Встроенная система автоматики позволяет исключить нахождение обслуживающего персонала в непосредственном месте эксплуатации оборудования.

Контейнерные модули БКК (МКС) рассчитаны на температуры от -60 до +50 °С. ●

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ БКК (МКС)	
Всесезонность	Электроотопление и система вентиляции позволяет работать в широком диапазоне температур: от -40 °С до +40 °С – стандартное исполнение от -60 °С до +40 °С – исполнение «Север» от -40 °С до +50 °С – исполнение «Тропик»
Автономность	Все, что необходимо для организации работы БКК это горизонтальная площадка и подключение к сети на 380 В. Каждая компрессорная станция оборудована автоматической системой отопления и пожаротушения.
Мобильность	БКК не требует специального фундамента, поэтому может перемещаться в любое максимально приближенное к потребителю место, помимо этого БКК может быть установлен на шасси или сани.
Значительное снижение стоимости сооружения	Не требуется проектирование здания, капитальное строительство, землеотвод.
Несравнимо меньшие сроки возведения	Стандартная компрессорная станция проектируется и строится минимум год, БКК поставляется в полной заводской готовности и вводится в эксплуатацию за несколько дней.
Стабильное давление и низкие потери сжатого воздуха	Отсутствуют протяженные трубопроводы, тем самым исключаются утечки и отсутствует перепад давления.
Энергосбережение	Отсутствуют потери в трубопроводах, вследствие их незначительной длины, система отопления станции позволяет экономить энергоресурсы, т.к. электрические обогреватели используются только при запуске станции, а при дальнейшей работе обогрев станции производится за счет горячего воздуха выходящего из компрессорных установок.
Простота управления и контроля состояния оборудования	Управление группой компрессоров осуществляется дистанционно с одного операторского места – с диспетчерского пункта управления.
Высокое качество сжатого воздуха	Система очистки и осушки, установленная в блок-контейнере, обеспечивает высокое качество сжатого воздуха, что снижает износ оборудования, исключает замерзание влаги в пневмопроводах, пневмоклапанах и значительно уменьшает их коррозию.

Что такое Маркет от Neftegaz.RU?

B2B-маркетплейс нефтегазовой и смежных отраслей промышленности России.

Современная торговая площадка — многоцелевой инструмент повышения эффективности взаимодействия участников рынка. Сервис значительно сокращает время поиска и отбора наиболее выгодных предложений на рынке.

Сколько компаний уже выбрали Маркет?

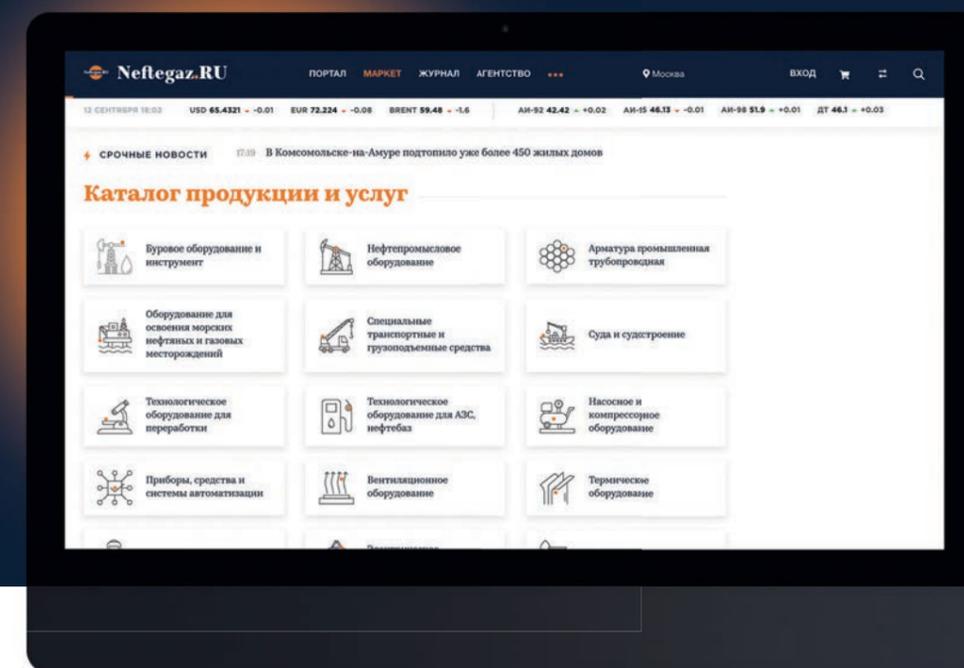
На портале зарегистрировано свыше 30000 компаний и их число продолжает расти.

Какие возможности дает Маркет?

Во-первых — размещение товарных каталогов или услуг с описанием, фото, стоимостью и вашими контактами.

Во-вторых — присутствие вашей компании в информационном медиаполе. В пакетах Optimum и Extra доступны публикации новостей и статей.

Отсканируйте QR-код и попробуйте возможности Маркета в течение месяца бесплатно!



«Ситуация с нефтяными доходами в бюджете у нас не катастрофическая, есть положительная динамика ухода от сырьевой зависимости»

С. Гафуров



«Мы с саудитами поменялись местами на нефтяном рынке: им нужно \$70 за баррель, а нас устроят и \$40»

М. Орешкин



«Современная экономика – это не только добыча нефти и газа»

Д. Медведев



«Мы готовы поддерживать конкуренцию, мы этим занимаемся уже 50 лет на европейском газовом рынке»

А. Новак



«Транзитные риски существуют всегда. Особенно в ситуации, когда российский газ поставляется через территорию государства, состоящего в блоке НАТО»

А. Миллер



«Надо каждый день ставить задачи и достигать результатов. И это есть самая важная «Концепция». Результат и только результат является мерилем любого развития»

Ю. Шафраник



«Развитие третичных методов увеличения нефтеотдачи, сдерживается отсутствием конкурентоспособных отечественных технологий, химических реагентов, государственных стимулов»

Н. Комарова

«Обычно у нас нефтегазовые доходы всегда больше, нефтегазовые – меньше. Так вот в этот раз – наоборот»

А. Силуанов

«На большей части месторождений мы видим тенденцию «падающей добычи», причем, не только в России, но и по всему миру»

Д. Кобылкин

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГРУППА КОМПАНИЙ
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА



Дожимные и вакуумные компрессорные станции



Системы комплексной газоподготовки



Блочные пункты подготовки газа



Теплообменное оборудование



Проектирование и производство



Доставка и монтаж



Наладка, испытания, обучение персонала



Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1. Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

info@energias.ru www.energias.ru

**ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
НАДЕЖНОСТЬ**

Успех в борьбе с коррозией возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей.

www.tdmhz.ru



ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА КОРРОЗИИ

Покупая материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА, вы получаете квалифицированное сервисное сопровождение и гарантийные обязательства на поставляемые ЛКМ и готовые покрытия.

БОЛЕЕ
50
ЛЕТ

Материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА решают задачу по защите от коррозии в промышленных газозвушных средах различной степени агрессивности.

Морозовский химический завод - наследник традиций завода им. Морозова, одного из старейших предприятий советского ВПК. Более 50 лет назад специалистами завода им. Морозова было организовано производство органосиликатных композиций - уникальной разработки советских ученых. Созданный в 50-х годах композитный материал объединил в себе свойства различных ЛКМ, был прост в применении и долговечен в эксплуатации.

Сегодня на смену органосиликатным композициям приходит новое поколение материалов - полисилоксановые покрытия Армокот®. Материалы обладают рядом свойств:

- долговечность более 20-25 лет;
- стойкость к ультрафиолету (покрытие не выгорает, сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации);
- эксплуатация от минус 196 °С до 700 °С;
- высокие электроизоляционные свойства;
- пожаробезопасность (класс пожарной опасности КМ1), покрытие трудногорючее не распространяет пламя;
- нанесение до -30 °С.

Армокот® 01	Грунт для металлических поверхностей в системах покрытий в средне-, сильноагрессивной газозвушной среде
Армокот® F100	Металл в среднеагрессивных газозвушных средах
Армокот® C101	Бетон, железобетон, кирпич в среднеагрессивных газозвушных средах
Армокот® V500	Металл, бетон, находящийся в средах с повышенной влажностью и подвергающийся абразивному износу
Армокот® A501	Радиационностойкое покрытие
Армокот® Z650	Металл в среднеагрессивных газозвушных средах, маслбензостойкое покрытие
Армокот® Z600	Маслбензостойкое покрытие
Армокот® S70	Кислотные, щелочные сильноагрессивные среды
Армокот® T700	Кислотные сильноагрессивные среды, температура до 200°С
Армокот® ТЕРМО	Температура до 700°С

АРМОФАЙЕР

Огнезащитные материалы вспучивающегося типа:

Армофайер®
Армофайер® NE1

Огнезащитные составы для конструктивной защиты:

Армофайер® Конструктив
Армофайер® NK51

АРМОТАНК

Армотанк® 07

Армотанк® Цинк

Армотанк® K06

Армотанк® ОЙЛ

Армотанк® ОЙЛ AS

Армотанк® N770

Армотанк® N700

Армотанк® R105

Эпоксидная грунт-эмаль для защиты металла в сильноагрессивной промышленной и морской атмосфере
Цинкнаполненный грунт. Протекторная защита металла

Эпоксидный грунт для цветных металлов
Эпоксидная система покрытий для внутренней поверхности резервуаров под нефть, темные и светлые нефтепродукты

Полиуретановая атмосферостойкая эмаль для защиты металла в средне - сильноагрессивной атмосфере

Полиуретановая атмосферостойкая эмаль с повышенной химстойкостью для защиты металла в средне - сильноагрессивной, морской атмосфере

Эпоксидный наливной пол