



ПОДЛЕДНЫЙ  
MAINTENANCE



СПГ-БУНКЕРОВКА



ТОПЛИВО  
ДЛЯ АРКТИКИ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

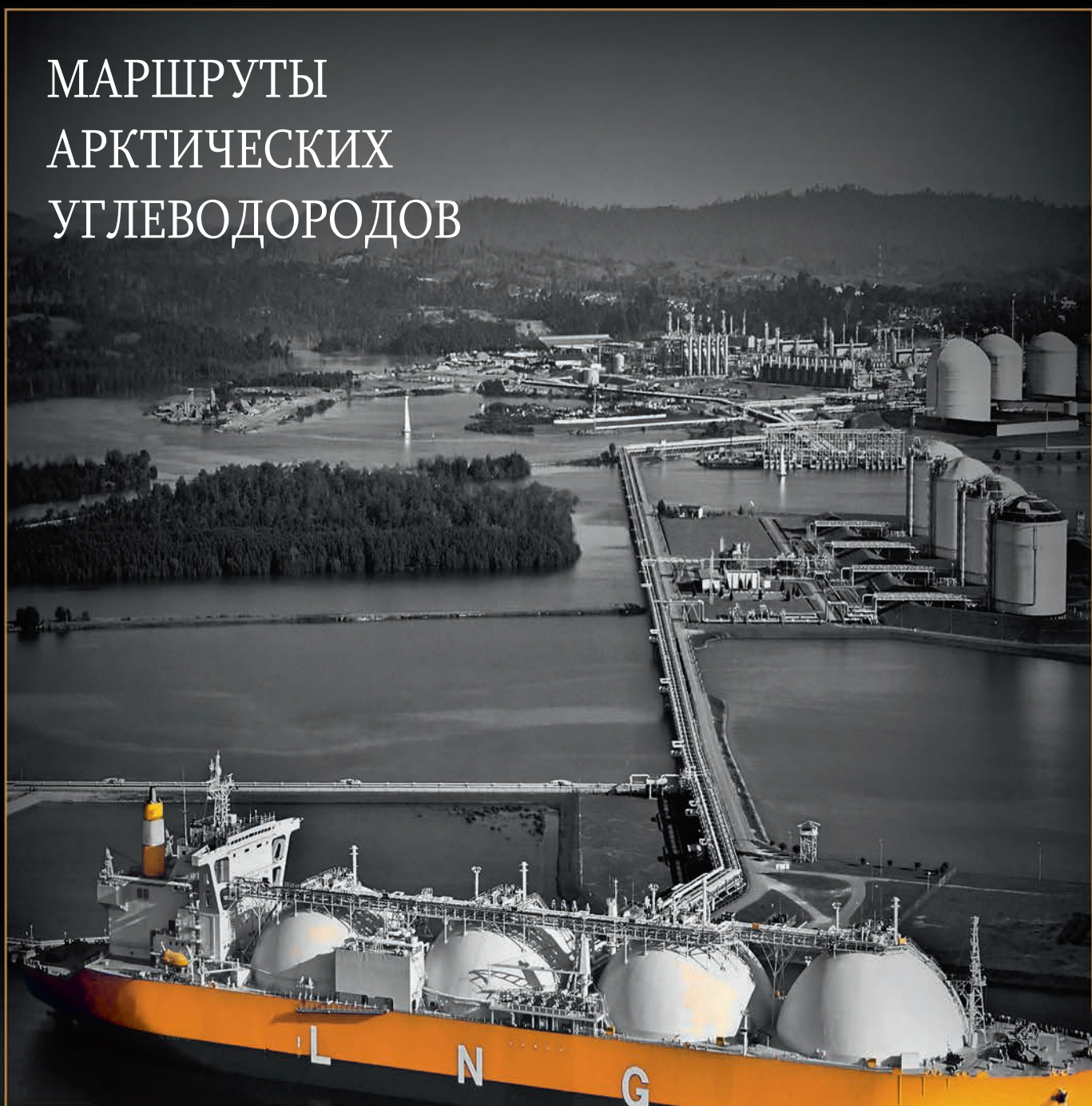
# Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

## OFFSHORE

[11] 2017

МАРШРУТЫ  
АРКТИЧЕСКИХ  
УГЛЕВОДОРОДОВ



Входит в перечень ВАК



# НОВЫЙ ИКСТРИМ\*.

НОВЫЙ BMW X3  
С 11 НОЯБРЯ В АВТОПОРТ.



С удовольствием  
за рулем



Новый BMW X3 — это символ безграничных возможностей и воплощение безудержной мощи и свободы. Уже с первого взгляда он впечатляет своим атлетичным видом. Благодаря полуавтономному вождению и интеллектуальной системе полного привода BMW xDrive он предлагает высший уровень комфорта как на дороге, так и за ее пределами. При этом он заново определяет стандарты в своем классе и недвусмысленно дает понять: есть большая разница в том, как доехать к месту назначения. Одного взгляда достаточно. Яркий дизайн BMW X3 по-новому интерпретирует уверенность и независимость на дороге. Узнайте больше о новом BMW X3 xDrive, обратившись к Вашему официальному дилеру BMW Автопорт или посетив сайт [www.bmw-avtoport.ru](http://www.bmw-avtoport.ru)

**Автопорт**  
Официальный дилер BMW  
Москва  
Пятницкое шоссе, 6 км  
Тел.: (495) 727 40 40  
[www.bmw-avtoport.ru](http://www.bmw-avtoport.ru)

\*Языковая игра, основанная на замене первой части слова "экстрим" транслитерацией названия модели X3 (Икс Три).

Реклама.





**FREDERIQUE CONSTANT**  
**GENEVE**

**LIVE  
YOUR  
PASSION<sup>1</sup>**

MANUFACTURE  
WORLDTIMER<sup>2</sup>

Подробная информация [frederiqueconstant.com](http://frederiqueconstant.com)

Реклама. <sup>1</sup> Живи со страстью. <sup>2</sup> Мануфактур Ворлдтаймер

**PROTIME**  
DISTRIBUTION

Эксклюзивный дистрибьютор в России, Москва, ул. Веткина, 4, тел.: +7 (495) 926 0700  
Полный список авторизованных точек можно найти на сайте [www.protime-distribution.com](http://www.protime-distribution.com)



## Подводная транспортировка в Арктике

18



## Подледный maintenance

40

## СПГ-бункеровка

46



## Тенденции развития мирового флота научно-исследовательских судов

50



Эпохи НГК 6

### РОССИЯ *Главное*

Энергетика будущего и СПГ-бункеровка 8

Газпром взялся за шельф 10

События 12

### ПЕРВАЯ СТРОЧКА

Когда рынок штормит... 14

### ТРАНСПОРТИРОВКА

Подводная транспортировка в Арктике 18

### ТРАНСПОРТИРОВКА

Маршруты арктических углеводородов 24

Топливо для Арктики. Российское судовое топливо с улучшенными экологическими характеристиками 36

Подледный maintenance. Технологии мониторинга технического состояния, обслуживания и ремонта подводных трубопроводов месторождений арктического континентального шельфа РФ 40

СПГ-бункеровка. Природный газ как топливо для морских и речных судов 46

### СУДОСТРОЕНИЕ

Тенденции развития мирового флота научно-исследовательских судов 50

## Получение арктического дизельного топлива из попутного нефтяного газа



62

## Экономика СПГ как бункера



68

## Энергия для глобального роста



88

## Арктика как космос



90

АРКТИКА  
Учет гидрометеорологических условий при выборе компоновки грузовых терминалов и портов в российской Арктике 54

Получение арктического дизельного топлива из попутного нефтяного газа 62

Россия в заголовках 67

РЫНОК  
Экономика СПГ как бункера 68

ОБОРУДОВАНИЕ  
Расчетно-экспериментальные исследования в обеспечении проектирования и безопасной эксплуатации платформ, терминалов и гидротехнических сооружений 74

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ  
Стратегия использования энергоэффективных многоцелевых мобильных модулей для обеспечения безопасности нефтегазовых комплексов в Арктике 80

Хронограф 87

ВЫСТАВКА  
Энергия для глобального роста 88

Арктика как космос 90

Конференция и выставка по развитию портов и судоходства ТРАНСТЕК-2018 92

Классификатор 94

Календарь событий 97

Нефтегаз *Life* 98

Цитаты 100



**РЕДАКЦИЯ**

**Главный редактор**  
Светлана Вяземская

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Редактор**  
Анастасия Никитина

**Ведущий аналитик**  
Артур Гайгер

**Журналисты**  
Анна Игнатьева,  
Татьяна Абрамова,  
Елена Алифирова  
Ольга Цыганова

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова

**Корректор**  
Виктор Блохин

**Редколлегия**  
Ампилов Ю.П.  
Галиулин Р.В.  
Гриценко А.И.  
Данилов А.М.  
Данилов-Данильян В.И.  
Макаров А.А.  
Мастепанов А.М.  
Салыгин В.И.  
Третьяк А.Я.



**Издательство:**  
ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

**Отдел рекламы**  
Дмитрий Аверьянов  
Ольга Иванова  
Валентина Горбунова  
Ольга Щербакова  
Ольга Ющенко  
Дмитрий Муханов  
Юлия Косыгина  
Станислав Будылёв  
[reklama@neftgaz.ru](mailto:reklama@neftgaz.ru)

**Представитель в Евросоюзе**  
Виктория Гайгер

**Тел.:** +7 (495) 650-14-82

**Выставки, конференции,  
распространение**  
Татьяна Петрова

**Служба технической  
поддержки**  
Сергей Прибыткин  
Алексей Бродский

**Менеджер по работе  
с клиентами**  
Сергей Густов

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](http://www.neftgaz.ru)  
e-mail: [info@neftgaz.ru](mailto: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  
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж  
8000 экземпляров



9 772410 383004

**236 лет назад**

**В 1781 году** эскадра русских кораблей, занимавшихся изучением Каспийского моря, посетила район о. Жилой. Команда заметила на поверхности моря пленку, оказавшуюся нефтью, о чем была сделана запись в бортовом журнале.

**214 лет назад**

**В 1803 году** житель Баку Г.К. Мансурбеков решил заняться добычей нефти со дна моря в Биби-Эйбатской бухте: он соорудил два колодца, обсаженные деревянными срубками, в 18 и 30 м от берега, дававшие значительное количество нефти и эксплуатируемые до 1825 года.

**121 год назад**

**В 1896 году,** по мнению американцев, начался морской нефтепромысел – нефтяник Уильямс из Калифорнии начал бурить скважины с построенной им насыпи.

**120 лет назад**

**В 1897 году** инженер Кавказского рудного управления Н.И. Лебедев своими исследованиями подтвердил нефтеносность пластов Бакинской бухты.

**83 года назад**

**В 1934 году** инженеры Н. Тимофеев и К. Михайлов предложили и осуществили на практике метод строительства морских индивидуальных оснований на металлических буро-заливных сваях.

**63 года назад**

**В 1954 году** были начаты систематические поиски нефтяных месторождений на акваториях морей и океанов.

**58 лет назад**

**В 1959 году** у побережья Голландии было открыто газовое месторождение Гронинген, которое стало отправной точкой в разработке шельфа Северного моря.

**29 лет назад**

**В 1998 году** 40 государств подписали 50-летний мораторий на разработку месторождений нефти в районе Антарктиды.

**9 лет назад**

**В 2008 году** корпорацией Exxon Mobil установлен мировой рекорд в бурении наклонных скважин с берега в рамках проекта «Сахалин-1». Протяженность ствола составила 11 680 м.



**Коксохиммонтаж**

**В промышленном строительстве  
с 1930 года**

РЕКЛАМА

**Коксохиммонтаж:  
с заботой о будущем**





Доля возобновляемых источников энергии к 2040 г. вырастет с 15 до 23%



В России сосредоточено до 23% запасов природного газа



Требования к судовому топливу ужесточились



В России работает пока только один завод СПГ – Сахалин-2

# ЭНЕРГЕТИКА БУДУЩЕГО И СПГ-БУНКЕРОВКА

Анна Павлихина

Чем более труднодоступными становятся углеводороды и чем более очевидной исчерпаемость их запасов, тем более активно человечество думает над тем, как использовать их более экономно и где искать альтернативу. Доля возобновляемых источников энергии к 2040 г. вырастет с 15 до 23%. Уже сегодня, по оценке А. Текслера, инвестиции в ВИЭ в России составили 1 трлн руб.

ВИЭ как абсолютная замена нефти и газу – дело далекого будущего. Проблемы их использования не менее велики, чем преимущества, которые дают возобновляемые источники энергии. Так, чтобы перейти на использование энергии солнца и конвертировать ее, например, в электричество, надо нагревать воду, которая, превращаясь в пар, вращает динамо-машину. Но при этом тратятся ресурсы, которые по идее и должны экономиться.

Использование атомной энергии тоже скрывает подводные камни. И первый – радиоактивные отходы. Со временем эта проблема была решена посредством замены в технологическом процессе воды натрием, в результате чего появилась возможность использовать весь объем урана. В чем теперь основная проблема? В том, что запасы урана конечны и переход на этот вид энергии может носить только временный характер.

Есть еще термоядерный синтез. Он не образует вредных отходов, но в результате реакции образуется вещество, чья температура способна уничтожить реактор, а вместе с ним и все живое на многие километры вокруг.

Уже не фантастика растительное топливо. Так, например, для его производства можно использовать водоросли. Но, чтобы получить необходимое количество таких водорослей, надо засадить ими площади, которыми не располагает сегодня ни одна страна.

Конечно, еще есть энергия ветра, приливов, даже энергию человека можно использовать для обеспечения его нужд, если навесить на него датчики, энергия которых будет поддерживать эти самые датчики, а заодно, например, гаджеты.

Все эти идеи обязательно найдут свое воплощение. И если у кого-то возникают сомнения, то мы напомним о том, что многие вещи,



казавшиеся фантастическими еще 50 лет назад, сегодня обрели реальные черты. Можно вспомнить, «Полдень 22 век» (1959 г.), где Стругацкие направляют своих героев за информацией в Информарий. Сегодня мы знаем его как Интернет.

Возвращаясь к энергетике и энергоносителям будущего, стоит сказать, что большинству из описанных проектов еще предстоит дождаться своего часа. Но проблемы, возникающие с получением традиционных источников, продолжают накапливаться. А значит, остается искать новые сферы применения уже известным ресурсам. Одна из таких сфер – использование СПГ как бункерного топлива.

Запасы природного газа огромны, в России сосредоточено до 23% от мировых запасов, а топливо на его основе можно считать одним из наиболее экологичных. В последнее время значительно ужесточились требования к судовому топливу, в обозримой перспективе это приведет к полному отказу от мазута. Второй фактор перехода на сжиженный газ – подешевевшая нефть и налоговый маневр. Стоимость топлива сделала невыгодной бункеровку в российских портах. Из всех возможных альтернатив наиболее реально использование СПГ. Но и здесь есть одно «но», которое заключается в банальном отсутствии самих судов на сжиженном газе и в не менее банальном отсутствии соответствующей инфраструктуры. При этом проблема выглядит замкнутым кругом: суда на СПГ не появляются, потому что нет инфраструктуры, а инфраструктуры нет потому, что нет достаточного спроса на СПГ.

С самим СПГ тоже есть некоторые проблемы. Использование сжиженного газа уменьшает грузоподъемность судна, т.к. резервуар для его хранения занимает в 7 раз больше места. В развитии СПГ как бункерного топлива не обошлось без традиционной для России проблемы отсутствия технологий. Справедливости ради, стоит оговориться, что и среди мировых компаний технологии для многотоннажного сжижения газа – штучный товар.

В России пока работает только один завод СПГ – Сахалин-2, на днях НОВАТЭК обещает запустить Ямал СПГ. Технологии для этих заводов были куплены за рубежом. Тем не менее в России есть всё, чтобы начать использовать сжиженный газ в качестве топлива. В частности, разработан проект государственной программы «Расширение использования природного газа в качестве моторного топлива на транспорте и техникой специального назначения». Пилотными регионами по созданию бункеровочной инфраструктуры станет регион Балтийского моря. Помимо этого Газпром газомоторное топливо реализует программу строительства комплекса по производству СПГ в Татарстане.

Освоившись с производством внутри страны можно выходить на мировые рынки, пока они относительно свободны. Что, очевидно, ненадолго. Как говорил Д. Рид в знаменитых «10 дней, которые потрясли мир»: «Поспешим, друзья мои, закончить революцию: кто делает революцию слишком долго, тот не пользуется ее плодами».



# ГАЗПРОМ ВЗЯЛСЯ ЗА ШЕЛЬФ

Елена Алифирова

Газпром утвердил программу по освоению углеводородов на российском шельфе до 2040 г., согласно которой начнется добыча природного газа на ряде шельфовых месторождений. Начать планируют с Южно-Кириного месторождения. Добытый там газ будет поставляться в ГТС Сахалин – Хабаровск – Владивосток в рамках проекта Сахалин-3.

Доставка газа со Штокмана по Севморпути в приоритетные для Газпрома страны АТР не столь конкурентна, как поставки с проекта Сахалин-3, что и сделало Южные Кирины более эффективным проектом. Тем не менее, начать добычу газа на Штокмановском ГКМ Газпром намерен уже в 2028 г. На Восточно-Одотинском месторождении добыча газа начнется к 2034 г., на Мынгинском – в 2036 г., на Ленинградском месторождении на шельфе Карского моря добыча может начаться в 2034 г. или 2040 г.

Наиболее любопытна разработка Штокмановского месторождения, которая была заморожена в 2012 г. Основным потребителем СПГ со Штокмановского ГКМ считались США. Но, начав сланцевую революцию, американцы сами стали экспортерами газа.

Потеряв США, как потенциального заказчика, Газпром подумывал о поставках газа в Европу по МГП Северный поток, затем было решено организовать поставки газа в Европу.

В 2012 г. проект был временно законсервирован. А в 2015 г. Газпром сделал резерв под обесценение инвестиций в Shtokman Development AG за 2014 г. в размере 22,3 млрд руб. Теперь Газпром еще более четко обозначил свои планы – добыча газа здесь будет, но несколько позже.

По разведанным запасам природного газа Штокман является одним из крупнейших в мире месторождений. Здесь открыты 2 залежи свободного газа с газовым конденсатом.

Сейчас запасы по категории С1 составляют 3,9 трлн м<sup>3</sup> газа и 56,1 млн т газового конденсата.

В целом запасы Газпрома на шельфе российской Арктики составляют 7,426 трлн м<sup>3</sup> газа по категориям А+В+С1. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

По разведанным запасам природного газа Штокман является одним из крупнейших в мире месторождений. Но приступить к его разработке постоянно что-то мешает. И вот теперь, когда его основной потенциальный потребитель – США, сам становится экспортером, о запуске месторождения снова заговорили.

### Надо ли запускать Штокман?

**24%**  
Да, запасы газа месторождения оцениваются в 3,9 трлн м<sup>3</sup>

**16%**  
Да, газ можно поставлять в Европу по МГП Северный поток или газовозами

**35%**  
Нет, если бы проект был выгоден, его бы не «замораживали» столько раз

**25%**  
Все зависит от ОПР, а иностранные инвесторы пока слабо верят в проект

В Литву прибыла 2-я партия сжиженного природного газа из США. Первую партию Литва получила в августе. Несмотря на разные препоны (стоимость газа, трудность транспортировки и прочее) европейские страны готовы покупать американский СПГ, лишь бы снизить энергетическую зависимость от России. Станут ли поставки американского газа в Европу постоянными?

### Станут ли поставки американского СПГ в Европу постоянными?

**17%**  
Да, США продолжают поставлять газ, чтобы снизить зависимость Европы от России

**9%**  
Нет, цены на американский газ неконкурентоспособны

**29%**  
Да, Европа готова покупать более дорогой газ по политическим соображениям

**9%**  
Нет, все изменится после строительства Северного потока-2 и Турецкого потока

**9%**  
Да, в США разрабатываются новые технологии, которые позволят снизить цену на газ

**29%**  
Нет, поставки газа из России гарантированы долгосрочными контрактами, а потом изменится политическая обстановка

# НОВЫЙ Volkswagen Crafter

## Работник года



Лучший фургон  
2017 года



Года уверенности<sup>2</sup>



Новое поколение двигателей



Высокопрочный кузов с защитой от коррозии



Уникальный фирменный привод 4MOTION



Максимальная полная масса до 5,5 тонн



100%-ная готовность к зиме



Передовые системы помощи водителю

## Лучший фургон 2017 года<sup>1</sup> уже в России

У нас была четкая цель — создать автомобиль, который бы работал как никогда раньше.

Для любых условий и задач. Практичный, экономичный и инновационный.

Результат — новый Crafter, лучший в своем классе<sup>1</sup>. С передовым техническим оснащением и широким рядом электронных ассистентов водителя. Автомобиль, ориентированный на ваши потребности и задачи — как никогда раньше<sup>3</sup>.



Коммерческие  
автомобили

<sup>2</sup>Гарантии изготовителя 2 года + 1 год послегарантийной сервисной поддержки на условиях, указанных на сайте volkswagen-commercial.ru <sup>3</sup>Среди автомобилей Volkswagen. Реклама



Выборы президента  
Запуск нового производства  
Цены на нефть

Обвал рынка акций  
Газовые войны  
Смещение капиталов  
Новый глава Роснефти

Второй виток ВСТО  
Южный поток  
Северный поток достроили  
Продажа квот  
Дошли руки до Арктики  
Цены на газ  
Второй виток кризиса

Северный поток



### Газпром нефть открыла новое месторождение на шельфе Охотского моря

Газпромнефть-Сахалин в результате бурения и испытания поисково-оценочной скважины открыла новое месторождение углеводородов на Аяшском участке недр на шельфе Охотского моря. Детализация запасов будет проведена к середине будущего года, на данный момент известно, что они составляют 255 млн т.н.э. Осенью 2016 г. Роснефть и Statoil пробурили 2 сухие скважины на нефть на участках недр Магадан-1 и Лисянский в акватории Охотского моря, что снизило привлекательность этого региона. Открытие нового месторождения в Охотском море вновь повышает его потенциал для добычи углеводородов.

### ЕххонMobil обнаружила новое месторождение на шельфе Гайаны

В ходе бурения скважины Turbot-1 ЕххонMobil открыла новое месторождение нефти на блоке

Stabroek на шельфе Гайаны. Скважина расположена в юго-восточной части блока Stabroek, примерно в 50 км от 1-й фазы проекта Liza. Глубина скважины составила 5622 м. Толщина обнаруженного нефтеносного резервуара составляет около 23 м.

Бурение Turbot-1 началось 14 августа 2017 г. Блок Stabroek, по оценкам Геологической службы США, является 2-м крупнейшим в мире районом по неразведанным запасам нефти.

Площадь блока Stabroek составляет 26,8 тыс. км<sup>2</sup>.

Блок расположен на территории района Эссекибо, спор за который уже более 100 лет ведут Гайана и Венесуэла.

Для освоения блока Stabroek Гайана заключила договор с ЕххонMobil на разведку и бурение в этой зоне.

### Statoil нашла новое месторождение на шельфе Северного моря

ППБУ Transocean Spitsbergen Statoil обнаружила новое месторождение нефти в нефтеносном районе Outer Moray Firth в Северном море.

Месторождение открыто боковым стволом скважины Verbier, подтвердив наличие извлекаемых запасов нефти объемом как минимум 25 млн барр. По предварительным оценкам Statoil, в общей сложности месторождение может содержать до 130 млн барр нефти.

В основном стволе скважины Verbier при бурении была обнаружена вода с песком, в связи с этим было принято решение бурить боковой ствол.

Для Statoil обнаружение месторождения – обнадеживающий результат. Доказаны запасы нефти, причем качество нефтеносного пласта и свойства резервуара оказались очень хорошими.

### «Сенеж» открыл новый отров

Экспедиционная группа и экипаж гидрографического судна Северного флота «Сенеж» завершили океанографические исследования в районе северной части архипелага Новая Земля. По итогам исследований, моряки открыли ранее неизвестные географические объекты, которые образовались после разрушения ледников. Более того, экспедиция заявила об открытии нового острова в районе ледника Чаева. Очередной арктический поход судна продолжается уже 1,5 месяца. Длительность экспедиции составит несколько недель, за это время предстоит выполнить большой комплекс мероприятий по изучению малообследованных районов.

### «Северный поток-2» направят в другое русло?

Nord Stream 2 AG проработала альтернативный вариант маршрута МГП «Северный поток-2». Это было сделано для того, чтобы возможный запрет Дании на прокладку газопровода в их исключительной экономической зоне не стал сюрпризом. Заявку на рассмотрение компания направила властям Дании еще в апреле 2017 г. Альтернативный маршрут МГП будет длиннее всего на 10 км. Сегодня в Дании рассматриваются изменения в экологическое законодательство, которое позволит запретить прокладку МГП в ее территориальных водах. Несмотря на возможные политические препоны, Nord Stream 2 AG активно готовится к началу строительства МГП «Северный поток-2», которое намечено на 2 квартал 2018 г.

### Трубы TANAP укладывают в Мраморном море

Физические работы по строительству Трансанатолийского МГП завершены на 82%. Газопровод протяженностью 1802 км пройдет по территории Турции и состыкуется с МГП TAP на турецко-греческой границе. По словам министра энергетики Турции Б. Алабайрака, строительство МГП завершится раньше срока. В конце сентября 2017 г. в Мраморном море началось строительство подводного участка. Протяженность морской части TANAP составляет 19 км. 6 октября 2017 г. была уложена 1261 по счету дюймовая труба через Мраморное море. Пропускная способность газопровода на первоначальном этапе составит 16 млрд м<sup>3</sup>/год, из них в Турцию будет поставляться около 6 млрд м<sup>3</sup>/год.



В перспективе мощность газопровода будет доведена до 24 млрд м<sup>3</sup>/год, а затем – до 31 млрд м<sup>3</sup>/год.

### Ирак обходит Иракский Курдистан

Ирак намерен восстановить нефтепровод для поставок нефти из провинции Киркук в г. Джейхан на территории Турции в обход территории Иракского Курдистана. Такое распоряжение дал глава Миннефти Ирака Д. аль-Лаиби. Прокачка нефти будет осуществляться с месторождений в провинции Киркук через провинции Салах-эд-Дин и Найнава. Проектная мощность нефтепровода составит 400 тыс. барр/сутки нефти.

Решение было принято после референдума о независимости Иракского Курдистана.

Власти Ирака не признали итоги референдума и начали блокаду Иракского Курдистана, запретив финансовые операции и международное авиасообщение с регионом.

К санкциям также готовы подключиться Иран и Турция.

Последняя подтвердила готовность сотрудничать по вопросам экспорта нефти исключительно с Миннефти Ирака.

### Турция одобрила отчет ОВОС для морского участка «Турецкого потока»

Министерство окружающей среды и градостроительства Турции одобрило отчет по оценке воздействия на окружающую среду морского участка МГП «Турецкий поток». ОВОС включает в себя информацию о потенциальном воздействии морской части МГП «Турецкий поток» на окружающую среду и социальную сферу.

При подготовке ОВОС были проведены полевые изыскания для определения, оценки и документирования всех аспектов потенциального воздействия МГП «Турецкий поток» на окружающую среду.

МГП «Турецкий поток» будет состоять из 2-х ниток газопровода пропускной способностью до 15,75 млрд м<sup>3</sup>/год газа каждая. ●



# КОГДА РЫНОК ШТОРМИТ...

Мария Кутузова

ГАЗПРОМНЕФТЬ МАРИН БУНКЕР ЯВЛЯЕТСЯ ЛИДЕРОМ РОЗНИЧНОГО БУНКЕРНОГО РЫНКА РОССИИ: ДОЛЯ КОМПАНИИ ПО ИТОГАМ 2016 Г. СОСТАВИЛА 19,1%, СОКРАТИВШИСЬ ЗА ГОД ПРИМЕРНО НА 2%. ДОЧЕРНЕЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ГАЗПРОМ НЕФТИ ЯВЛЯЕТСЯ ЧЛЕНОМ РОССИЙСКОЙ АССОЦИАЦИИ МОРСКИХ И РЕЧНЫХ БУНКЕРОВЩИКОВ. В СОСТАВЕ ФЛОТА ГАЗПРОМНЕФТЬ МАРИН БУНКЕР 9 СОВРЕМЕННЫХ СУДОВ-БУНКЕРОВЩИКОВ. РОССИЙСКАЯ КОМПАНИЯ РАБОТАЕТ ВО ВСЕХ КРУПНЕЙШИХ ПОРТАХ СТРАНЫ – 20 МОРСКИХ И 14 РЕЧНЫХ, А ТАКЖЕ МЕЖДУНАРОДНЫХ ЕВРОПЕЙСКИХ ПОРТАХ – В ТАЛЛИНЕ (ЭСТОНИЯ) И КОНСТАНЦЕ (РУМЫНИЯ)

В планах Газпромнефть Марин Бункер к 2025 г. расширить собственный флот до 20 судов, а также довести собственную рыночную долю в России до 27%. Согласно прогнозам, объем реализации bunkerного топлива Газпромнефть Марин Бункер к 2025 г. должен вырасти до 8,2 млн т. Реализация стратегии развития позволит компании Газпромнефть Марин Бункер укрепить позиции среди крупнейших участников bunkerного рынка России и войти в первую двадцатку крупнейших международных bunkerщиков.

В настоящее время компания выполняет поставки судового топлива, мазута и масел своим заказчикам – судовладельцам и фрахтователям. По итогам прошлого года наблюдались негативные моменты на отечественном рынке. Газпромнефть Марин Бункер отмечает сокращение емкости российского рынка на 25,3% в 2016 г. Однако «дочке» Газпром нефти удалось стабилизировать свои позиции.

## Северный вектор bunkerовки

По итогам первых шести месяцев 2017 г., у Газпром Марин Бункер произошел прорыв на bunkerовочном рынке Северо-Запада России. Продажи судового топлива в этом направлении в первом полугодии текущего года выросли на 16% до 516,8 тыс. т. В Северо-Западном регионе компания работает в портах Санкт-Петербург, Усть-Луга, Приморск, Калининград, Балтийск, Мурманск, Архангельск и Кандакша. На фоне прошлогоднего сжатия внутреннего рынка «дочка» Газпром нефти устремилась на Север, разворачивая свою экспансию в bunkerовке вслед за развитием арктических перевозок в

## ФАКТЫ

750

тыс. тонн – перевалка судовых топлив в год

14,2

тыс. м<sup>3</sup> – единовременный объем хранения нефтепродуктов

2

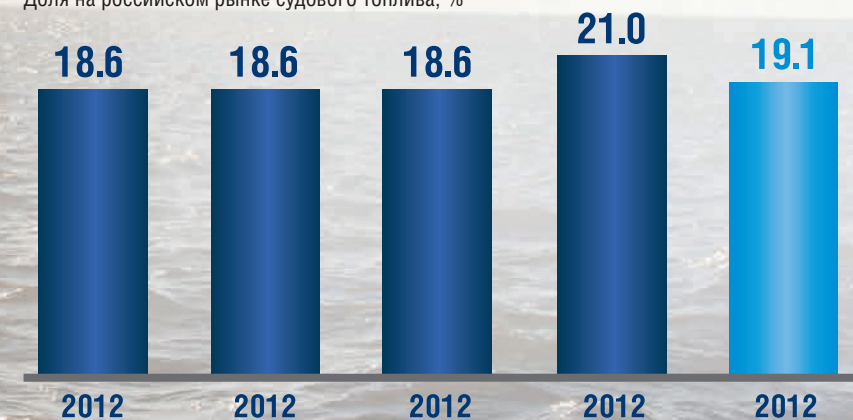
причала для перевалки судовых топлив находятся в составе терминальных активов Газпромнефть Марин Бункер

рамках нефтяных проектов ВИНК: наращиванием добычи на Новопортовском и Приразломном месторождениях.

Как утверждает компания, позитивную динамику bunkerному рынку Северо-Запада обеспечило развитие перевозок по Северному морскому пути. Так, в Мурманске – главном российском арктическом порте – Газпромнефть Марин Бункер нарастила поставки в январе-июне этого года в 2,2 раза до 133,2 тыс. т. Мурманский морской торговый порт расположен на восточном берегу Кольского залива Баренцева моря. Порт удерживает четвертое место по объемам перерабатываемых грузов и второе на Северо-Западе. Газпром Марин Бункер работает в Мурманске с 2008 г. Bunkerовочные операции в акватории порта выполняет судно-bunkerовщик «Газпромнефть-Зюйд».

В прошлом году Газпром нефть силами двух своих «дочек» – компаний Газпромнефть Марин Бункер и Газпромнефть – смазочные материалы – выполнила масштабный проект по оптимизации поставок судовых масел в порт Мурманск, благодаря выполненным преобразованиям теперь можно выполнять отгрузки в круглосуточном режиме и поставлять одновременно до трех видов смазочных материалов. Проект нацелен на обеспечение перевозок нефти, добываемых на месторождениях Приразломное в Печорском море и Новопортовское на Ямале. Так, первая отгрузка 18 т моторного масла, выпускаемого на собственном Московском заводе смазочных материалов Газпром нефти, была выполнена на арктический танкер «Михаил Ульянов», задействованный в логистических операциях по поставкам нефти с платформы «Приразломная».

Доля на российском рынке судового топлива, %



Газпром нефть



Среди наиболее ярких моментов первого полугодия 2017 г. на Северном морском пути есть и бункеровка в Архангельске ледокола «Капитан Драницын», сопровождавшего суда, доставляющие материалы и оборудование для строительства плавучей атомной теплоэлектростанции в Певеке на Чукотке. Отгрузка топлива на ледокол в объеме 2,6 тыс. т была выполнена в рамках соглашения Газпромнефть Марин Бункер с оператором ледокольного флота Росморпортом. Заключенные договоренности предусматривают поставки топлива в течение трех лет в объеме порядка 15 тыс. т.

Что касается традиционного региона присутствия в ключевых портах Балтики – Санкт-Петербурге, Усть-Луге и Приморске, где сейчас действуют жесткие экологические ограничения по количеству серы в судовых топливах, компании удалось серьезно увеличить объемы продаж ультранизкосернистого топлива – на 24% до 72,4 тыс. т. На низком рынке у судовладельцев нет средств для переоборудования судов скрубберами для очистки топлива от серы или строительства новых судов, использующих сжиженный природный газ в качестве топлива. В ближайшей перспективе на рынках судового топлива Балтики будет востребовано в качестве основного именно высококачественное топливо с ультранизким уровнем содержания серы.

В октябре этого года на Омском НПЗ компании выпущена первая партия нового судового топлива с улучшенными экологическими характеристиками с минимальным содержанием серы – не более 0,1%, что позволяет использовать его в зонах контроля выбросов, определенных с 2015 г. международной конвенцией по предотвращению загрязнений судами MARPOL (Балтийское и Северное моря, пролив Ла-Манш). Омский нефтеперерабатывающий завод самостоятельно разработал технологию производства малосернистого судового топлива из гидроочищенного вакуумного газойля каталитического крекинга. Уже до конца 2017 г. на НПЗ планируется выпустить до 50 тыс. т экологичного судового топлива, бункеровкой которого займется Газпромнефть Марин Бункер.

Руководство компании в условиях быстрых изменений на рынке видит главной своей задачей повышение эффективности бизнеса. «Рост показателей на высококонкурентном рынке Северо-Западного региона говорит о том, что нам удалось выстроить оптимальную модель работы, успешно адаптироваться к новым внешним условиям, что дает возможность продолжать поступательное движение компании к достижению целей, обозначенных в долгосрочной стратегии», – рассказывает генеральный директор Газпромнефть Марин Бункера Андрей Васильев. По словам топ-менеджера, эффективный сервис и бесперебойные поставки судовых топлив – главные условия для развития транспортных



**ФАКТЫ**

**600**

тыс. тонн – перевалка судовых топлив в год Марин Бункер»

**2,52**

млн тонн – объем реализации бункерного топлива в 2016 г.

потоков и бункеровки на трассе Северного морского флота, что способствует решению задачи реализации сложных инфраструктурных проектов в Арктической зоне Российской Федерации.

**Международный игрок бункеровки**

В прошлом году Газпромнефть Марин Бункер начала заправку судовым топливом у причала в новом петербургском порту Бронка, ранее операции по бункеровке выполнялись лишь на рейде. Первая поставка в объеме 750 т мазута и 80 т дизельного топлива выполнена на паром Finnstar, выполняющий рейсы между германским Травемюнде и столицей Финляндии – Хельсинки. Новый порт Бронка, запущенный в коммерческую эксплуатацию в конце 2015 г., должен стать одним из ключевых грузовых терминалов Санкт-Петербургского транспортного узла. По словам гендиректора Газпромнефть Марин Бункера Андрея Васильева, развитие операционных операций в Бронке может стать одним из перспективных направлений работы компании на Севере-Западе.

Газпромнефть Марин Бункер активно сотрудничает с ведущими мировыми судовладельцами,

международными нефтегазовыми и круизными компаниями. Так, в прошлом году дочернее предприятие Газпром нефти начало поставки судовых масел в порту Усть-Луга на судно компании Chevron: бункеровщик «Газпромнефть Вест» отгрузил 13,5 т масла на танкер Seamarlin. Ранее поставки выполнялись автоцистернами-масловозами и путем отгрузки продукции в бочках. Теперь бункеровка осуществляется непрерывно и может производиться на рейде. Между Газпромнефть – смазочные материалы и американской компанией с 2012 г. действует соглашение об интеграции российской компании в глобальную сеть поставок Chevron. На Омском и Московском НПЗ Газпром нефти выпускаются судовые масла под брендом американской компании, реализация продукции идет в основном на территории России и Прибалтики.

Компания активно сотрудничает с крупнейшим круизным оператором Royal Caribbean Cruises Ltd: десятый год поставляет судовое топливо на суда круизной компании в порту Санкт-Петербурга. Так, в ходе летней навигации 2017 г. Газпромнефть Марин Бункер поставила на лайнеры Royal Caribbean Cruises 45 тыс. т топлива.

Этим летом Газпромнефть Марин Бункер произвела бункеровки на рейде порта Анапа в Черном море судов-трубоукладчиков, ведущих прокладку газопровода «Турецкий поток». Танкер «Газпромнефть Омск» отгрузил 2 тыс. т на мальтийский трубоукладчик Audacia, а бункеровщик «Газпромнефть Норд-Ист» поставил 300 т топлива на судно поддержки Normand Poseidon.

В Черноморском регионе в прошлом году оператор бункерного бизнеса Газпром нефти начал отгрузки топлива в адрес STASCO (Shell International Trading and Shipping Company Limited). В порту Туапсе бункеровщик «Газпромнефть Омск» поставил 1480 тонн мазута на танкер Iasonas дедвейтом 115 тыс. т. Соглашение с трейдером Shell изначально предусматривало поставки бункерного топлива в Северо-Западном регионе с возможностью дальнейшего расширения географии сотрудничества. Первые поставки топлива начались в порту Приморск в марте 2016 г.

**План на СПГ**

Согласно прогнозам развития бункерного рынка, в течение ближайшего десятилетия произойдет постепенное замещение мазута новыми видами экологического топлива. Стратегия развития предусматривает участие компании Газпромнефть Марин Бункер в развитии нового сегмента рынка бункеровки в РФ – СПГ как бункерного топлива. Компания приступила к реализации пилотного проекта по строительству малотоннажного газовоза (судна-бункеровщика) для проведения в портах РФ операций по бункеровке судов новым экологически чистым видом топлива – сжиженным природным газом. В планах на перспективу – увеличение числа таких судов. Как надеются в компании, проект позволит Газпром нефти занять ключевые

**ФАКТЫ**

**9**

современных судов-бункеровщиков находится в составе флота Газпромнефть Марин Бункер

**19,1** %

доля российского бункерного рынка в 2016 г.

**516,8**

тыс. т составили продажи Газпром Марин Бункер судового топлива на бункеровочном рынке Северо-Запада России в 1-м полугодии 2017 г.

**3**

тыс. м³

грузовместимость первого СПГ-бункеровщика Газпром нефти ледового класса ICE 3

позиции по бункеровке судов СПГ в РФ и диверсифицировать линейку реализуемых топлив в преддверии планируемого сокращения выпуска мазута в рамках программы модернизации российских НПЗ. В соответствии с требованиями администраций балтийских портов, исходя из потребностей клиентов-судовладельцев первый СПГ-бункеровщик «Газпромнефть» ледового класса ICE 3, будет обладать установкой по сжижению природного газа и грузовой вместимостью в 3 тыс. куб. м СПГ.

Но активное использование сжиженного природного газа – это среднесрочная перспектива. Первые ощутимые изменения в структуре спроса на бункерное топливо в виде сжиженного природного газа следует ждать в 2018 г., массового спроса – не ранее 2020 г. По информации специалистов компании, с началом следующего десятилетия новые виды топлива с низким уровнем содержания серы могут вытеснить большую часть мазута с рынка.

Стратегия компании в этой области синхронизируется сейчас с планами по строительству мощностей по сжижению природного газа и формированию спроса со стороны судовладельцев. Общая экономическая ситуация и волатильность рынка оказывают влияние на деятельность всех участников отрасли и создают проблемы при прогнозировании сценариев развития событий, перспектив рынка и экономической эффективности бизнеса. В меняющихся условиях рынка ключевые игроки нацелены на укрепление своих региональных рыночных позиций за счет развития бункерной инфраструктуры – флота и терминальных мощностей. По мнению экспертов рынка, развитию СПГ-бункеровки прежде всего могла бы поспособствовать поддержка судовладельцев по модернизации и переводу судов на сжиженный природный газ. Соответствующие государственные программы и разрабатываемые планы компаний уже активно поддерживаются со стороны экологов. ●



# ПОДВОДНАЯ ТРАНСПОРТИРОВКА В АРКТИКЕ

ПОДВОДНЫЕ ПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ КОМПЛЕКСЫ (ППК) ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО ДОННЫМ ТРУБОПРОВОДАМ ЯВЛЯЮТСЯ ПЕРСПЕКТИВНЫМ ВИДОМ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ. ПОДВОДНЫЕ КОМПЛЕКСЫ МОГУТ ОБЕСПЕЧИТЬ КРУГЛОГОДИЧНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕЗАВИСИМОСТИ ОТ ВНЕШНИХ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ИХ ОСВОЕНИЕ ФАКТОРОВ, А ТАКЖЕ ПОЗВОЛЯЮТ РЕШАТЬ ЗАДАЧУ БЕЗОПАСНОГО И ЭФФЕКТИВНОГО СБОРА И ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ. ПРИ ЭТОМ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ МОЖЕТ ПОКАЗАТЬ СЕБЯ КАК НА НОВЫХ, ТАК И НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ. ЗРЕЛЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ И ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТЬЮ (ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ВОДЫ В ДОБЫВАЕМОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СМЕСИ). ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ППК НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПОЗВОЛЯЕТ УВЕЛИЧИТЬ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ. НОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТАКЖЕ МОГУТ ХАРАКТЕРИЗОВАТЬСЯ НИЗКИМ НАЧАЛЬНЫМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ. В ЧЕМ ЗАКЛЮЧАЮТСЯ ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ППК?

*UNDERWATER PUMPING COMPLEXES FOR TRANSPORTING HYDROCARBONS THROUGH BOTTOM PIPELINES PRESENT A PROMISING TYPE OF TECHNICAL MEANS FOR DEVELOPING DEPOSITS LOCATED ON THE SHELF OF THE ARCTIC SEAS. THE UNDERWATER COMPLEXES CAN ENSURE THE YEAR-ROUND OPERATION OF HYDROCARBON FIELDS, REGARDLESS OF EXTERNAL COMPLICATING FACTORS AND ALSO ALLOW MAKES IT POSSIBLE TO SOLVE THE PROBLEM OF SAFE AND EFFICIENT COLLECTION AND TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS. AT THE SAME TIME, THE EFFICIENCY OF THE UNDERWATER PUMPING COMPLEXES (UPP) CAN BE QUITE PROMISING BOTH IN NEW AND MATURE HYDROCARBON FIELDS. MATURE HYDROCARBON FIELDS ARE CHARACTERIZED BY LOW RESERVOIR PRESSURE AND HIGH WATER CUT (HIGH WATER CONTENT IN THE PRODUCED HYDROCARBON MIXTURE). THE USE OF UPP IN MATURE FIELDS PRESENTS A WAY OF INCREASING THE HYDROCARBON RECOVERY FACTOR. NEW HYDROCARBON FIELDS CAN ALSO FEATURE LOW INITIAL RESERVOIR PRESSURE. WHAT ARE THE MAIN ADVANTAGES OF USING UPP?*

Ключевые слова: подводные перекачивающие комплексы, добыча на шельфе, транспортировка углеводородов, подводные комплексы, инновационные технические средства.

**Васильев Б.Ю.,**  
к.т.н., доцент,  
Санкт-Петербургский  
горный университет

**Шульженко В.М.,**  
Санкт-Петербургский  
горный университет

## Факторы эффективности использования подводных перекачивающих комплексов

Факторы эффективности использования подводных перекачивающих комплексов обусловлены следующим:

- 1. Круглогодичная эксплуатация.** Позволяет эксплуатировать шельфовые месторождения углеводородов без использования плавучих технических средств в сложной ледовой обстановке в течение всего календарного года без сезонных перерывов;
- 2. Эксплуатация при снижении пластового давления.** Позволяет эксплуатировать шельфовые месторождения углеводородов

при падении пластового давления по мере их извлечения без использования специальных методов повышения нефте- и газотдачи, что значительно повышает эффективность освоения месторождений;

- 3. Компримирование без подготовки.** Позволяет осуществлять транспортировку многофазной смеси углеводородов (нефти, газа, газоконденсата) без специальной подготовки, за счет использования многофазных насосов в качестве исполнительных механизмов подводных комплексов;
- 4. Удаленная эксплуатация.** Обеспечивает удаленную эксплуатацию шельфовых месторождений углеводородов

и управление процессом их транспортировки;

- 5. Диагностируемость основного оборудования.** Обеспечивает удаленную диагностику технического состояния оборудования ППК и оценку остаточного ресурса;
- 6. Простота управления.** Использование современных алгоритмов и технических средств управления позволяет реализовать высокоточное, широкодиапазонное и адаптивное регулирование режимов работы многофазных насосов и подводных трубопроводов;
- 7. Одновременная транспортировка по нескольким трубопроводам.** Возможна одновременная транспортировка углеводородов по нескольким подводным трубопроводам при использовании многонасосных агрегатов с одним приводным электродвигателем;
- 8. Длительные межсервисные периоды.** ППК требуют периодического технического обслуживания на четырех-пятилетних интервалах в летний период. Обслуживание осуществляется с судов специального назначения;
- 9. Низкие капитальные и эксплуатационные затраты.** Снижаются капитальные и эксплуатационные затраты на обустройство и эксплуатацию шельфовых месторождений углеводородов. Например, использование ППК позволяет снизить затраты на этапе обустройства шельфового месторождения от 30 до 40% от стоимости обустройства месторождений с использованием традиционных технических средств, а на этапе эксплуатации – от 35 до 70%;
- 10. Низкие ресурсо- и материалоемкость.** Снижается ресурсо- и материалоемкость технических средств освоения шельфовых месторождений углеводородов. Например, ППК имеет массу 5 000 тонн, а перекачивающий комплекс на плавучей платформе – 30 000 тонн;
- 11. Высокая скорость разработки и внедрения.** Снижаются временные затраты на проектирование, производство,

установку в месте эксплуатации и ремонт шельфовых систем транспортировки углеводородов. Например, для производства ППК требуется 8 месяцев, а для производства газозова или танкера ледового класса до 20 месяцев;

- 12. Энерго- и ресурсоэффективность.** Снижается энерго- и ресурсопотребление при освоении шельфовых месторождений. Например, для транспортировки одного и того же количества углеводородного сырья с помощью подводных комплексов необходимо 25 МВт, а с помощью надводных – 41 МВт;
- 13. Экологичность.** Снижается техногенное воздействие на экологию арктических морей и океана. Например, при использовании ППК с электроприводом многофазных насосов исключен выброс парниковых газов на месторождении, а связанные выбросы парниковых газов вдвое меньше, чем от добывающей платформы;
- 14. Безопасность.** Обеспечивается повышенный уровень безопасности технологических процессов, технологий и оборудования. Предотвращение выбросов углеводородов осуществляется с помощью защитного оборудования, исключаются газозовы, танкеры и платформы, защита трубопроводов осуществляется с помощью отсекающей арматуры.

Предпосылки создания высоконадежных ППК с регулирующими электроприводами и многофазными насосами, обеспечивающих эффективное и безопасное использование подводных систем транспортировки углеводородов, прежде всего продиктованы следующими факторами:

- большим опытом эксплуатации электроприводных газоперекачивающих агрегатов и насосных установок на сухопутных магистральных газо- и нефтепроводах, соответственно. Электроприводные мехатронные комплексы с регулирующими электроприводами большой мощности находят широкое применение в других областях

промышленности, например, судостроении, химической и горной промышленности;

- высокой надежностью основного электротехнического оборудования (приводных электродвигателей, магнитного подвеса, преобразователей частоты, систем управления, напорного оборудования), используемого в ППК;
- успешным опытом и промышленным внедрением и эксплуатацией ППК на трубопроводных системах шельфовых месторождений Северного и Норвежского морей в Европе и в Мексиканском заливе на месторождениях США.

## Современные типы подводных перекачивающих комплексов

Современные подводные перекачивающие комплексы имеют две основные структурные особенности. Первая особенность заключается в том, что комплексы строятся по мехатронному принципу. Такой подход подразумевает, что все преобразовательные, электромеханические и технологические элементы комплекса интегрируются в единый герметичный корпус.

Другой особенностью современных перекачивающих комплексов является Т-образная компоновочная схема. Этот подход схож с компоновкой агрегатов для транспортировки нефти и газа по сухопутным магистральным трубопроводам, когда условные оси перекачивающего агрегата и трубопровода пересекаются, образуя букву «Т».

Также необходимо заметить, что при подводной транспортировке углеводородов необходимо обеспечивать компримирование многофазной смеси нефти, газа и газоконденсата с примесью твердых частиц. На сухопутных трубопроводах осуществляется транспортировка разделенных и специально подготовленных видов углеводородов. Поэтому, с целью исключения специальной подводной подготовки в качестве исполнительных механизмов ППК используются многофазные насосы. В качестве приводных агрегатов ППК используются

УДК 622.692



ТАБЛИЦА 1. Технические характеристики комплексов MOPICO MAN

Номинальная мощность, МВт	7,8	8,2	14,5
Производительность, млн м <sup>3</sup> /сут	12,1	16,5	18,1
Номинальная частота вращения ротора, об/мин	12 000	8 600	9 500
Масса комплекса, т	29,8	41,3	40

ТАБЛИЦА 2. Технические характеристики комплексов HOFIM MAN

Номинальная мощность, МВт	7,8	7,8	14,5	14,5
Производительность, млн м <sup>3</sup> /сут	8,2	8,2	13,8	13,8
Номинальная частота вращения ротора, об/мин	12 000		9 500	
Масса комплекса, т	31	43	55	79

регулируемые высокоскоростные электрические машины, которые в данном приложении являются безальтернативным типом привода.

На рис. 1 представлены устройство и внешний вид перекачивающего комплекса, построенного по технологии MOPICO MAN (motor pipeline compressor). На рис. 2 представлены устройство и

внешний вид перекачивающего комплекса, построенного по технологии HOFIM MAN (high-speed oil-free integrated motor-compressor).

На рис. 3 представлен внешний вид перекачивающего комплекса, построенного по технологии HOFIM Sealed MAN. Данные агрегаты обладают всеми перечисленными особенностями.

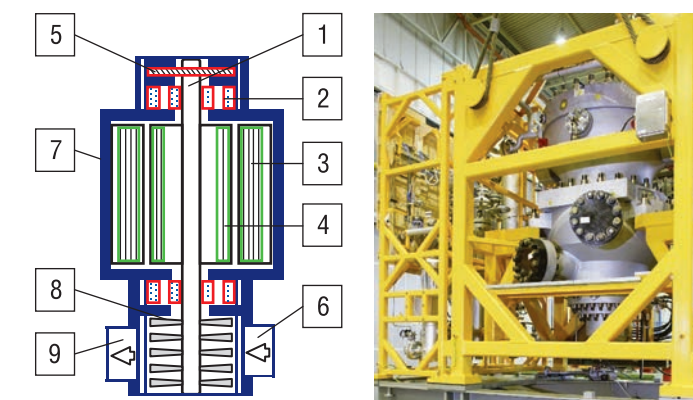
На рис. 1 (MOPICO MAN) приведены структуры с несколькими исполнительными механизмами для транспортировки углеводородов по многониточному трубопроводу одновременно с двухсторонним (сплошными линиями) и односторонним (пунктирными линиями) расположением исполнительных механизмов. На рис. 2 (HOFIM MAN) приведены структуры с одним исполнительным механизмом с радиальным подводом и отводом потока многофазной смеси углеводородов (сплошными линиями) и осевым подводом (пунктирными линиями).

Характерной чертой комплексов MOPICO и HOFIM является горизонтальная ориентация вала, что приводит к увеличению фундамента для установки на морском дне. Для уменьшения площади донного фундамента используются подводные комплексы с вертикальным расположением вала. На рис. 4 представлены устройство и внешний вид перекачивающего комплекса, построенного по технологии STC-ECO Siemens (Siemens turbo compressor, electrical, canned and

РИС. 3. Перекачивающий комплекс HOFIM Sealed MAN



РИС. 4. Перекачивающий комплекс STC-ECO Siemens

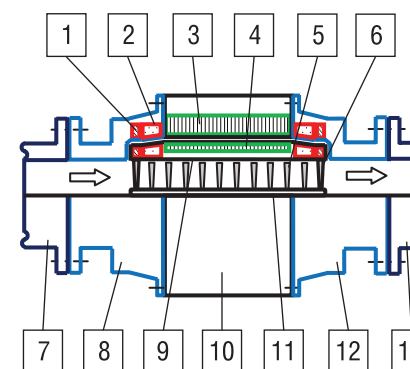


oil-free). В таблице 3 приведены технические характеристики подводных комплексов STC-ECO Siemens.

### Перспективные подводные перекачивающие комплексы

Интенсивное развитие электроэнергетического машиностроения, силовой полупроводниковой техники и микропроцессорных средств управления позволяют создавать принципиально новые электротехнические комплексы различного назначения, исполнения и компоновки. Для транспортировки углеводородов по подводным трубопроводам в Санкт-Петербургском горном университете был разработан интегрируемый перекачивающий комплекс (ИППК) с ротор-компрессором. Схема ИППК представлена на рис. 5.

РИС. 5. Схема интегрированного подводного перекачивающего комплекса



Интегрируемые ППК имеют следующую конструкцию. Основными узлами являются статор (10), крышки (8 и 12) и ротор-компрессор (9) комплекса. В статоре комплекса установлена обмотка электродвигателя (3), на которую подается напряжение питания. В

ТАБЛИЦА 3. Технические характеристики комплексов STC-ECO Siemens

Модель	LP1	LP2	HP1	HP2
Мощность, МВт	7,5	10	15	20
Частота вращения, об/мин	12 200	9 500	9 500	7 600
Диапазон частот вращения, %	30...105	30...105	30...105	30...105
Количество ступеней насоса	до 6	до 6	до 8	до 8
Уменьшение опорной поверхности, %	> 40	> 40	> 45	> 45

крышки комплекса интегрированы неподвижные части канонических магнитных подшипников (2) и уплотнений (1). Ротор-компрессор состоит из несущей конструкции, в которой установлены вращающиеся части канонических магнитных подшипников и уплотнений, обмотка ротора (4). Вал фиксируется в рабочей зоне комплекса с помощью входных и выходных лопаток (6). Рабочие лопатки (5) устанавливаются на валу (11). Использование канонических подшипников позволяет сократить их количество до двух. Рабочая зона комплекса и трубопровода (7 и 13) образуют единый транспортный коридор.

Особенности ИППК заключаются в следующем:

1. Осевой ротор-компрессор. В ротор ИППК интегрирован компрессор. Вал ротора, на котором располагаются рабочие лопатки, закрепляется в рабочем положении с помощью входных и выходных удерживающих лопаток.
2. Мехатронная конструкция. Конструкция ИППК основывается на мехатронном принципе, когда в единый корпус интегрированы приводной двигатель с ротор-компрессором и управляющие устройства. Причем степень

интеграции такого комплекса выше комплекса с Т-образной компенсацией.

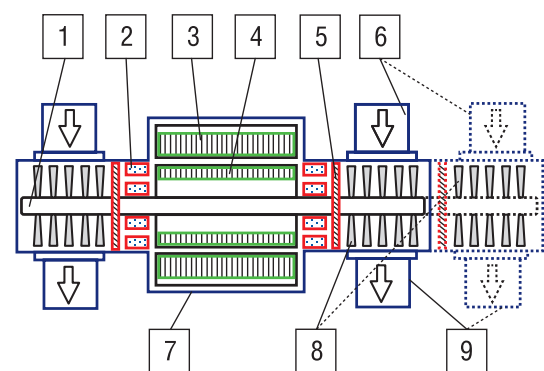
3. Установка. Для установки ИППК нет необходимости обустройства фундаментное основание. Комплекс устанавливается как вставка трубопровода.

4. Единый транспортный коридор. Рабочая зона комплекса, входной и выходной патрубки трубопровода образуют единый транспортный коридор без сужений, расширений, переходов и искривлений.

5. Модульность. Ремонт неисправностей ИППК может осуществляться путем замены секции трубопровода с интегрированным комплексом.

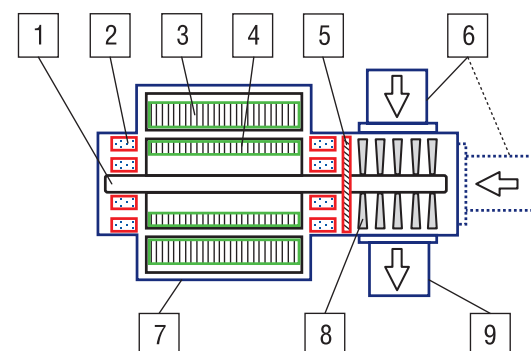
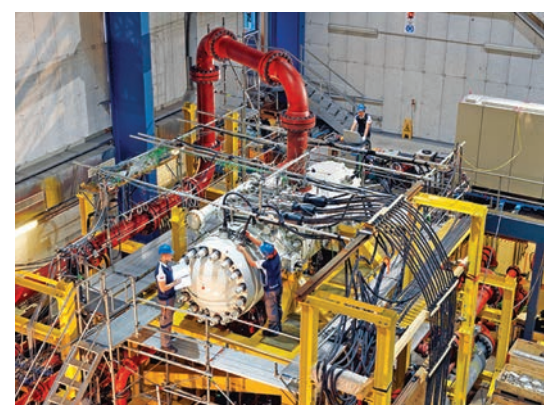
Главным элементом ИППК является приводной электрический двигатель с ротор-компрессором, надежная работа которого обеспечивается эффективностью выполнения магнитных подшипников и уплотнений своих функций. Сложности его проектирования заключаются в изготовлении ротор-компрессора и обеспечении защиты электротехнической части комплекса от проникновения транспортируемого сырья. Это обстоятельство предъявляет высокие требования к надежности уплотнений.

РИС. 1. Перекачивающий комплекс MOPICO MAN



На рис. 1 – 4 приняты следующие обозначения: 1 – единый вал комплекса; 2 – активные магнитные подшипники; 3 и 4 – обмотки статора и ротора электродвигателя, соответственно; 5 – уплотнения; 6 – подводящие патрубки трубопровода; 7 – корпус; 8 – исполнительный механизм; 9 – отводящие патрубки трубопровода.

РИС. 2. Перекачивающий комплекс HOFIM MAN





**Промышленное использование и перспективы ППК**

Мировыми лидерами в области разработки и производства ППК для шельфовых месторождений углеводородов являются компании FMC Technologies, Aker Solutions, Siemens и MAN. Лидер же по использованию подводных технологий – норвежская нефтегазовая компания Statoil.

В настоящее время компания Statoil использует ППК на нескольких месторождениях. В качестве примера можно привести месторождение Ormen Lange, расположенное в Баренцевом море и осваиваемое с 2007 года. На этапе бурения добывающих скважин на каждом устье куста была установлена донная плита с буровыми окнами, на которую после заканчивания скважин куста был установлен подводный добывающий комплекс. Данный комплекс включает манифольд и весь необходимый комплекс трубо-крановой обвязки устья скважины для обеспечения безопасного извлечения углеводородного сырья. Далее многофазовый поток углеводородов по 160-километровому подводному трубопроводу транспортируется на перерабатывающий комплекс, расположенный на острове вблизи Hammerfest, где происходит разделение и очистка углеводородов. После этого газ сжижается и подготавливается к загрузке в танкеры, а отделенный углекислый газ закачивается обратно в скважины.

На месторождении Tordis, расположенном в Северном море, компания Statoil при добыче углеводородов осуществляет подводную подготовку извлеченных углеводородов к дальнейшей транспортировке.

Помимо подводных технологий бурения и заканчивания скважин на шельфе, а также подводной сепарации углеводородов, важнейшим процессом является транспортировка добытого на арктическом шельфе сырья до берега. Для решения этих задач в подавляющем большинстве случаев используются транспортные суда. Однако на некоторых месторождениях арктических морей используются ППК. Это обеспечивает круглогодичную

эксплуатацию месторождений вне зависимости от ледовой обстановки. Например, на месторождении Asgard с 2013 года эксплуатируются ППК, а на месторождении Ormen Lange планируется их установка к 2017 году.

Первый ППК мощностью 850 кВт был создан компанией General Electric и испытан в 1992 году в заводских условиях. Сегодня разработку таких комплексов осуществляют ведущие электротехнические компании. В Норвегии была испытана установка MAN Hofim-type, а в 2009 году проведены испытания компрессора Siemens ECO-II.

В настоящее время более чем на 130 морских месторождениях используются подводные технологии добычи углеводородов. В Российской Федерации первый добывающий комплекс установлен на шельфе Охотского моря в рамках обустройства Киринского месторождения, планируется их использование при освоении Штокмановского газоконденсатного месторождения.

Используемый на Киринском месторождении подводный добывающий комплекс обеспечивает эксплуатацию семи скважин, газ из которых поступает к манифольду. Добытый газ собирается на манифольде и затем по морскому трубопроводу транспортируется на береговой технологический комплекс. Транспортировка осуществляется без дополнительного компримирования под действием давления пласта. На береговом технологическом комплексе после подготовки к транспортировке газ направляется по 139-километровому газопроводу на головную компрессорную станцию газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Производителем подводного добывающего комплекса является компания FMC Technologies.

**Заключение**

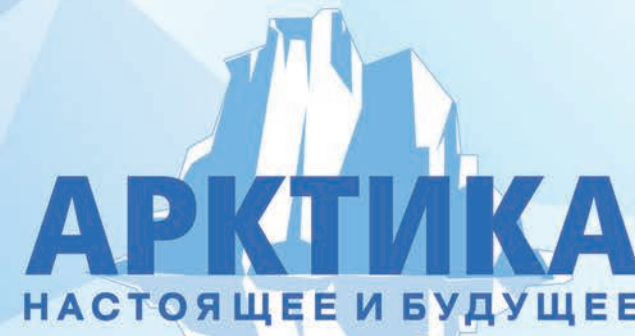
Российская Федерация обладает уникальным по своему нефтегазовому потенциалу шельфом арктических морей и высокоинтеллектуальными человеческими ресурсами. В современных политических и финансовых условиях у Российской

Федерации появился последний, долгое время отсутствовавший стимул к интенсивному развитию собственных современных и перспективных нефтегазовых технологий и созданию передовой отечественной нефтегазовой промышленности – запрет на импорт иностранных технологий освоения шельфовых месторождений углеводородов. Несомненным является тот факт, что при правильном и своевременном создании стимулирующих финансово-организационных условий со стороны государства и национальных нефтегазовых компаний на шельфе Российской Федерации будут реализовываться крупнейшие в мире нефтегазовые проекты с наивысшими показателями по эффективности и безопасности с использованием отечественных инновационных технологий и техники. ●

**Литература**

1. G. Vetter, W. Wirth, H. Kerner, S. Pregler. *Multiphase pumping twin-screw pumps – understand and model hydrodynamics and hydroabrasive wear // Proceedings of the 17-th international pump users symposium, 2000. Pp. 153–169.*
2. M. Hjelmeland, A.B. Olsen. *Advances in subsea wet gas compression technologies // International Petroleum Technology Conference, 2011, Pp. 1–9.*
3. D. Fernandez. *MAN Diesel & Turbo Technology Update – Subsea Compression // MAN Diesel & Turbo, 2016. P. 15.*
4. Б.Ю. Васильев, Д.В. Мардашов. *Электромеханические системы подводных перекачивающих комплексов транспортировки углеводородов с шельфовых месторождений арктических морей // Нефтяное хозяйство, 2016, №1. С. 85–89.*
5. Б.Ю. Васильев. *Подводные технологии освоения арктического шельфа Мировой и российский опыт // Oil and gas journal Russia, 2016, № 2. С. 68–72.*
6. Васильев Б.Ю. *Развитие отечественного нефтепромыслового морского флота, подводного технического парка и шельфовых проектов в современных условиях // Газовая промышленность, 2015, № 5 (722). С. 86–91.*
7. Золотухин А.Б. и др. *Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике. М.: Нефть и газ, 2000. – 770.*
8. Меньшов Б.Г., Ершов М.С., Яризов А.Д. *Электротехнические установки и комплексы нефтегазовой промышленности. М.: Недра. 2000. – 487.*
9. Шабанов В.А. *Основы регулируемого электропривода основных механизмов бурения, добычи и транспортировки нефти. Уфа: УГНТУ, 2009. – 156.*

KEYWORDS: *underwater pumping systems, offshore production, transportation of hydrocarbons, ice systems, innovative technical tools.*



**VII МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ «АРКТИКА: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ»**

**4-6 декабря 2017г., Санкт-Петербург**

**ПОДВЕДЕНИЕ ИТОГОВ ГОДА**

**ФОРМИРОВАНИЕ АРКТИЧЕСКОЙ ПОВЕСТКИ**



**forumarctic.com**

РЕКЛАМА



# МАРШРУТЫ АРКТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

XXI ВЕК С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА МОЖЕТ СТАТЬ «СТОЛЕТИЕМ АРКТИКИ». РАЗЛИЧНЫЕ РЕГИОНЫ ПЛАНЕТЫ ТАКЖЕ ВЫСТУПАЛИ В КАЧЕСТВЕ ПРЕТЕНДЕНТОВ НА РОЛЬ ВЕДУЩИХ В НЫНЕШНЕМ СТОЛЕТИИ. НАПРИМЕР, МНОГО ПИСАЛОСЬ И ГОВОРИЛОСЬ О ТОМ, ЧТО АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКИЙ РЕГИОН ВО МНОГОМ БУДЕТ ОПРЕДЕЛЯТЬ РАЗВИТИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСТВА В ОБОЗРИМОМ БУДУЩЕМ. ПРЕДЛАГАЛИСЬ И БОЛЕЕ «ТОЧЕЧНЫЕ» ВАРИАНТЫ. В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ НА РОЛЬ «ДРАЙВЕРА» МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ НАСТОЙЧИВО ВЫДВИГАЛИСЬ СТРАНЫ БРИКС. ОДНАКО С НАЧАЛА 2000-х ГОДОВ ПОСТЕПЕННО НАБИРАЕТ СИЛУ ТОЧКА ЗРЕНИЯ, ЧТО ИМЕННО АРКТИКА БУДЕТ ОПРЕДЕЛЯТЬ ВЕКТОР ЭКОНОМИЧЕСКОГО И ГЕОПОЛИТИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ПЛАНЕТЫ НА ПРОТЯЖЕНИИ СЛЕДУЮЩЕГО СТОЛЕТИЯ

*FROM THE POINT OF VIEW OF SCIENTIFIC AND TECHNOLOGICAL PROGRESS, THE XXI CENTURY CAN BECOME THE "CENTURY OF THE ARCTIC". VARIOUS REGIONS OF THE WORLD ALSO PRETENDED TO BE THE LEADERS IN THE PRESENT CENTURY. FOR INSTANCE, MUCH HAS BEEN WRITTEN AND SAID THAT THE ASIA-PACIFIC REGION WILL LARGELY DETERMINE THE DEVELOPMENT OF MANKIND IN THE FORESEEABLE FUTURE. MORE "LOCAL" OPTIONS ALSO WERE DISCUSSED. RECENTLY, THE BRICS COUNTRIES HAVE BEEN PERSISTENTLY PROPOSED FOR THE ROLE OF THE "DRIVER" OF THE WORLD ECONOMY. HOWEVER, STARTING FROM THE BEGINNING OF THE 2000S, THE POINT OF VIEW THAT IT IS THE ARCTIC THAT WILL DETERMINE THE VECTOR OF ECONOMIC AND GEOPOLITICAL DEVELOPMENT OF THE GLOBE DURING THE NEXT CENTURY IS GRADUALLY BECOMING PREDOMINANT*

Ключевые слова: Арктика, транспортировка нефти и газа, баженовская свита, сланцевый газ, трубопроводная система.

**Митько Арсений Валерьевич,** председатель Совета молодых учёных Севера, член Президиума, Арктическая общественная академия наук, член-корреспондент РАЕН, к.т.н., доцент ГУАП

Ведущие экономики мира, потребители первичных энергоресурсов, сегодня расставляют новые приоритеты своей энергетической политики. Долгосрочные цели этих стратегий заключаются в снижении зависимости от внешних поставок и кардинальном повышении энергетической эффективности. В перспективе, как отмечается в недавно обнародованном прогнозе развития энергетики мира и России до 2040 г., подготовленном Институтом энергетических исследований РАН и Аналитическим центром при правительстве РФ, на развитии мировых энергетических рынков может серьезно сказаться целый ряд фундаментальных факторов.

По прогнозам ООН, мировая экономика будет расти солидными темпами, увеличится и население Земли. В соответствии с этим ожидается и более высокий уровень мирового энергопотребления.

В то же время определенный политический процесс вокруг Ирана может привести к его масштабному выходу на мировой нефтегазовый рынок. В сочетании

с потенциалом роста добычи сланцевой нефти это формирует все больше ожиданий, связанных с избытком предложения и падением цен на нефть. Впрочем, сценарий «сланцевого прорыва» в такой сфере, как нефтедобыча, оценивается в российском экспертном сообществе неоднозначно. За минувший год не наблюдается заметных позитивных изменений в этом секторе. Пока не видны и явные признаки альтернативного сценария – сланцевого провала.

На нефтяном рынке ожидаются серьезные трансформации, связанные прежде всего с таким игроком, как Иран и с более оптимистичным прогнозом добычи нефти в других странах, включая Россию. Ну и, конечно же, с той геополитической ситуацией, которая сложилась в последнее время в центре Европы. Нынешняя напряженность между ЕС и Россией, скорее всего, отразится и на их взаимоотношениях в энергетической сфере. В этом случае изменения приведут к существенным сдвигам в европейском энергобалансе, способном повлиять на

изменение направлений поставок углеводородов. В то же время исследования, проведенные российскими научными центрами, показывают, что даже в сценарии, наиболее оптимистичном с точки зрения расширения добычи, цены на нефть снижаются не более, чем на 9 долл за баррель. Но при этом более дешевые поставщики вытесняют с рынка часть объемов, добываемых США и Россией. Выход новых поставщиков газа может на 50–60 долл (за 1 тыс. куб. м) снизить цены на европейском и азиатском рынках, а также вытеснить оттуда заметные объемы российского (70 млрд куб. м) и пока еще потенциального американского экспорта (45 млрд куб. м). Падение нефти ниже 85 долл за баррель невыгодно не только России, но и другим производителям, прежде всего США, которым также приходится сокращать собственную добычу, поскольку эти объемы были вытеснены с рынка другими производителями.

Анализ ключевых драйверов развития мировой энергетики позволил выявить еще один фактор, способный серьезно изменить конъюнктуру мировых рынков. Есть серьезные основания полагать, что в ближайшее десятилетие будет достигнут пик добычи угля в Китае и Индии. В этом случае двум наиболее динамично развивающимся экономикам потребуются значительные объемы дополнительных поставок энергоресурсов, в первую очередь природного газа и угля. Кроме того, предполагается постепенное повышение конкурентоспособности

новых технологий, а также поддержание сложившихся трендов снижения энергоемкости ВВП стран мира, особенно со стороны стран-импортеров энергоресурсов. Так, по подсчетам экспертов, если энергоемкость мировой экономики за период с 1971 по 2012 гг. снизилась на 32%, то с 2014 по 2040 гг. прогнозируется ее сокращение еще на 44%.

Серьезные изменения будет претерпевать и межрегиональная торговля природным газом. Сохраняется тренд на превращение Северной Америки из импортера газа в экспортера, который сможет поставлять на глобальный рынок СПГ около 70 млрд куб. м. В целом прогноз показывает увеличение к 2040 г. потребления первичной энергии в мире на 46%, причем развитые страны в силу активного энергосбережения увеличат потребление лишь на 4,6%. При этом спрос будет расти на все энергоносители: на нефть – на 19%, уголь – 36% (в основном в период до 2020 г.), газ – 64%, атомную энергию – 72%, возобновляемые источники энергии – 92%. Основной объем абсолютного прироста потребления придется на газ, что позволит сбалансировать структуру мирового энергопотребления и выравнять доли ископаемых видов топлива: нефть – 26%, газ – 24%, уголь – 26%. Таким образом, в перспективе нефть может утратить свое доминирование. А снижение

добычи традиционной нефти будет обусловлено постепенной выработкой запасов крупнейших месторождений. Для компенсации этой выработки уже к 2015 г. необходимо будет довести добычу на уже открытых, но не разрабатываемых месторождениях до 295 млн т, а к 2020 г. потребуются вовлечь еще 200 млн т с месторождений, которые пока не открыты.

Однако тут присутствует один важный нюанс, связанный с важной особенностью нефтяного рынка – спрос на традиционную нефть в большинстве развитых стран уже достиг своего пика. Но это не значит, что наступает дефицит. Это падение добычи с лихвой компенсируется нетрадиционными источниками. Падающие объемы традиционных нефтяных месторождений будет компенсировать прежде всего растущая добыча газового конденсата. К 2040 г. он предположительно составит почти 20% от всего суммарного объема мирового предложения нефти. Такой рост будет стимулироваться масштабным развитием газодобычи по всему миру, во всех регионах без исключения, причем важно отметить, что в ключевом нефтедобывающем регионе – на Ближнем Востоке – газовый конденсат обеспечит более 70% от прироста добычи.

УДК 629.12





В России добыча нефти также достигла своего пика и постепенно начинает снижаться. Это связано в первую очередь с выработкой уже действующих месторождений в ключевых нефтедобывающих регионах страны, прежде всего в Западной Сибири. При этом основные добывающие мощности отрасли будут по-прежнему сконцентрированы в Тюменской области, на долю которой к 2040 г. придется более половины всей добываемой нефти и газового конденсата (по сравнению с 61% в 2010 г.). Частично компенсирует падение добычи ввод в эксплуатацию месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока. Однако для того, чтобы осуществить эти проекты, потребуются масштабные инвестиции в геологоразведку и освоение новых технологий.

Значительный прирост добычи может быть обеспечен за счет еще одной технологической инновации – начала добычи в России сланцевой нефти на Баженовской свите, запасы которой оцениваются в 500 млн т. Сегодня здесь уже введены существенные налоговые преференции, в частности, льготы по НДС при эксплуатации тех месторождений, где выработка составляет менее 3%. Однако, учитывая сложную нетрадиционную структуру залежей, большая часть месторождений еще остается нерентабельной. Ожидается, что при расширении налоговых льгот для месторождений Баженовской свиты добыча сланцевой нефти в России может превысить 20 млн т к 2025 г.

Сегодня объективно созревший переход отечественного нефтегазового комплекса на инновационные рельсы должен быть поддержан не только государством, но и бизнесом. Нефтяники давно уже осознали, что заканчивается эпоха месторождений-гигантов. Запасы легкой нефти, находящиеся в удобных природных резервуарах, стремительно истощаются. И если раньше мы предлагали инновационные технологии нефтедобывающим компаниям, и они от них отказывались, то сейчас руководство таких компаний начинает понимать, что эту политику нужно менять. Они готовы внедрять инновационные технологии.

В отличие от рынка нефти, пик спроса на газ даже для крупнейших мировых экономик в обозримом будущем пока еще плохо различим. Это дает все основания называть нынешний век «веком газа». Пика спроса на этот вид сырья достигло относительно небольшое количество стран. В основном это старые члены ЕС, такие как Австрия, Бельгия, Франция, Германия, Италия, Великобритания, Нидерланды, ряд стран СНГ (Украина, Белоруссия, Армения), а также Грузия. Внедряемые меры энергосбережения также ускоряют этот процесс в США и Канаде. Ожидается, что в странах АТР к середине века спрос на газ снизят Южная Корея и Япония. Но здесь в значительной степени динамика спроса будет зависеть от дальнейшей судьбы атомной энергетики. Весь остальной мир будет только наращивать потребление газа. Основной прирост обеспечат развивающиеся страны Азии. Ориентировочно их доля в мировом газопотреблении вырастет с нынешних 7% до 25% к 2040 г. При этом Китай, с его шестикратным ростом спроса, имеет все шансы превратиться в главный драйвер мирового газового рынка, обеспечивая к 2040 году 14% мирового спроса и занимая второе место после США по емкости газового рынка. Согласно прогнозам, Индия и Бразилия также смогут увеличить свое газопотребление в 4 раза, Африка – в 3 раза, Ближний Восток – в 2 раза. Но пока что реализации подобных сценариев мешают не только отложенные системные проблемы современной мировой энергетики, но и возросшие политические риски. Они обусловили определенную неустойчивость мирового рынка и, как следствие, сдерживают долгосрочные инвестиции в нефтегазовые проекты. В целом их развитие характеризуется разнонаправленными тенденциями и противоречивостью рыночных процессов.

Прогноз роста спроса на энергоносители к 2040 году (по данным ИНЭИ РАН) составляет: возобновляемые источники – 92%, атомная энергия – 72%, газ – 64%, уголь – 36%, нефть – 19%.

Аргументы сторонников концепции «арктического века» сводятся к тому, что в Арктике сосредоточены

огромные энергетические ресурсы, за которыми, как считают многие эксперты, будущее всего человечества.

По некоторым оценкам, в Арктике сосредоточено 90 млрд баррелей нефти, 47,3 трлн куб. м газа, 44 млрд баррелей газового конденсата. По зарубежным оценкам, это составляет около 25% от неразведанных запасов углеводородов в мире. Более 60% нефтегазовых ресурсов всей Арктики приходится на территории, которыми уже владеет или на которые, согласно нормам международного права, претендует Россия. В абсолютном выражении это эквивалентно 375 млрд баррелей нефти. Для сравнения: запасы Саудовской Аравии составляют 261 млрд баррелей нефти. Пока разведана лишь небольшая часть арктических запасов, поэтому необходимо своевременно вкладывать средства в разведку новых месторождений.

В 2012 г. и начале 2013 г. произошло немало событий, связанных с обсуждением, подготовкой и принятием Россией значительного числа решений по изучению и освоению нефтегазовых ресурсов в Арктической зоне – прежде всего на шельфе арктических морей (Баренцева, Печорского, Карского, а также Лаптевых, Восточно-Сибирского и Охотского). При этом у человека, не знакомого с нюансами энергообеспечения современной экономики и наличия ресурсов углеводородного сырья в других регионах России (Западная Сибирь, республики Татарстан и Коми, акватория Каспийского моря, Восточная Сибирь и шельф о. Сахалин), может сложиться впечатление, что будущее добычи углеводородов связано только с шельфом Арктики, а другие альтернативы несущественны.

Так ли это? Какую роль играют и могут играть ресурсы углеводородного сырья Арктики в энергетике России? Сформулируем свое понимание проблемы, исходя из анализа издержек и выгод.

Особенность подхода с экономической точки зрения – аргументация не только с помощью количественных показателей, но и оценка (с учетом неполноты и неоднозначности имеющихся данных) различных направлений

РИС. 1. Общая схема региона, определяющая формирование нефтегазового кластера



освоения нефтегазовых ресурсов Арктики. Немаловажен и учет происходящих в мировой энергетике глобальных процессов и тенденций.

Согласно оценкам российских и зарубежных экспертов, континентальный шельф Арктики содержит до 30% всех шельфовых запасов углеводородов в мире. По словам вице-премьера РФ Д. Рогозина, освоение арктического шельфа РФ может обеспечить прирост потенциальных углеводородных запасов до 9–10 млрд тонн условного топлива (т.у.т.). Причем «освоение Арктики – не только жизненно важный приоритет для нашего государства, но и серьезный технологический вызов». Основные разработчики шельфовых проектов в РФ – Фонд перспективных исследований, центральное конструкторское бюро морской техники «Рубин», Газпром, Роснефть и Дальневосточное отделение РАН. Большинство проектов уже реализуется. Как отмечалось на недавней международной конференции Института Адама Смита «Шельфовые проекты Российской Арктики», Газпром нефть планирует в 2015-м пробурить две новые разведочные скважины на Долгинском нефтяном месторождении в Печорском море, нефть которого будет более высокого качества, чем с соседнего Приразломного. Долгинское месторождение, открытое в 1999 году, расположено на глубине 35–55 метров. Здесь уже пробурены три разведочные скважины – две Северо-Долгинские и одна Южно-Долгинская. В 2014 году

планировалось пробурить еще одну разведочную скважину – Северо-Долгинскую № 3. По словам экспертов, бурение одной скважины на месторождении оценивается примерно в 230 млн долл. с учетом работы флота и сервисного обеспечения. Поисково-разведочное бурение проводится также на шельфе вблизи Ямала, Таймыра, Новосибирских островов. Основные российские СПГ-мощности планируется разместить в приарктическом регионе. «Сегодня анонсированы и находятся на разной стадии реализации 5 крупномасштабных проектов по СПГ, в числе которых «Балтийский СПГ», «Ямал СПГ», «Печора СПГ», газпромовский проект «Владивосток СПГ» и проект Роснефти на Сахалине. Последние два имеют наибольшие шансы ввиду наличия фактического газа, налаженной инфраструктуры и близости рынков сбыта». В то же время может потребоваться уточнение районов размещения ряда экспортных СПГ-терминалов: для удобства загрузки газозовозов и обеспечения кратчайших расстояний перевозок сырья на переработку и для отгрузки готовой продукции.

Для транспортного обеспечения разработок могут использоваться судостроительные мощности Крыма.

Минпромторг с середины апреля разрабатывает программу их загрузки. Танкеры-газовозы для вывоза СПГ с арктических месторождений уже сегодня можно строить на Керченском судостроительном заводе

«Залив» и других предприятиях полуострова. Пока же в России используются танкеры-газовозы, построенные на иностранных (в основном южнокорейских) верфях.

Представленная на рис. 1 общая схема региона, определяющая формирование нефтегазового кластера в Мурманской области, несколько подробнее излагается в статье о транспортно-коммуникационных особенностях в российской Арктике. Здесь лишь можно указать, что мурманский кластер, как и Санкт-Петербургский арктический кластер, замедлили своё формирование и организационно не оформлены не по причине санкций, на которые часто ссылаются.

В последнее время часто звучат опасения, что затраты на реализацию проекта не оправдают всеобщих ожиданий и что материально и технологически Россия не готова к освоению арктических недр. Юридические понятия территориальной принадлежности шельфа сформулированы и зафиксированы в международном праве, в документах ООН, но ни одно арктическое государство, кроме США, не добывает природные ресурсы в Арктике в значительных объемах. Единственное гигантское нефтяное месторождение – Прадо-Бэй – находится в восточной Арктике, на шельфе Аляски. На российской территории месторождения открыты, но пока не эксплуатируются. Ссылки на наличие минеральных ресурсов в глубоководной части Арктики – чистой воды спекуляция. Никаких ресурсов там нет и быть не может. Хотя на шельфе и континентальном склоне в осадочной толще, конечно, могут обнаружиться нефть и газ. Но с уверенностью утверждать нельзя. Пока существуют лишь некоторые моменты, позволяющие это предполагать. Скорее всего, нефтегазоносным является только кусок континентального склона в Восточно-Сибирском и Чукотском морях. Кроме того, существуют рудные ресурсы, которые выносятся реки. К сожалению, до настоящего времени не определен юридический статус Арктики. Нет ни двусторонних, ни многосторонних соглашений, которые бы регулировали этот вопрос. Вторая проблема –



энергоресурсы (споры за шельфовые участки). Но они могут быть урегулированы только в ходе переговоров. Это вопрос не ученых, а дипломатов, политиков.

Для науки существуют очень актуальные проблемы. Самые животрепещущие: Арктика не закартографирована, кроме того, мы плохо знаем, что находится на ее дне. Ученые могут решить этот вопрос только совместно. Земля – понятие международное. Хотя ученые, всегда были заложниками политики. А политические ошибки и конфликты всегда отражались на науке.

Арктические регионы характеризуются сложными природно-климатическими условиями, которые приводят к тому, что геологическое строение акваторий Северного Ледовитого океана наименее изучено, а его природные ресурсы наименее освоены. В связи с этим проведение геолого-геофизических и других исследований, предваряющих стадию добычи минеральных ресурсов, в данном регионе представляется крайне важным не только для получения региональной информации, но и для научных обобщений в планетарном масштабе.

Успешно занимаясь исследованиями в далеком космическом пространстве, человечество не в состоянии решить многие «земные» проблемы и не может найти ответы на вопросы, от которых зависят его существование и стратегия поведения на Земле, включая Мировой океан. Нет однозначного ответа на вопрос: продолжается ли потепление или уже началось похолодание? Ошибка в ответе на данный вопрос может принести колоссальные материальные и финансовые убытки и даже привести к непоправимым катастрофическим последствиям при освоении арктических ресурсов углеводородов (УВ). Поэтому при создании проектов разработки арктических месторождений нефти и газа необходимо учитывать все сценарии возможных изменений, происходящих на Земле.

Готовы ли страны Арктического региона, и особенно Россия, к широкомасштабному освоению морских месторождений Арктики? Пример проведения программы

геологоразведочных работ (ГРП) 2012 г. одного из мировых технологических лидеров – компании Shell – на арктическом шельфе Аляски показал, что нет. Программа поисково-разведочного бурения Shell провалилась и чуть было не завершилась катастрофой с гибелью буровой установки Kulluk, экстренно оставленной экипажем и выброшенной на мель одного из островов на юге Аляски.

Лицензионные обязательства российских компаний ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть» на шельфе российской Арктики и Дальнего Востока предусматривают ширококомасштабные ГРП, аналогов которых по суммарной площади работ и сложности природно-климатических условий никогда не было.

Основные надежды на реализацию этих планов связываются с международным сотрудничеством, в ходе которого российские компании осваивают современные технологии и технические средства морской геологоразведки и нефтегазодобычи, получившие широкое развитие и применение за рубежом. Для этого подписан ряд соглашений с компаниями ExxonMobil, Total, ENI, Statoil, CNPC и др. В «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» к основным рискам и угрозам страны отнесено «отсутствие российских современных технических средств и технологий для поиска, разведки и освоения морских месторождений УВ в арктических условиях» (ст. 5, 6). Отметим, что в России в ограниченном объеме продолжает производиться морское геофизическое оборудование, объемы и назначение которого могут быть расширены (см. ниже).

Открытия, сделанные в последние 10–20 лет на акваториях России и Мирового океана, показали недостаточную изученность не только глубоких отложений, но и строения дна и процессов, происходящих в верхней части донных отложений.

Буровой флот России, созданный в 1981–1993 гг., в большей степени утерян (распоздан), и восстановиться его в объемах, необходимых для выполнения в

ближайшие годы значительных лицензионных обязательств основных недропользователей (ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть»), крайне сложно. Снижение экологического риска бурения морских скважин требует наличия опытного персонала и многочисленных судов сопровождения – транспортно-буксирных, нефтесборных, пассажирских и другого специального назначения.

Во времена СССР для обеспечения поисково-разведочных работ на шельфе Арктики такой флот был создан на госпредприятии «Арктикоморнефтегазразведка» (ныне ОАО «АМНГР»). В настоящее время флот из 46 судов и хорошо обученные кадры АМНГР (около 5 тыс. человек в 1990 г.) в большей степени утеряны, имеются всего 2 буровые установки («Валентин Шашин» и СПБУ «Мурманская»), работающие на шельфе Вьетнама, а АМНГР с многократно сокращенным персоналом находится в плачевном состоянии. Наблюдаемое ориентирование морской нефтегазовой отрасли на повсеместное привлечение зарубежных компаний приведет к еще большей зависимости России от конъюнктуры мирового нефтегазового рынка, свидетельством чему служит срыв в 2013 г. бурения разведочной скважины ОАО «Газпром нефть шельф» на Долгинском месторождении из-за румынской компании GSP. Бурение предполагалось проводить СПБУ GSP Jupiter, построенной в Румынии в 1987 г. По признанию руководства компании GSP, работа на Долгинском месторождении будет их первым опытом работы в Арктике, что вызывает серьезные опасения. Почему российский шельф Арктики должен быть полигоном для обучения и испытаний зарубежных компаний, в то время как российские буровые компании не имеют здесь достаточного объема работ?

### Углеводородные трубопроводные системы России

Логистические особенности транспортировки углеводородов включают использование танкерного флота и газозовозов, традиционное применение железнодорожного и

автомобильного транспорта. Применительно к формирующимся основным нефтегазовым кластерам Мурманской области, Ненецкого и Ямало-Ненецкого, а также Дальневосточного кластера именно транспортная составляющая занимает большой удельный вес и требует соответствующих инвестиций.

Развитие топливно-энергетического комплекса России во многом определяется работой трубопроводного транспорта. В стране создана разветвленная сеть магистральных нефтепроводов протяженностью более 50 тыс. км. и нефтепродуктопроводов, общая длина которых превышает 18 тыс. км. Тем не менее потребность в новых трубопроводах растёт, поэтому процесс разработки и реализации новых проектов этом направлении не прекращается.

Одним из стратегических трубопроводов, фактически формирующим Азиатско-Тихоокеанский вектор энергетической политики России, является трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан», ВСТО, ВСТО-1, ВСТО-2 – нефтепровод, проходящий от г. Тайшет (Иркутская область) до нефтеналивного порта Козьмино в заливе Находка. Соединяет месторождения Западной и Восточной Сибири с рынками Азии и США. Протяженность – 4740 км. Оператор нефтепровода – государственная компания Транснефть. Сорт нефти, поставляемый на мировой рынок посредством ВСТО, получил название ESPO. 28 декабря 2009 года была запущена первая очередь проекта («ВСТО-1») – трубопровод от Тайшета до Сковородино (Амурская область) длиной 2694 км. Мощность первой очереди ВСТО – 30 млн т в год. В 2012 году сдана вторая очередь «Сковородино – Козьмино». Ещё 15 млн т в год поставляется в Китай по строящемуся ответвлению от Восточного нефтепровода в районе Сковородино.

Планы по строительству трубопроводной системы СССР с выходом на Тихий океан зародились не позднее 1970-х годов XX века. В своей книге «Загадка советской нефти» Маршалл Голдман (Marshall I. Goldman «The Enigma of Soviet

РИС. 2. Схема трассы ВСТО



Petroleum», Allen & Unwin: London, Boston, 1980) приводит карту нефтепроводов СССР, изданную ЦРУ в 1977 году. На ней Восточный нефтепровод обозначен пунктиром как проектируемый. Идея строительства Восточного нефтепровода вновь стала активно прорабатываться с конца XX века.

Первоначально предложение о создании восточного трубопроводного маршрута для экспорта российской нефти исходило от руководства нефтяной компании. В то время, правда, речь шла о строительстве экспортного нефтепровода в Китай. В декабре 1999-го глава НК ЮКОС М. Ходорковский провёл переговоры с Китайской национальной нефтегазовой корпорацией по поводу строительства нефтепровода из России в Китай. 17 июля 2001 г. премьер-министр России М. Касьянов и председатель КНР Цзян Цзэминь подписали соглашение «Об основных принципах разработки технико-экономического обоснования нефтепровода Россия – Китай» (Ангарск – Дацин). За этим последовала длительная борьба между Китаем и Японией как основными потенциальными потребителями российской нефти, каждый из которых пытался пролоббировать наиболее выгодный для себя маршрут. По проекту, разработанному государственной компанией Транснефть, нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» мощностью 80 млн т нефти в год должен был пройти из Тайшета (Иркутская область) севернее озера Байкал через Сковородино (Амурская область)

в тихоокеанскую бухту Козьмина (Приморский край, ранее конечная точка планировалась в бухте Перевозная).

В феврале 2007 г. в меморандуме перед размещением еврооблигаций Транснефть резко подняла ожидаемые затраты на реализацию проекта строительства трубопровода. Затраты на строительство первого этапа (Тайшет – Сковородино) мощностью 30 млн т и морского терминала в бухте Козьмина (Тихий океан) были оценены уже в \$11 млрд (295 млрд руб.).

Ответвление на Китай построено за счёт китайской нефтяной компании CNPC, строительство ответвления протяженностью 1030 км планировалось завершить в 2008 году. Хроника реализации проекта наполнена многими экстравагантными событиями, включающими отрицательные заключения государственной экологической экспертизы, ряд коррупционных скандалов и общественных протестов. Однако после визита президента Путина в Китай в начале 2006 г. и в результате массированного давления на экспертные организации проект вскоре (1 марта 2006 г.) был одобрен. В марте–апреле 2006 года в Иркутске, Томске, Москве, Екатеринбурге и других городах прошли митинги протеста. Жители Хабаровского края и местные организации подали иск в Верховный суд об отмене распоряжения о строительстве ВСТО, но потерпели поражение. 28 декабря 2009 года председатель правительства РФ В. Путин запустил первую очередь ВСТО, дав старт отгрузке нефти в



танкер, направляющийся в Гонконг. Совокупные расходы на строительство первой очереди трубопровода составили 378 млрд руб., и ещё 60 млрд руб. – на строительство порта Козьмино. 27 сентября 2010 года было сообщено о завершении строительства отвода от ВСТО на Китай. В декабре 2012 года сдан в эксплуатацию нефтепровод ВСТО-2. В конце 2009 года газета «Ведомости» писала, что в 2010 году поставки нефти по новому маршруту будут убыточны для Транснефти: сетевой тариф на транспорт нефти по ВСТО утверждён в размере 1598 рублей за 1 тонну, а себестоимость транспортировки нефти, по словам президента АК «Транснефть» Н. Токарева, – \$130 за 1 т. Во втором полугодии 2010 года тариф на транспортировку увеличен до 1651–1815 рублей за 1 тонну. За 2010 год группа ТНК-ВР прокачала по ВСТО 2,4 млн тонн нефти. Порт Козьмино перевалил 15,3 млн тонн сырой нефти. Большинство танкеров, которые перевозили нефть, доставленную по ВСТО, относилось к типу Афрамаск. По мнению экспертов Ллойда, полноценное введение в строй нефтепровода приведёт к росту рынка Афрамасков, которые могут принимать все порты назначения. По данным на конец 2011 года, объем поставок нефти по ВСТО составляет около 300 тысяч баррелей в сутки.

20 января 2010 г. в 30 км от города Ленска из-за прорыва трубы во время планового ремонта произошла утечка 450 м³ нефти, которые вылились на грунт. Площадь загрязнения составила 20 тысяч квадратных метров. Утечка нефти была обнаружена 20 января при патрулировании трубопровода, после чего на территории Ленского района был введён режим чрезвычайной ситуации. В ликвидации аварии принимало участие 196 человек и 40 единиц техники, к утру 21 января работы были закончены. К 25 января было собрано около 150 м нефтепродуктов, очищено более двух тысяч квадратных метров загрязненной территории.

Стоимость транспортировки нефти по ВСТО в 3,5 раза превысила стоимость прокачки по Балтийской трубопроводной системе. Значимым событием конца 2012 года стал запуск в эксплуатацию

второй очереди трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО-2). Создание маршрута ВСТО-2 пропускной способностью 30 млн твг завершено на год раньше срока и обошлось без громких скандалов, сопровождавших строительство первой очереди системы. Об этом передает ДВ-РОСС.

Тем не менее, о конкурентоспособности нового маршрута пока говорить не приходится. Стоимость транспортировки по нему в среднем в 3,5 раза превышает стоимость прокачки по БТС (Балтийская трубопроводная система) и БТС-2. При этом часть объемов Транснефть по-прежнему будет возить к Тихому океану по железной дороге. Таким образом, одна из главных задач ВСТО-2 – снижение расходов нефтяников за счет отказа от железнодорожной составляющей – остается нерешенной, пишет «Золотой рог». Перспективы новой трубы осложняются и проблемами с загрузкой. Поставки в нее с новых месторождений ЯНАО, севера Красноярского края и Эвенкии начнутся в лучшем случае через три-четыре года. До тех пор ВСТО-2 в значительной степени будет заполняться нефтью традиционных промыслов Западной Сибири, что вряд ли выгодно здешним недропользователям. Весьма показательным, что в 2013 году трубопровод «Сковородино – Козьмино» был заполнен лишь на 60%.

Строительство ВСТО-2 началось 14 января 2010 года, когда в районе станции Ин Еврейской АО были сварены первые 180 м линейной части. Это произошло спустя две недели после ввода в эксплуатацию нефтепровода ВСТО-1 и отгрузки в порту Козьмино под Находкой первого танкера с российской нефтью. Для реализации проекта Транснефтью были учреждены дочерние компании «Дальневосточная строительная дирекция» (заказчик-застройщик) и «Дальневосточные магистральные нефтепроводы» (инвестор строительства, в дальнейшем – эксплуатирующая организация).

Наряду с еще одной «дочкой» Транснефти, Транснефтьстроем, строительством трубы занимались Стройтрансгаз, Стройновация,

Межрегионгазстрой и Стройгазконсалтинг, выбранные по итогам тендера. По данным Транснефти, благодаря тому, что подрядные организации предоставили дополнительные скидки, компания в результате тендеров смогла сэкономить более 1 млрд рублей. Ранее глава трубопроводной монополии Николай Токарев обещал, что генподрядчиков будет немного и они полностью, «под ключ», выполнят все работы.

Подчеркнутое внимание к отбору строительных организаций не случайно: напомним, проблемы с генподрядчиками были названы главной причиной, по которой ввод первой очереди ВСТО был отложен на год. Инвестиции в ВСТО-2 Транснефть оценивала в 323 млрд рублей (стоимость первой очереди составила 381 млрд). Строительство было решено вести за счет кредита на \$10 млрд, выданного Транснефти Банком развития Китая под долгосрочные поставки нефти по трубе «Сковородино – Дацин».

Теоретически запуск ВСТО-2 позволит уже на первом этапе вдвое нарастить объем экспортных поставок к Тихоокеанскому побережью. Тем не менее в 2013 году через Козьмино планировалось отгрузить лишь 21 млн тонн нефти, из которых три млн тонн привезти в этот порт по железной дороге. Таким образом, в этом году новый трубопровод мощностью 30 млн твг будет заполнен лишь на 60%, общий же объем поставок в Козьмино по сравнению с уровнем 2012-го возрастет менее чем на шесть млн тонн. Перспективы полной загрузки нового маршрута пока не слишком определенны. Надежды возлагаются на Ванкор, который в будущем году должен выйти на проектную мощность в 25 млн твг (в 2012-м на месторождении планируется добыть 18 млн тонн). Ранее Николай Токарев говорил, что только с Ванкора в ВСТО в 2014 году будет поставлено 20–21 млн тонн, а в 2017-м – до 25 млн. Впрочем, эти расчеты могут не вполне соответствовать планам Роснефти, которая вряд ли заинтересована в экспорте через Козьмино всех ванкорских объемов (отметим, что в 2010 году в западном направлении с Ванкора было поставлено

РИС. 3. Схема маршрута МГП «Сила Сибири»



5,4 млн тонн, по ВСТО – 6,9 млн тонн). По планам правительства, ключевую роль в загрузке второй очереди Восточной трубы должны играть новые месторождения ЯНАО и севера Красноярского края (прежде всего, Мессояжские, где к 2024 году планируется добывать до 18,4 млн твг), а также Юрубчено-Тохомской зоны. Однако трубопроводная инфраструктура для поставок из этих регионов будет полностью построена не ранее 2016–2017 годов.

В ближайшие же годы заполнять ВСТО-2 придется в значительной степени нефтью месторождений ХМАО и Томской области. Думается, однако, что такая перспектива не слишком выгодна здешним недропользователям, поскольку на такие поставки не будут распространяться льготы по экспортным пошлинам. Одна из главных задач создания ВСТО-2 – улучшение экономики восточного направления нефтеэкспорта за счет отказа от затратной железнодорожной транспортировки – также остается нерешенной. Дело в том, что после запуска новой трубы перевозки колесной нефти в Козьмино продолжатся и, по сообщению Транснефти, составили в 2013 году три млн тонн. Перевозками, как и раньше, будет заниматься Востокнефтьтранс. Эта компания сохранит собственный парк, насчитывающий 999 цистерн, отказавшись от аренды еще 2193 цистерн. Управлять парком будет Транснефть-Логистика.

Востокнефтьтранс был создан Транснефтью и Уралвагонзаводом (УВЗ) для перевозок нефти по маршруту Сковородино – Козьмино в рамках проекта ВСТО-1. Предполагалось, что с созданием ВСТО-2 Востокнефтьтранс прекратит свое существование. В прошлом году Транснефть намеревалась консолидировать 100% компании для ее дальнейшей продажи, однако условия сделки поначалу вызвали возражения УВЗ. Весной прошлого года ФАС разрешила Транснефти приобрести 49% Востокнефтьтранса, что позволяет сделать вывод, что бывшие партнеры по СП в итоге пришли к консенсусу. Но сделка так и не была совершена. Думается, решение сохранить жизнь железнодорожному перевозчику было вынужденным. Можно предположить, что Транснефть столкнулась с трудностями при попытке продать этот актив из-за профицита на рынке цистерн, вызванного уходом нефтегрузов с железной дороги в трубу. Кроме того, продолжить железнодорожные перевозки, видимо, было решено не без влияния РЖД, не желающих полностью лишиться предназначенных для Козьмино нефтегрузов.

Между тем очевидно, что содержать непрофильный бизнес для транспортировки незначительных объемов сырья Транснефти обременительно. Ее расчеты на то, что в

дальнейшем Востокнефтьтранс сможет зарабатывать, в частности, на поставках сырья (прямого бензина) для Восточной нефтехимической компании Роснефти, вызывают сомнения. Хотя бы тем, что новое производство по текущим планам должно заработать только в 2017 году. Главными же пострадавшими, как обычно, окажутся нефтяные компании. В конце сентября ФСТ приняла решение проиндексировать транспортные тарифы Транснефти в среднем на 5,5%. При этом «тариф на услуги по комплексной транспортировке нефти в Козьмино, сетевой тариф на услуги по транспортировке нефти трубопроводным транспортом в КНР и до Козьмино (новый, после пуска ВСТО-2)» установлен в размере 2081 рубль за тонну (рост 10,2%). В направлении портов Приморск и Усть-Луга тариф составит соответственно 553,5 рубля и 642,36 рубля за тонну. Ранее сообщалось, что тарифы должны повыситься уже с 1 октября.

Обращают на себя внимание два момента. Во-первых, тарифы на ВСТО-2 будут в среднем в 3,5 раза выше тарифов на БТС и БТС-2. Во-вторых, стоимость прокачки от Тайшета до Козьмино и комбинированной транспортировки (труба «Тайшет – Сковородино» плюс железная дорога) будет одинаковой. Очевидно, что последнее решение принято для того, чтобы



цистерны Востокнефтетранса могли на равных конкурировать с трубопроводным маршрутом. С точки зрения здравого смысла это решение выглядит просто абсурдным, поскольку, вопреки ожиданиям, ввод ВСТО-2 не приведет к снижению транспортных расходов грузоотправителей. Напротив – их расходы возрастут, причем этот рост почти вдвое превысит средний по системе Транснефти. Понятно, что трубопроводной монополии надо компенсировать затраты на создание нового маршрута (хотя, как отмечалось выше, это строительство велось в значительной степени за счет китайского кредита). Интересы тех, для кого, собственно, строилась труба, оказались в этой ситуации на втором плане. Еще одна малоприятная новость для грузоотправителей, связанная с запуском ВСТО-2, – повышение общей стоимости железнодорожной транспортировки. Как сообщил на II Балтийской нефтегазовой торгово-транспортной конференции руководитель отдела исследований грузовых перевозок ИПЕМ Игорь Куротченко, снижение нефтеперевозок к Тихому океану и «потеря (железнодорожниками) чистой прибыли приведут к необходимости большей индексации тарифов ОАО «РЖД», чем это предусмотрено инвестпрограммой компании». Резюмируя вышесказанное, отметим, что, несмотря на более высокую по сравнению с Urals цену поставляемой в Козьмино нефти ESPO, пока о ВСТО-2 вряд ли можно

говорить как о конкурентном маршруте, способном стать реальной альтернативой традиционным направлениям экспорта. Показательно, что труба «Сковородино – Козьмино» в будущем году останется на 40% незаполненной. Можно предположить, что при дефиците экономических стимулов для привлечения нефтяников на новый маршрут государство задействует административные рычаги. Впрочем, главную геополитическую задачу – продемонстрировать, в том числе Европе, укрепление восточного вектора экспорта углеводородов – можно считать выполненной.

Предполагается, что запуск ВСТО-2 позволит увеличить долю российской нефти на рынке АТР с 3,8% до 5,5%, а в перспективе довести ее до 8%.

### Газопроводная система «Сила Сибири»

Газопровод Газпрома, проектируемый в Восточной Сибири для поставок природного газа из Якутии в Приморский край и страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Расположение трубопровода планируется параллельно нефтепроводу ВСТО.

Рабочим названием газопровода было «Якутия – Хабаровск – Владивосток». 27 декабря 2012 года на заседании Госсовета Владимир Путин, основываясь на итогах конкурса названий, проведенного Газпромом, предложил новое название газопровода – «Сила Сибири». В то время стоимость газопровода

от Чаяндинского месторождения в Якутии до Владивостока оценивалась в более чем 1 трлн рублей, а закончить его планировалось к 2017 году. Частично трубопровод будет проходить внутри интегрированного коридора вместе со второй частью нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан». Вместе эти трубопроводы будут наполнять проектируемую станцию по производству сжиженного природного газа, которая будет производить СПГ для экспорта в Японию и поставлять сырьё для проектируемого нефтехимического комплекса в Приморском крае. В мае 2014 года проекту был дан новый импульс в связи с подписанием 30-летнего контракта на поставку газа в Китай между Газпромом и CNPC. Согласно контракту, в год должно поставляться 38 млрд кубометров газа. Также газопровод планируется соединить с Ковыктинским месторождением. Общая сумма контракта составляет 400 млрд долларов. При этом, как сообщалось, Газпром планировал получить от CNPC предоплату на строительство газопровода «Сила Сибири» в объеме 25 млрд долларов, что оказалось впоследствии мнимым.

Планируется, что разработка Чаяндинского месторождения начнется в 2015 году, а добыча газа – в 2018 году, поэтому к концу 2017 года планируется открыть первый участок ГТС «Сила Сибири» до Благовещенска. Комиссия по развитию топливно-энергетического комплекса при президенте России рассмотрит вопрос о создании консорциума компаний нефтегазового сектора для строительства трубопроводов Восточной газовой программы. В связи с этим в строительстве трубопровода «Сила Сибири» возможно участие компании Роснефть.

15 февраля 2011 года появились сообщения о том, что звенки Тянского наслег Якутии направили письмо президенту России с просьбой пересмотреть планируемый маршрут трубопровода. В письме говорится о том, что строительство трубопровода может оказать отрицательное влияние на традиционный уклад жизни местных звенков. «В этом случае больше всего пострадают мы – звенки, одни из коренных малочисленных народов Севера, испокон веков проживающие на данных территориях, по которым может пройти газопровод. Конечно, мы не против прогресса, развития экономики, но при этом мы оказываемся пострадавшей стороной: у нас изымаются оленье пастбища, охотничьи угодья, загрязняются реки и уходит рыба, то есть наш традиционный уклад жизни – оленеводство, охотпромысел, рыболовство оказываются под ударом».

Пока Европа старательно делала вид, что запросо проживет без российской нефти и газа, Россия и Китай заключили крупный контракт на строительство газопровода и поставку газа в КНР в течение 30 лет. Объемы поставок составят 38 млрд куб. м в год. Газ пойдет в Китай по Восточно-Сибирскому маршруту, через газопровод «Сила Сибири». Общая сумма контракта составляет около 400 млрд долл. По имеющимся данным, цена этих поставок почти на 40% ниже, чем на ввозимый в КНР из ряда стран сжиженный природный газ. Российское газовое сырье будет поставляться с Чаяндинского (на юге Якутии) и, возможно, с Ковыктинского (Иркутская область) месторождений. Общий объем инвестиций в освоение первого месторождения и строительство ответвления в КНР от трубопровода «Сила Сибири» составит 77 млрд долл, из которых 20 млрд должно было быть предоставлено китайской стороной. Поставки из России покроют минимум 60% среднегодового спроса КНР на природный газ.

По мнению директора консалтингового агентства Energy Comment (Германия) Ш. Букольда, «благодаря этому контракту, в долгосрочной перспективе цены на СПГ будут расти медленнее,

чем это прогнозировалось ранее. И Китай будет меньше нуждаться в газе».

Но российско-китайское сотрудничество в сфере энергетики не ограничивается поставками нефти и природного газа в Китай. Стороны подготовили и реализуют ряд совместных энергопроектов на территориях обеих стран, причем эти проекты нацелены на рост энергоэффективности и, соответственно, сокращение потерь как энергосырья, так и готовой энергетической продукции. В Китае, ввиду дефицита многих видов энергосырья уделяется особое внимание энергоэффективности и развитию ресурсосберегающих технологий. И с 1990-х годов КНР увеличивает экспорт природо- и ресурсосберегающих технологий, как и инвестиций в эту сферу, во многие страны, в том числе в Россию. Яркий пример тому – строительство Хуадянь-Тенинской ПГУ-ТЭЦ 450 МВт в Ярославле, которое ведут ТГК-2 совместно с китайской корпорацией Хуадянь при активной поддержке МИДа и Минэкономразвития РФ. Этот проект является первым опытом развития электрогенерации в России на основе современных газотехнологических технологий с привлечением прямых инвестиций из Китая.

Ориентировочная стоимость проекта составляет около 570 млн долл. По некоторым оценкам, инвестиции КНР в тепло- и электроэнергетику РФ вскоре могут превысить 1,1 млрд долларов.

Так сложилось, что в РФ и КНР основную часть электро- и теплоэнергии производят теплоэлектростанции, но большинство из них имеют высокую ресурсозатратность и вдобавок они вовсе не «благоприятны» к окружающей среде. Потому в числе приоритетов в развитии национальных энергосистем – разработка и применение высокопродуктивных, ресурсоэкономичных и экологически менее вредных технологий, включая парогазовые (ПГУ) и технически смежные установки. Как сообщили «РГ» в ТГК-2, «уже на стадии строительства Хуадянь-

Тенинская ТЭЦ послужила мощным импульсом для развития энергосистемы всего Ярославского региона. Если точнее, – для того, чтобы мощности новой ТЭЦ «выдать» в единую электросеть, будут модернизированы электроподстанции, реконструированы действующие линии электропередачи». Еще один положительный аспект, по данным ТГК-2, «это – обеспечение местных компаний заказами. На разных этапах строительства станции многие ярославские предприятия получают крупные контракты. Так, металлоконструкции для корпусов станции поставляет Ярославский завод металлоконструкций. В целом, основное оснащение станции – российского производства». В частности, газотурбинные установки ГТЭ-160 МВт производят Силовые машины (Питер); паровые котлы-утилизаторы – ИК ЗИОМАР (Подольск). Расходы на уже закупленное российское оборудование и материалы превысили 5 млрд рублей». «Ввод же в эксплуатацию Хуадянь-Тенинской ПГУ-ТЭЦ позволит решить проблему энергодефицита в Ярославле и повысить надежность энергоснабжения местных потребителей.

Именно совпадение стратегических интересов двух стран по многим проблемам мировой экономики в значительной степени стало определяющим фактором развития отношений России и Китая. Обе страны заинтересованы в формировании прочного энергетического фундамента для долгосрочного стратегического партнерства, и наглядный тому пример – строительство в Ярославле современной ТЭЦ совместно с китайской корпорацией Хуадянь. Причем, впервые для строительства новых генерирующих и электросетевых объектов привлечены прямые инвестиции китайских финансовых и энергетических компаний. Это «выводит на качественно новый уровень взаимовыгодное сотрудничество между нашими странами в энергетике».

Планируемые транспортные коридоры через Якутию и Магаданскую область позволят





создать новый выход в Тихоокеанский бассейн для российского экспорта. По словам главы Якутии Егора Борисова, комплексное освоение энергетических и других ресурсов включено в несколько федеральных и региональных целевых программ. Их реализация укрепит позиции РФ в энергетике и в 2021 гг. Освоение этих ресурсов запланировано также и в Магаданской области в 2015–2021 годах. В ближайшие 4–6 лет также запланировано окончание строительства таких объектов, как бамовская ветка на Якутск (около 300 км), мост через Лену (вблизи Якутска) и расширение речного порта в Якутске требуются для освоения Чаянды, развития металлургии в Нерюнгри и для большинства других промышленных проектов в Якутии. Эти коридоры, как считает глава республики, «сформируют мощный логистический кластер для всего региона».

Кроме того, планируется реализовать проект железной дороги «Якутск – порт Магадан» (более 500 км). По поводу перспектив этого проекта замминистра дорожного хозяйства, транспорта и связи Магаданской области Максим Марков заявил, что с 2016 года должны быть начаты работы по строительству железной дороги «Якутск – Мома – Магадан». Как и прежде, новые транспортные артерии в буквальном смысле ведут за собой другие отрасли в осваиваемых регионах. Впрочем, Якутско-Магаданский коридор повысит также транзитную конкурентоспособность транспортной системы РФ. Проекты по развитию транспортной инфраструктуры перестают быть сугубо национальными.

После того, как стало известно о том, что Газпром не получит от CNPC аванс по газовому контракту, руководитель Газпрома А. Миллер заявил: «У нас нет больше необходимости согласовывать получение аванса (на строительство «Силы Сибири») для снижения цены контракта, поэтому вопрос о получении аванса сейчас больше не стоит. Аванс и авансовый платеж у нас был как элемент переговоров о цене, но с учетом того, что

мы достигли окончательной договоренности о цене, мы не рассматриваем больше аванс как инструмент для дальнейшего снижения цены». Что касается участия китайской стороны в финансировании проектов, то на этапе строительства возможно привлечение кредитных ресурсов от Китая, речь идет именно о кредитах, подчеркнул Миллер. Но пока конкретные переговоры по кредитам не ведутся, об условиях говорить рано, продолжал он. При этом, отвечая на вопрос «Ведомостей», сможет ли Газпром справиться без китайского финансирования для строительства «Силы Сибири», Миллер заверил, что компания обладает всеми возможностями профинансировать проект самостоятельно.

Газовый контракт с CNPC Газпром подписал на Международном экономическом форуме в Санкт-Петербурге. Срок договора – 30 лет, ежегодные поставки – 38 млрд куб. м, общая цена контракта – \$400 млрд. Все это время обсуждалась возможность предоставления Газпрому аванса на строительство трубопровода «Сила Сибири». Строительство оценивается в 770 млрд руб., весь проект вместе с разработкой Чаяндынского месторождения, сырьевой базы поставок, стоит \$55 млрд. Также Газпром подписал меморандум с CNPC по западному маршруту через Алтай.

В документе определены основные условия поставок газа в Китай. В первую очередь это объемы – 30 млрд куб. м в год – и срок будущего контракта – 30 лет. Определены сроки строительства газопровода, они такие же, как по Восточному маршруту, т.е. 4+2 года, и определены рамки наращивания поставок до 30 млрд куб. м – до шести лет. Документ может быть подписан до конца 2015 г. Отвечая на вопрос, какие потребуются инвестиции, А. Миллер сказал: «Давайте подпишем контракт, мы двигаемся от рынка – сначала газ надо продать, а потом непосредственно создать необходимые мощности».

На шестом саммите БРИКС индийская делегация предложила продлить газопровод из России в Китай до границы с Индией. С одной стороны, этот амбициозный проект слишком дорогой,

обойдется всем: России придется изыскать серьезные ресурсы на его строительство, а Индия вынуждена будет покупать газ совсем не по той цене, на которую сегодня рассчитывает: 380 долларов за тысячу кубометров. Такую цену заплатит России за газ Китай, договор о котором был подписан между «Газпромом» и китайской компанией CNPC в мае этого года. А цена топлива из газопровода, который протянется за пределы китайской границы, будет возрастать.

С другой стороны, партнерство с Индией для России не менее перспективно, чем с Китаем: она – четвертый в мире поставщик газа, но импортируемого «голубого топлива» стране все равно не хватает.

Аналитики считают, что в ближайшие 20 лет потребление газа в Индии вырастет вдвое, а значит, у России будет надежный покупатель природного сырья. Однако вопрос, стоит ли сибирский газопровод тянуть до границы Индии, пока открыт.

Этот газопровод может стать самым длинным в мире. А пока запланированная длина строящегося газопровода «Сила Сибири» от Чаяндынского месторождения через Хабаровск до Владивостока и границы с Китаем составляет 3200 км. Это первая очередь газопровода. Вторая (еще 800 км) протянется от Иркутского (Ковыктинского) месторождения и состыкуется с трубой у Чаяндынского месторождения. Его запасы составляют 79,1 млн тонн нефти и конденсата. Сейчас на Чаяндынском месторождении продолжаются геологоразведочные работы. Более половины запасов газа уже разведано, а полностью изучение месторождения планируют завершить в 2015 году. Планируемый уровень добычи газа на Чаяндынском месторождении составит 25 млрд кубометров в год.

Многие сейчас задаются вопросом: во сколько России обойдется этот проект? По версии Газпрома, предварительная оценка предполагаемых инвестиций в обустройство Чаяндынского месторождения и создание газопровода составляет 430 и 770 млрд рублей,

AFIDEVELOPMENT

ЦЕННОСТИ  
ВНЕ ВРЕМЕНИ



РЕЗИДЕНЦИИ  
АРХИТЕКТОРОВ

Концептуальный квартал  
премиум-класса в ЦАО

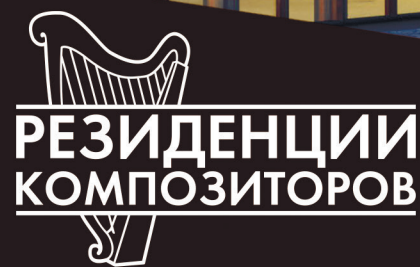
495 104 28 03  
afi.moscow



БРИЛЛИАНТЫ  
ПРИ ПОКУПКЕ  
КВАРТИРЫ\*

\*АКЦИЯ ДЕЙСТВУЕТ С 01.11.2017 ПО 31.12.2017 ЗАСТРОЙЩИКИ ЗАО "МТОК" ОГРН 1027739208474. УСЛОВИЯ АКЦИИ И ПРОЕКТНЫЕ ДЕКЛАРАЦИИ НА САЙТЕ AFIPROSTVOVA.RU ПЕРЕЧЕНЬ КВАРТИР ОГРАНИЧЕН. НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ОФЕРТОЙ. ИЗОБРАЖЕНИЕ БРИЛЛИАНТОВ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИМЕРОМ И МОЖЕТ НЕ СООТВЕТСТВОВАТЬ РЕАЛЬНОМУ ИЗДЕЛИЮ.





Атмосферный квартал  
бизнес-класса на Москве-реке

495 104 28 03  
afi.moscow



## БРИЛЛИАНТЫ ПРИ ПОКУПКЕ КВАРТИРЫ\*

\*АКЦИЯ ДЕЙСТВУЕТ С 01.11.2017 ПО 31.12.2017 ЗАСТРОЙЩИКИ ОАО «МКПК» ОГРН 1037700018180. УСЛОВИЯ АКЦИИ И ПРОЕКТНЫЕ ДЕКЛАРАЦИИ НА САЙТЕ AFI-RESIDENCE.RU ПЕРЕЧЕНЬ КВАРТИР ОГРАНИЧЕН. НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ОФЕРТОЙ. ИЗОБРАЖЕНИЕ БРИЛЛИАНТОВ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИМЕРОМ И МОЖЕТ НЕ СООТВЕТСТВОВАТЬ РЕАЛЬНОМУ ИЗДЕЛИЮ.

соответственно. Увеличивают затраты и суровые условия работы: якутские морозы иногда достигают -60 градусов, а летом нередко бывает жара до +40. Кроме того, газовая трасса будет пролегать через заболоченные, горные и сейсмоактивные участки. Разработка месторождения и строительство газопровода повлияет и на социально-экономическое развитие «хозяйки» Чаяндинского месторождения – Якутии.

«Строительство трубопровода «Сила Сибири» позволит наконец-то газифицировать населенные пункты на юге Якутии», – утверждает спикер Госсовета (Ил Тумэн) Якутии. – Газ Чаяндинского месторождения содержит значительные объемы гелия. А это значит, что появятся заводы по производству гелия и газохимии. Сейчас много говорят, что Азиатско-Тихоокеанский регион – зона естественных национальных интересов нашей страны.

России нужно включаться в интеграционные связи не только с Китаем, но и с Японией, Южной Кореей, Австралией, южноамериканскими государствами.

Сейчас обсуждается несколько вариантов поставок газа в Индию. Один из них – продлить трубу из Китая до Индии, второй – построить трубопровод через Туркмению, Афганистан и Пакистан, но он наименее вероятен из-за постоянной войны в Афганистане и очень непростых отношений между Индией и Пакистаном. Самый безопасный, а поэтому и наиболее вероятный вариант – поставки сжиженного газа морским путем. Газ будет сжижаться во Владивостоке, а затем перевозиться в Индию и в другие страны АТР.

### Выводы

Для континентального шельфа РФ риски освоения нефтегазовых месторождений и транспортировки углеводородного сырья существенно выше, чем в других регионах. Это определяется:

- сложными природно-климатическими условиями;
- необходимостью применения уникальных технологий и оборудования;

- недостаточным уровнем развития инфраструктуры;
- несовершенством нормативной базы;
- особенной схемой перевозок нефти (большое число грузовых операций).

Процесс разработки месторождений сопровождается большим количеством выбросов в атмосферу и сбросов в морскую среду, что значительно повышает экологические риски в условиях Арктики.

Нефтегазовая деятельность является одним из основных источников «парниковых» газов, образующихся при сжигании ископаемого топлива и определяющих процесс изменения климата.

При длительной эксплуатации месторождения и интенсивном истощении пород повышается сейсмоопасность прилегающих территорий и возможно обрушение верхнего слоя.

Чем старше месторождение, тем большее количество сопутствующей (нефтепродуктовой) воды и образующихся остатков породы с высоким содержанием нефтепродуктов и химикатов в них образуется. В настоящее время не существует совершенной системы очистки воды и масс породы.

Интенсивная нагрузка магистральных трубопроводов привела к тому, что их основная часть сильно изношена и требует значительной реконструкции. Динамика аварийности на трубопроводах с каждым годом увеличивается, что повышает возможность экологической катастрофы.

Транспортировка нефти танкерами, как показывает статистика, имеет тот же уровень опасности, что и перекачка ее по подводным трубопроводам. Основные проблемы с нарушением безопасности и разливы происходят при выполнении погрузочно-разгрузочных и бункеровочных операций у терминалов.

Аварии, возникающие при транспортировке углеводородного сырья в железнодорожных цистернах, могут привести к крупнейшим пожарам, нарушениям экосистем,

вымиранию живых организмов и заражению питьевой воды, а также возможным человеческим жертвам.

Анализ состояния геологической среды Печорского, Баренцева и Белого морей показывает превышение допустимых норм содержания нефтепродуктов в придонной воде и донных осадках.

Углеводородные ресурсы АЗРФ имеют важное значение для внутреннего и внешнего рынка и фактически являются стратегическим инструментом реализации внутренней и внешней политики России.

Углеводородные ресурсы шельфовой зоны арктической России на данный момент не являются приемлемыми к разработке, это дело времени после 2030 года.

Рентабельность разработки арктических ресурсов на настоящее время невысока, стоимость существенно превышает среднемировые цены и является в связи с этим проблематичным.

Основным направлением освоения углеводородных ресурсов является континентальная часть шельфа или, в крайнем случае, шельфовые разработки с наклонным бурением, например, Сахалинские или Юрхаровские.

Важнейшим направлением является повышение эффективности использования существующих скважин, предполагающее инновационные разработки и инвестиции.

В нефтегазовых кластерах важным направлением является транспортно-коммуникационная составляющая, например, в Мурманском кластере – развитие железнодорожного обеспечения, Ненецком – строительство глубоководного порта в Индиге (Амдерме) и его транспортного обеспечения на основе реализации инвестиционных проектов «Белкомур», Ямало-Ненецком – «Северного широтного хода».

Важными коммуникационными системами являются нефтепроводы ВСТО-1, ВСТО-2, газопровод «Сила Сибири» с обеспечением их безаварийной эксплуатации в регионах с повышенной сейсмической активностью. ●

KEYWORDS: Arctic, oil and gas, Bazhenov shale, shale gas, pipeline system.



# ТОПЛИВО ДЛЯ АРКТИКИ

## РОССИЙСКОЕ СУДОВОЕ ТОПЛИВО С УЛУЧШЕННЫМИ ЭКОЛОГИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

Анастасия Никитина



ГАЗПРОМНЕФТЬ МАРИН БУНКЕР В 2017 Г. НАЧАЛА РЕАЛИЗАЦИЮ НОВОГО РОССИЙСКОГО СУДОВОГО ТОПЛИВА С УЛУЧШЕННЫМИ ЭКОЛОГИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ. КАКОВЫ ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НОВОЙ МАРКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ, ШИРОК ЛИ ПОТЕНЦИАЛ РЫНКА И ГДЕ ДЕЙСТВУЮТ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ В СУДОВЫХ ТОПЛИВАХ?

*IN 2017 GAZPROMNEFT MARINE BUNKER STARTED SALES OF NEW RUSSIAN MARINE FUEL WITH IMPROVED ENVIRONMENTAL PERFORMANCE. WHAT ARE THE MAIN PARAMETERS OF THE NEW BRAND OF PETROLEUM PRODUCTS, DOES IT SHOW A LARGE MARKET POTENTIAL AND WHERE ENVIRONMENTAL RESTRICTIONS ARE APPLIED TO MARINE FUELS?*

Ключевые слова: *судовое топливо, Газпромнефть Марин Бункер, маловязкое судовое топливо, низкое содержание серы, присадки.*

Арктика – один из наиболее богатых углеводородами регионов. Но, помимо ценного сырья, через воды арктических морей лежит наиболее короткий путь из Европы в Америку, а также возможность доставлять нефть и газ от северных месторождений на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона. Так, российские компании планируют реализовать СПГ с месторождений Ямала в Китай именно по Северному морскому пути.

Такая активность в водах самого экологически чувствительного региона накладывает на работающие в Арктике добывающие и транспортные компании обязательства по жесткому соблюдению установленных экологических норм, которые в первую очередь относятся к качеству топлива.

Газпромнефть Марин Бункер организует круглогодичные поставки судовых топлив и масел для морского и речного транспорта. Компания, основанная в 2007 г. и являющаяся сегодня лидером бункерного рынка России, представлена во всех основных морских портах нашей страны, в т.ч. в Находке, Владивостоке, Восточном, Посьете, о. Сахалин, Балтийске, Мурманске, Архангельске и др.

В первом полугодии 2017 г. Газпромнефть Марин Бункер в морских портах, расположенных на Северо-Западе России, реализовала 516,8 тыс. тонн судового топлива (рост на 16% по сравнению с аналогичным периодом 2016 г.).

Необходимо отметить, что позитивная динамика, в том числе, обеспечена активным развитием Северного морского пути, а также увеличением показателей реализации ультранизкосернистого топлива в балтийских портах присутствия компании (Санкт-Петербурге, Усть-Луге и Приморске), где действуют экологические ограничения по количеству серы в судовых топливах (72,4 тыс. тонн – рост на 24% по сравнению с первым полугодием 2016 г.).

Успешная многолетняя деятельность Газпромнефть Марин Бункер показала, что компания гарантирует соответствие

нефтепродуктов международным стандартам ISO, а также строгое соблюдение технологических требований процедуры бункеровки, отбора проб.

В настоящий момент в судоходстве применяется единый международный стандарт ISO 8217, который определяет качественный состав судовых топлив. Бункерное топливо, поставляемое компанией Газпромнефть Марин Бункер, полностью соответствует данному стандарту.

Компания осуществляет поставки судовых топлив с НПЗ Газпром нефти – Омского, Московского, а также с нефтеперерабатывающего завода в Сербии (для охвата рынка Румынии).

С 2015 г. компания ввела на рынок Северо-Западного региона топливо марки RMD-80 0,1%, полностью соответствующее экологическим требованиям. В этой связи особенно важно отметить начало реализации компанией в 2017 г. нового российского судового топлива с улучшенными экологическими характеристиками, которое теперь производит Омский НПЗ.

Маловязкое судовое топливо (СМТ) до настоящего времени отличалось от, например, дизельного, меньшим значением цетанового числа и высоким процентным содержанием серы, которое, как известно, влечет за собой низкую экологичность выхлопа.

### ФАКТЫ

72,4

тыс. тонн ультранизкосернистого топлива реализовано в балтийских портах компанией Газпромнефть Марин Бункер в 1-м полугодии 2017 г.

0,1 %

содержание серы в маловязком топливе Омского НПЗ для судовых установок TCU-80

2015 г.

вступили в силу дополнения к конвенции MARPOL, регламентирующие количество серы в судовом топливе судов, проходящих в зонах SECA



ТСУ-80 Омского НПЗ – маловязкое топливо для судовых установок с минимальным содержанием серы не более 1000 ppm (не более 0,1%) – подходит для применения в зонах контроля выбросов (SECA – Sulphur Emission Control Area – особые зоны мореплавания, куда входят Балтийское море, Северное море и пролив Ла-Манш, где суда должны переключаться на топливо с низким содержанием серы), определенных международной конвенцией по предотвращению загрязнений судами MARPOL (Международная конвенция по предупреждению загрязнения акваторий судами).

Напомним, что дополнения к основной конвенции, в которых регламентировано количество серы в судовом топливе, используемом на судах, маршруты которых проходят в зонах SECA, вступили в силу в начале 2015 г.

Новое топливо Омского НПЗ соответствует всем требованиям. Более того, оно также получило сертификат соответствия требованиям технического регламента Евразийского экономического сообщества (ЕврАзЭС).

Напомним, что процентное содержание серы в топливе имеет очень важное значение. Высокое ее содержание влечет за собой снижение экологичности, а низкое – снижает смазывающие характеристики (необходимо использование присадок).

Специалисты Омского НПЗ нашли решение этой проблемы еще в 2016 г. Именно тогда была разработана технология производства малосернистого судового топлива из гидроочищенного вакуумного газойля каталитического крекинга. В рецептуру новой марки включена присадка, снижающая температуру текучести и препятствующая оседанию в судовом топливе парафинов.

Возможность производить новое судовое топливо появилась благодаря проекту реконструкции объектов товарного производства, реализованному в рамках масштабной программы модернизации Омского НПЗ. Так, в ходе реконструкции было смонтировано более трех километров трубопровода от комплекса глубокой переработки мазута КТ-1/1 (реконструкция которого была завершена в декабре 2015 г.) до насосной станции, а также модернизирована железнодорожная эстакада налива. Инвестиции в проект – 200 млн руб.

Еще до конца 2017 г. ОНПЗ планирует отгрузить до 50 тыс. т экологичного судового топлива, а потенциал рынка оценивается в 158 тыс. т топлива/год. Перспективы огромны.

Кстати, напомним, что стать ведущим игроком на рынке низкосернистого мазута в Северо-Западном регионе Газпромнефть Марин



**ФАКТЫ**

**2016** Г.

специалистами Омского НПЗ была разработана технология производства малосернистого судового топлива из гидроочищенного вакуумного газойля каталитического крекинга

**50** ТЫС. Т

экологичного судового топлива планирует отгрузить Омский НПЗ до конца 2017 г.

Бункеру в 2010 г. позволила реализация произведенного на Омском НПЗ мазута с содержанием серы 1% (в связи с изменением требований к морскому топливу).

Выпуск новых экологичных марок топлива российского производства и их успешная реализация – залог долговременного развития в позитивном ключе не только бункерного рынка, но и нефтеперерабатывающего комплекса нашей страны. Главное – не сбавлять обороты даже в условиях постоянно меняющейся рыночной конъюнктуры. ●

KEYWORDS: *marine fuel, Gazpromneft Marine Bunker, low-viscosity marine fuel, low sulfur, additives.*

# КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ, ежегодно объединяющее профессионалов отрасли

## НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

**16–18 апреля 2018**  
Москва, ЦВК «Экспоцентр»  
[www.oilandgasforum.ru](http://www.oilandgasforum.ru)

## 18-я международная выставка НЕФТЕГАЗ-2018



**16–19 апреля 2018**  
Москва, ЦВК «Экспоцентр»  
[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

12+  
Реклама





# ПОДЛЕДНЫЙ MAINTENANCE

Технологии мониторинга технического состояния, обслуживания и ремонта подводных трубопроводов месторождений арктического континентального шельфа РФ

В СТАТЬЕ ПРОВЕДЁН КРАТКИЙ АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ, ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИЧЕСКОГО КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА РФ

THE ARTICLE GIVES A BRIEF ANALYSIS OF THE MAIN TECHNOLOGIES OF CONDITION MONITORING, MAINTENANCE AND REPAIR OF SUBSEA PIPELINES DEPOSITS OF THE ARCTIC CONTINENTAL SHELF OF THE RUSSIAN FEDERATION

Ключевые слова: подводный трубопровод; мониторинг; ремонт подводных трубопроводов; техническое обслуживание.

**Ремизов Алексей Евгеньевич,**  
к.т.н.,  
заместитель начальника лаборатории сбора, подготовки, переработки и транспорта углеводородов Отделения техники и технологии освоения морских месторождений Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

**Колпаков Дмитрий Алексеевич,**  
к.т.н.,  
начальник лаборатории сбора, подготовки, переработки и транспорта углеводородов Отделения техники и технологии освоения морских месторождений Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Условия арктического континентального шельфа РФ характеризуются суровыми природно-климатическими условиями и коротким навигационным периодом, в связи с этим очень важно своевременно организовывать работы по мониторингу технического состояния, обслуживанию и ремонту объектов обустройства газовых месторождений в целом и подводных трубопроводов (ПТ) в частности.

Мониторинг технического состояния, обслуживание и ремонт ПТ проводятся с целью предупреждения аварий и отказов, прогнозирования их технического состояния, планирования ремонта и управления его проведением по фактическому техническому состоянию, обоснования решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации ПТ.

Для достижения указанных целей следует обеспечить мониторинг технического состояния, обслуживание и ремонт всех элементов ПТ, а также сбор, обработку и хранение информации, полученной при строительстве, пуско-наладке, а также получаемой в ходе мониторинга, обслуживания, эксплуатации и ремонта ПТ.

По результатам выполненного мониторинга технического состояния и обслуживания

ПТ планируются ремонтные работы по восстановлению их работоспособного состояния. Мониторинг технического состояния и обслуживание ПТ должны учитывать результаты контроля на всех этапах их жизненного цикла: строительство, эксплуатация и ремонт.

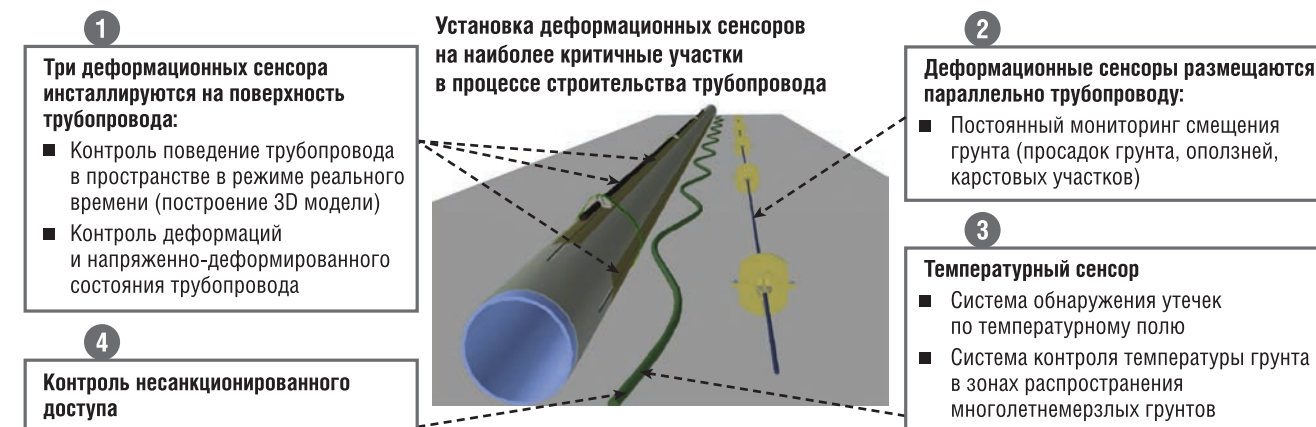
Оценка технического состояния ПТ проводится на основе результатов внешних обследований, внутритрубной диагностики, а также с помощью волоконно-оптической системы мониторинга и системы дистанционного коррозионного мониторинга. Техническое состояние ПТ оценивается специализированной организацией на условиях подряда (субподряда) по разработанным методикам, соответствующим действующим в ПАО «Газпром» требованиям, согласованными и утвержденными эксплуатирующей организацией.

С целью мониторинга технического состояния, обслуживания и ремонта ПТ следует использовать комплекс методов, позволяющих получить необходимую и достаточную информацию, после обработки которой, могут быть получены достоверные параметры технического состояния ПТ.

Выбор методов мониторинга технического состояния,

УДК 622.279

РИСУНОК 1. Волоконно-оптическая система мониторинга



обслуживания и ремонта ПТ обуславливается конструктивными решениями (наличием узлов запуска-приема внутритрубных снарядов, радиусом кривизны отводов, изменением диаметра подводного трубопровода, видом прокладки, сроком службы, природно-климатическими условиями, наличием измерительных средств, возможностями транспорта). Методы и средства контроля, применяемые при проведении мониторинга технического состояния, обслуживания и ремонта ПТ, должны быть аттестованы в соответствии с требованиями ПАО «Газпром» [1].

## Мониторинг ПТ

Мониторинг технического состояния ПТ может осуществляться с помощью волоконно-оптической системы мониторинга (рисунок 1) [2] и системы дистанционного коррозионного мониторинга (рисунок 2) в соответствии с [3].

Волоконно-оптическая система мониторинга включает в себя:

- постоянный мониторинг целостности ПТ, позволяющий регистрировать локальные дефекты с точностью в 1 м, с помощью специального волоконно-оптического кабеля, установленного на трубопроводе;
- обнаружение утечек, вызванных различными причинами, например, деформацией трубопровода, коррозией или усталостью металла с помощью температурного сенсорного кабеля, проложенного в грунте рядом с трубопроводом;
- геотехнический мониторинг с целью обнаружения подвижек грунта, с помощью специального волоконно-оптического кабеля,

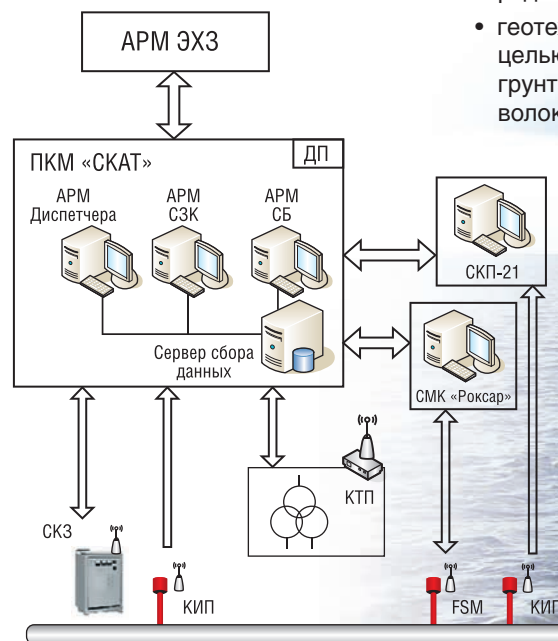
проложенного в грунте рядом с трубопроводом;

- регистрация несанкционированного доступа к ПТ, с помощью анализатора, находящегося вместе с проложенным в грунте кабелем сенсором;
- мониторинг технического состояния подводных кабелей с помощью волоконно-оптического кабеля сенсора, интегрируемого в структуру подводного кабеля.

Система дистанционного коррозионного мониторинга включает в себя:

- систематический сбор, накопление и анализ данных о коррозионном состоянии ПТ;
- систематический сбор, накопление и анализ коррозионной агрессивности условий эксплуатации ПТ с учетом внутренних и внешних факторов;
- систематический сбор, накопление и анализ дополнительных параметров (температура воды, скорость течения и содержание соли в воде).

РИСУНОК 2. Система дистанционного коррозионного мониторинга





## Техническое обслуживание подводных трубопроводов

Техническое обслуживание представляет собой комплекс операций и проводится в целях поддержания работоспособности и исправности ПТ в период его эксплуатации. Планирование, подготовку и организацию технического обслуживания ПТ необходимо проводить в соответствии с Регламентом технического обслуживания и ремонта объектов ПАО «Газпром».

При проведении работ по техническому обслуживанию необходимо соблюдать требования по охране труда и технике безопасности, указанные в инструкциях и правилах, действующих в ПАО «Газпром». Все плановые работы технического обслуживания ПТ должны осуществляться в навигационный период.

Техническое обслуживание ПТ может осуществляться с помощью внешних обследований в соответствии с [4], [5] и внутритрубной диагностики (рисунок 3) в соответствии с [6].

Внешние обследования ПТ включают в себя:

- аэрокосмическая съемка и вертолетные обследования;
- обследование с судов с использованием гидроакустических средств (инженерно-гидрографические изыскания);
- водолазные обследования;
- визуальное обследование с видеофиксацией и гидроакустической съемкой с применением подводных аппаратов;
- измерение катодных потенциалов;
- электромагнитные обследования, основанные на измерении параметров электромагнитных полей;
- методы неразрушающего контроля тела трубы и сварных соединений;
- лабораторные исследования свойств материалов, сварных соединений, изоляционных покрытий дефектных частей ПТ путем их вырезки при авариях и во время проведения ремонтных работ;

РИСУНОК 3. Внутритрубный снаряд



- испытания подводных трубопроводов на прочность и герметичность.
- Внутритрубная диагностика подводных трубопроводов включает в себя:
- внутритрубный пропуск снарядов для оценки и измерения коррозионных дефектов на внутренней поверхности труб, а также наличия вмятин, гофр и овалности;
  - внутритрубный пропуск снарядов для определения пространственных координат, дефектных участков, с указанием их положения на теле трубы для последующего проведения ремонтных работ;
  - внутритрубное визуальное обследование с помощью телевизионных камер, оптоволоконных средств;

В целом при техническом обслуживании ПТ могут использоваться различные средства контроля и наблюдения, одной из основных задач которых является обнаружение утечек. При появлении и развитии утечек, как правило, наблюдаются процессы, которые в свою очередь позволяют проводить обнаружение течи на подводных трубопроводах в области ее возникновения. При этом могут быть использованы соответствующие средства регистрации акустических характеристик водных масс, физико-химических характеристик водных масс, прежде всего оптические, зависящие от присутствия химических веществ, входящих в состав природного газа и флюидов.

Шлейф утечки из подводного газопровода содержит пузыри, создающие повышенное рассеивание гидролокационных импульсов эхолотирующих акустических систем, что позволяет эффективно применять акустические средства регистрации утечек – гидрофоны, эхолоты и гидролокаторы. Природный газ, транспортируемый по подводным трубопроводам, состоит из смеси газов, содержит гидрокарбонаты, примеси которого регистрируются в морской воде. Наиболее распространенным методом регистрации в морской воде примесей, связанных с нефтехимическими загрязнениями, являются оптические приборы – флуориметры. Источник света, установленный во флуориметре, который может быть лазерным, светодиодным или другого монохромного типа, вызывает индуцированную флуоресценцию в водных растворах, содержащих гидрокарбонаты, которая регистрируется детектором флуориметра в характерном для этих загрязнений диапазоне волн. Преимуществом акустического метода обследования является его чувствительность даже к незначительным утечкам, возможность его применения для любых видов перекачиваемых продуктов, а также безопасность метода с точки зрения экологии. К недостаткам можно отнести снижение чувствительности датчиков при работе с заглубленными в грунт трубопроводами (более 1 м), в этом случае требуется повышение давления перекачиваемого по трубопроводу продукта. В мировой практике существует

большое число акустических измерителей регистрации утечек из подводных трубопроводов, которые предназначены для размещения на телеуправляемых подводных аппаратах.

## Ремонт ПТ

При проведении технического диагностирования морских подводных трубопроводов выявлению подлежат те дефекты, которые образовались в процессе эксплуатации, возникающие вследствие усталости металла, появления дополнительных нерасчетных нагрузок, ударов, вибрации, перепада температур, коррозии, изнашивания, старения и т.д., а также неправильного технического обслуживания в период эксплуатации.

К основным дефектам подводного оборудования, образованным в процессе эксплуатации можно отнести:

- сплошная коррозия;
- язвенная коррозия (каверна);
- точечная коррозия (питтинг);
- коррозионное растрескивание под напряжением;
- усталостная трещина;
- трещина пластической деформации;
- эрозионный абразивный износ.

На основе выявленных дефектов проводится расчет остаточного

ресурса контролируемого объекта, по результатам которого формируется очередность вывода в ремонт (плановый) элементов подводного промысла. При выявлении недопустимых дефектов – выполняется внеплановый ремонт.

Ремонт ПТ включает в себя:

- ремонт ПТ с использованием подводных атмосферных кессонов;
- выборочный ремонт ПТ – локальный ремонт с целью ликвидации дефектов на ограниченном участке ПТ с вырезкой опасных дефектов, установкой ремонтных муфт, хомутов, катушек труб (рисунок 4);
- замена протяженных дефектных участков ПТ;
- переизоляция дефектных участков ПТ с предварительным устранением выявленных дефектов;
- ремонт подводных трубопроводов методом заварки (восстановление толщины стенки трубы в местах потери металла и сварного шва путем наплавки);
- ремонт подводных трубопроводов методом шлифовки (снятие в зоне дефекта слоя металла путем шлифования для устранения концентрации напряжений).

Выборочный ремонт ПТ является наиболее распространенным методом ремонта, поскольку в большинстве случаев является наиболее экономически обоснованным. На сегодня, одним из наиболее прогрессивных и надежных методов ремонта

морских (и сухопутных) трубопроводов является метод ремонта усиливающими обжимными композитными муфтами, позволяющими не только герметизировать зону дефекта, но существенно укрепить металл стенки трубы. Важно, что ремонт проводится на действующем трубопроводе без остановки перекачки продукта или сброса давления.

Принцип работы данного метода ремонта – это компенсация внутреннего давления в трубопроводе за счёт создания контактного давления снаружи при значительной величине момента затяжки болтовых соединений, что позволяет проводить монтаж на рабочих давлениях с гарантированным качеством, в отличие от муфт, устанавливаемых без создания предварительного напряжения. Её отличие от всех существующих на сегодняшний день типов ремонтных муфт – это широкий спектр существующих типоразмеров ремонтируемых труб 89...1420 мм, полное перекрытие ремонтируемого участка, простота монтажа, высокая скорость проведения ремонта и малый объём земляных работ.

При ремонте протяжённых участков трубопроводов можно рассмотреть опыт успешного внедрения роботизированной техники при проведении операций глубоководного ремонта системой SiRCoS.

Процесс ремонта протяженных дефектных участков подводного трубопровода состоит из следующих основных этапов [7]:

РИСУНОК 4. Композитная муфта для ремонта локальных повреждений подводных трубопроводов

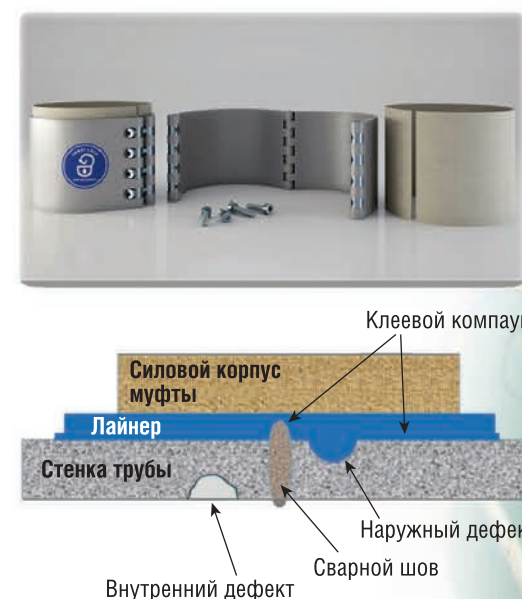
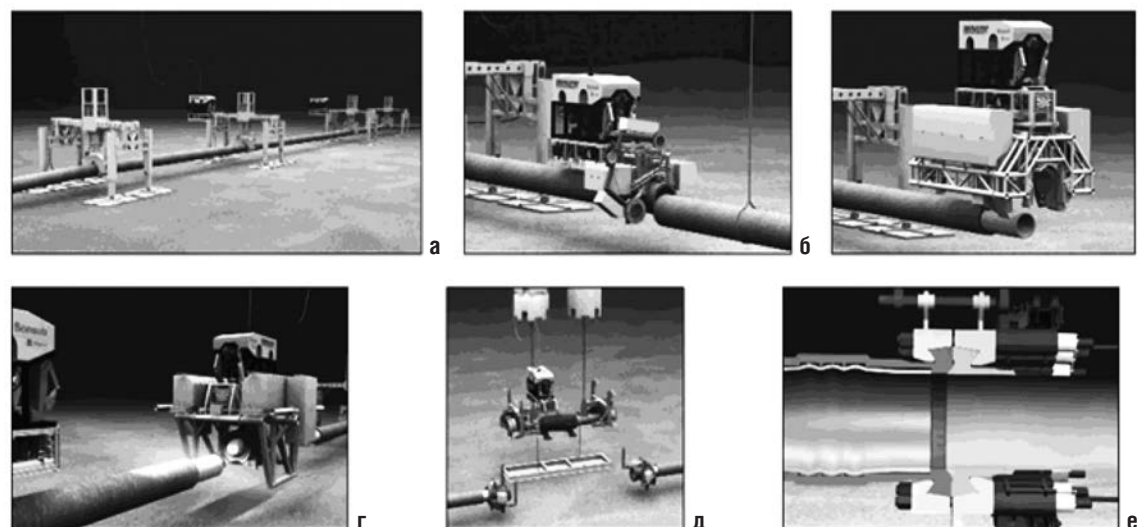




РИСУНОК 5. Процедура ремонта протяженного дефектного участка подводного трубопровода методом установки ремонтной катушки



- подъем участков трубопровода с помощью H-образных опор;
- обрезка и удаление поврежденного участка трубопровода;
- удаление бетонного покрытия трубопровода;
- монтаж концевых соединителей;
- размещение и установка катушки с помощью монтажного модуля;
- закрытие фланцев.

На рисунке 5 приведена процедура ремонта протяженного дефектного участка подводного трубопровода методом установки ремонтной катушки.

Оригинальное технологическое решение обеспечивает очевидные преимущества операторам, работающим в сложных глубоководных условиях и удаленных районах, с точки зрения значительного снижения потенциальных угроз и сокращения косвенных убытков. Более высокий уровень безопасности на этапах проектирования и строительства трубопровода и технологически продвинутая система ремонта способствуют повышению степени готовности операторов к возможным внешним повреждениям трубопроводов.

### Заключение

Онлайн мониторинг технического состояния ПТ в основном осуществляется с помощью волоконно-оптической системы мониторинга и системы дистанционного коррозионного мониторинга.

Основные виды работ при проведении технического обслуживания ПТ, как правило, заключаются в наружном осмотре, очистке, замере катодного потенциала, толщинометрии, внутритрубной диагностике и т.п. Периодичность данных видов работ различна. Основным оборудованием, выполняемым операции при проведении технического обслуживания, являются телеуправляемые подводные аппараты. Отдельно стоит отметить, что основной объем работ при проведении технического обслуживания ПТ заключается во внутритрубной диагностике с использованием многофункциональных внутритрубных инспекционных приборов.

Для ремонта ПТ могут быть использованы методы местного усиления, замены дефектного участка трубопровода без остановки потока способом врезки под давлением, ремонта обжимными композитными муфтами и т.д., которые позволяют надежно устранять большинство дефектов основного ме-талла и сварных соединений трубопровода.

Технико-технологическое обеспечение мониторинга, технического обслуживания и ремонта подводных трубопроводов в целом аналогично технологиям ремонта сухопутных трубопроводов. Но прямое применение сухопутных технологий под водой невозможно, поскольку необходимо

учитывать специфические условия эксплуатации подводных трубопроводов. Разработка техники и технологий для производства работ по мониторингу, техническому обслуживанию и ремонту подводных трубопроводов является сложной инженерной задачей, требующей выполнения большого объема проектных работ, длительного периода испытаний, сертификации и опытной эксплуатации, а также больших капитальных вложений. ●

### Литература

1. СТО Газпром 2-3.5-046-2006 «Порядок экспертизы технических условий на оборудование и материалы, аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа ОАО «Газпром»».
2. Волоконно-оптические системы мониторинга состояния инфраструктурных объектов. ООО «Экслибрис-пресс», г.Москва, 2015, УДК 621.39/621.316.5.
3. Р Газпром 9.4-027-2014 Защита от коррозии. Технические требования к системам коррозионного мониторинга морских трубопроводов ОАО «Газпром».
4. Р Газпром 2-3.7-936-2015 Техническое диагностирование морских подводных трубопроводов.
5. Р Газпром 2-1.11-471-2010 Методика по техническому диагностированию кабельных линий напряжением до 1 кВ на объектах энергохозяйства ОАО «Газпром».
6. РД 51-2-97 Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем.
7. Статья «Система SIRCos: ремонт трубопроводов на глубинах ниже уровня погружения водолазов». Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2015, УДК 622.691.4.

KEYWORDS: *subsea pipeline; monitoring; underwater repair of pipelines; maintenance.*

13-16 ноября 2018

Москва, ВДНХ, пав. 75

Организатор:  
МЕТАЛЛ  
ЭКСПО

При поддержке:  
МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ

24-я  
Международная  
промышленная выставка

МЕТАЛЛ  
ЭКСПО'2018



Металлопродукция  
и металлоконструкции  
для строительной отрасли  
МеталлСтройФорум'2018



Оборудование и технологии  
для металлургии  
и металлообработки  
МеталлургМаш'2018



Транспортные  
и логистические услуги  
для предприятий ГМК  
МеталлТрансЛогистик'2018

www.metal-expo.ru

Оргкомитет выставки:  
тел./факс +7 (495) 734-99-66



Ежегодный  
выставочный  
аудит с 2006 г.

Генеральный  
информационный партнер:  
Металлоснабжение и сбыт



# СПГ-БУНКЕРОВКА

## Природный газ как топливо для морских и речных судов

СЕГОДНЯШНИЙ ИНТЕРЕС К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА НА МОРСКИХ СУДАХ ИНИЦИИРОВАН ВСЕВОЗРАСТАЮЩИМИ МЕЖДУНАРОДНЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ К ВЫХЛОПНЫМ ГАЗАМ СУДОВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПО СОДЕРЖАНИЮ В НИХ ОКСИДОВ СЕРЫ, АЗОТА И ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ПРИМЕРЫ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОМОТОРНОГО ТОПЛИВА НА САМЫХ НОВЫХ СУДАХ – «СВЕРХПОЛНОМ» ТАНКЕРЕ СМЕШАННОГО РЕКА-МОРЕ ПЛАВАНИЯ ПРОЕКТА RST27 И ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОМ ПАРОМЕ ДЛЯ ЛИНИИ УСТЬ-ЛУГА – БАЛТИЙСК ПРОЕКТА CNF19M

*TODAY'S INTEREST TO USE OF GAS AS FUEL ON SEAGOING VESSELS IS INITIATED BY EVER-INCREASING INTERNATIONAL REQUIREMENTS TO THE EXHAUST GASES OF MARINE ENGINES ACCORDING TO THE CONTENT OF SULFUR AND NITROGEN OXIDES AND SOLID PARTICLES IN THEM. IN PAPER EXAMPLES OF DESIGN SOLUTIONS OF USE OF GAS MOTOR FUEL ON THE NEWEST VESSELS – SUPER FULL RIVER-SEA TANKERS OF RST27 PROJECT AND TRAIN-FERRY OF CNF19M PROJECT FOR UST-LUGA – BALTIYSK LINE ARE REVIEWED*

Ключевые слова: СПГ, морские суда, судовые двигатели, газомоторное топливо, выброс оксидов серы.



**Геннадий Егоров,** профессор, доктор технических наук, генеральный директор Морского Инженерного Бюро

Всего в мире на октябрь 2017 года было построено и заказано около 250 судов, работающих на сжиженном природном газе (что практически незаметно по сравнению с численностью мирового гражданского флота).

Поэтому тезис о наступлении новой эры в отношении судового топлива и судовых машин представляется несколько преувеличенным.

Наиболее жесткие ограничения установлены для Районов Контроля Выбросов (Emission Control Areas – ECA), к числу которых сейчас относят Балтийское и Северное моря, прибрежные воды США и Канады.

Газ действительно позволяет полностью исключить выброс оксидов серы и твердых частиц, снизить на 90% выбросы оксидов азота и уменьшить выбросы CO<sub>2</sub> на 30 процентов.

Однако альтернатива также существует – малосернистое топливо плюс скруббер или дизельное топливо. Кроме того, далеко не все суда и все время работают в ECA – выбор остается за судовладельцем.

Например, согласно МЕРС.286(71) требования по выбросу NOx на уровне Tier III для Балтийского моря будут применяться к судам, построенным 1 января 2021 года или после этой даты. Скорее всего, часть новых судов успеют заложить раньше, что

УДК 662.76

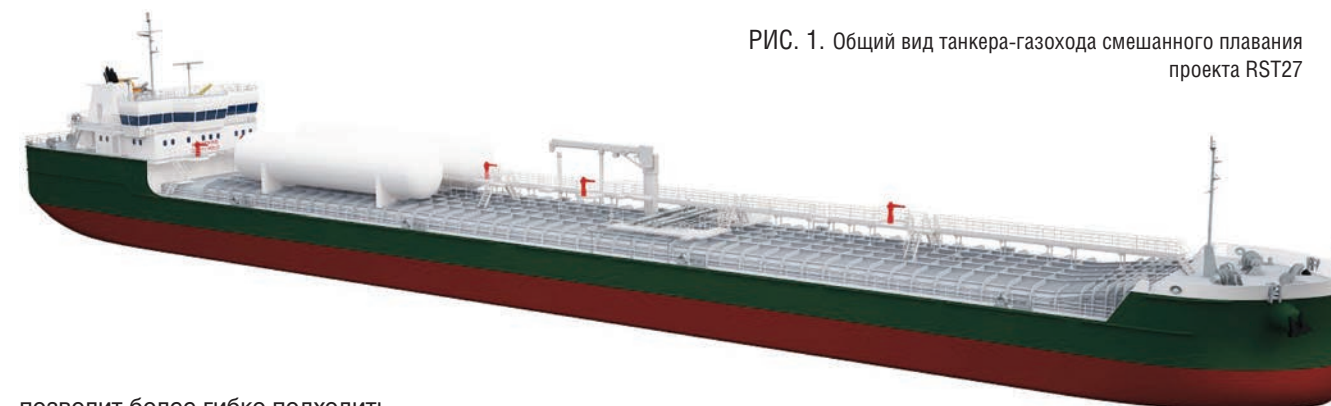


РИС. 1. Общий вид танкера-газохода смешанного плавания проекта RST27

позволит более гибко подходить к решению вопроса соответствия международным требованиям.

Возможное применение газа на речном флоте может быть оправдано в будущем только экономическими критериями, так как ограниченная в силу естественных причин продолжительность эксплуатации судов (зима – лед) и так заметно увеличивает сроки окупаемости нового судостроения до предельных для бизнеса сроков (более 10–12 лет).

Например, на танкере проекта RST27 Морского Инженерного Бюро (см. рисунок 1, с 2012 года

ДИЗЕЛЕЙ – мощность их при одинаковых массо-габаритных размерах падает).

Природный газ может храниться на судах в двух видах: сжатом (компримированном) и сжиженном. Когда-то на советском речном транспорте широко применялся (перед войной и во время войны) бытовой газ – то есть пропан – бутан, однако сейчас использование такого аналога бензина на судах – не допускается.

Компримированный природный газ (КПГ) хранится и перевозится в сосудах под давлением без

**На сухогрузных судах и судах вспомогательного флота проблему объема емкостей для газового топлива можно решить только за счет уменьшения размеров грузовых трюмов. Это действительно реальная проблема**

уже построено 40 таких танкеров – это самая большая постсоветская серия отечественных грузовых судов) предусмотрена главная энергетическая установка, состоящая из двух дизельных двигателей, работающих на 2 полноповоротные винторулевые колонки. В качестве топлива для работы главных двигателей используется тяжелое топливо IFO 380 вязкостью 380 сСт или дизельное топливо. Очевидно, что наиболее логичным решением в данной ситуации является замена дизелей марки 6L20 на сделанные на их базе двухтопливные (газ и жидкое топливо) 6L20DF.

Такое решение позволит вести строительство новых судов серии без значительных изменений в проектах самих судов. Однако дизели 6L20DF обладают меньшей мощностью, чем двигатели 6L20 (И ЭТО ВЕРНО ДЛЯ ВСЕХ ТАКИХ

сжижения. Основное преимущество КПГ состоит в том, что для его транспортировки не требуются заводы по сжижению газа и его последующей газификации. Но несмотря на это, в настоящее время использование природного газа на судах в качестве топлива в компримированном виде не нашло широкого применения, так как эффективность перевозки газа в сжатом виде как минимум в 3 раза ниже, чем перевозка в сжиженном виде; требуемый объем емкостей для хранения КПГ на судне в 2,5 раза больше, чем для сжиженного; из-за высокого давления хранения (20–25 МПа) КПГ масса емкостей также значительно больше.

Поэтому по соображениям увеличения автономности плавания судна и уменьшения веса емкостей для хранения газа, реально применяют именно сжиженный природный газ (СПГ).

Главная трудность при использовании СПГ на судах – сравнительно большое пространство, требуемое для криогенных емкостей. В сравнении с нефтяным топливом равное по энергетическому содержанию количество СПГ требует примерно в 1,9 раза большего объема. С учетом теплоизоляции емкости требуемый объем возрастает примерно в 2,3 раза. В случае установки емкостей для хранения СПГ внутри корпуса судна, требуемый объем может увеличиться в 4 раза.

На танкерах (а также железнодорожных паромов, где есть свободная от груза верхняя палуба, или, напротив, есть трюмные помещения без размещения груза) проблему объема емкостей для газового топлива удастся решить размещением криогенных емкостей на грузовой палубе (в трюме паромов), а вот на сухогрузных судах и судах вспомогательного флота это возможно только за счет уменьшения размеров грузовых трюмов (или полезных подпалубных объемов). Это действительно реальная проблема, так как в силу дефицита доступного объема автономности судов – газозодов (НЕ ГАЗОВОЗОВ, которые сами работают на том грузе, которые и перевозят), как правило, не превышает 10 суток.

Возможные варианты емкостей – это либо специальные судовые криогенные емкости либо контейнер-криогенные емкости в размерах стандартного 40-футового контейнера.

Варианты заправки судовых емкостей – с автопоездов-газовозов, с судна-бункеровщика,





с портовой бункер-станции. Например, для железнодорожного парома проекта CNF19M общий объем газовых цистерн примерно 1500 куб. метров, бункеровка предполагается с применением автомобилей (одновременно четыре грузовика с подачей примерно 200 куб. метров в час) или судна-бункеровщика (до 1000 куб. метров в час).

**Использование контейнер-криогенных емкостей позволит производить доставку СПГ на судно без выполнения бункеровочных операций классического типа**

Использование контейнер-криогенных емкостей позволит производить доставку СПГ на судно с помощью железнодорожного или автомобильного транспорта без выполнения бункеровочных операций классического типа. Потребуется лишь замена емкостей. При принятии решения об использовании контейнер-криогенных емкостей необходимо ясно понимать, что относительно небольшой полезный объем контейнер-криогенных емкостей потребует значительного их количества, например, для обеспечения автономности танкера проекта RST27 10 суток в работе на газе главных двигателей, котлов и дизель-генераторов необходимо 8 контейнеров; потребуется дополнительно предусмотреть на борту судна стационарные блоки испарителей и подогревателей газа с арматурой и трубопроводами для контроля давления подачи газа к блокам газовых клапанов; для замены контейнеров в порту должны быть предусмотрены соответствующие грузоподъемные средства.

Примеры всех решений по заправке газомоторным топливом в мировой практике уже есть, однако в применении к рассмотренным темам – танкер смешанного река-море плавания и аварийно-спасательное судно – именно отсутствие инфраструктуры бункеровки НЕ ПОЗВОЛИЛО реализовать функцию работы на газомоторном топливе.

Кроме того, на данный момент отсутствуют международные стандарты на судовое газовое топливо. Поэтому при эксплуатации таких судов следует учитывать, что расход газа будет зависеть от низшей теплоты сгорания СПГ, которая зависит от месторождения газа.

**Требуется «расширение» проблем инфраструктуры бункеровки газомоторным топливом**

В свою очередь, отсутствие инфраструктуры на реке не позволило судовладельцам определить стоимость СПГ как топлива. Для примера, еще 3–4 года назад были озвучены соотношения цен СПГ/дизельное топливо примерно как 0,50, а сегодня оценки уже 0,70. Понятно, что при удельной цене на мазут примерно 0,60 (предположим для мазута с уменьшенным содержанием серы в будущем 0,80) и при увеличении строительной стоимости судна – газохода по сравнению с аналогом, работающим на тяжелом топливе,

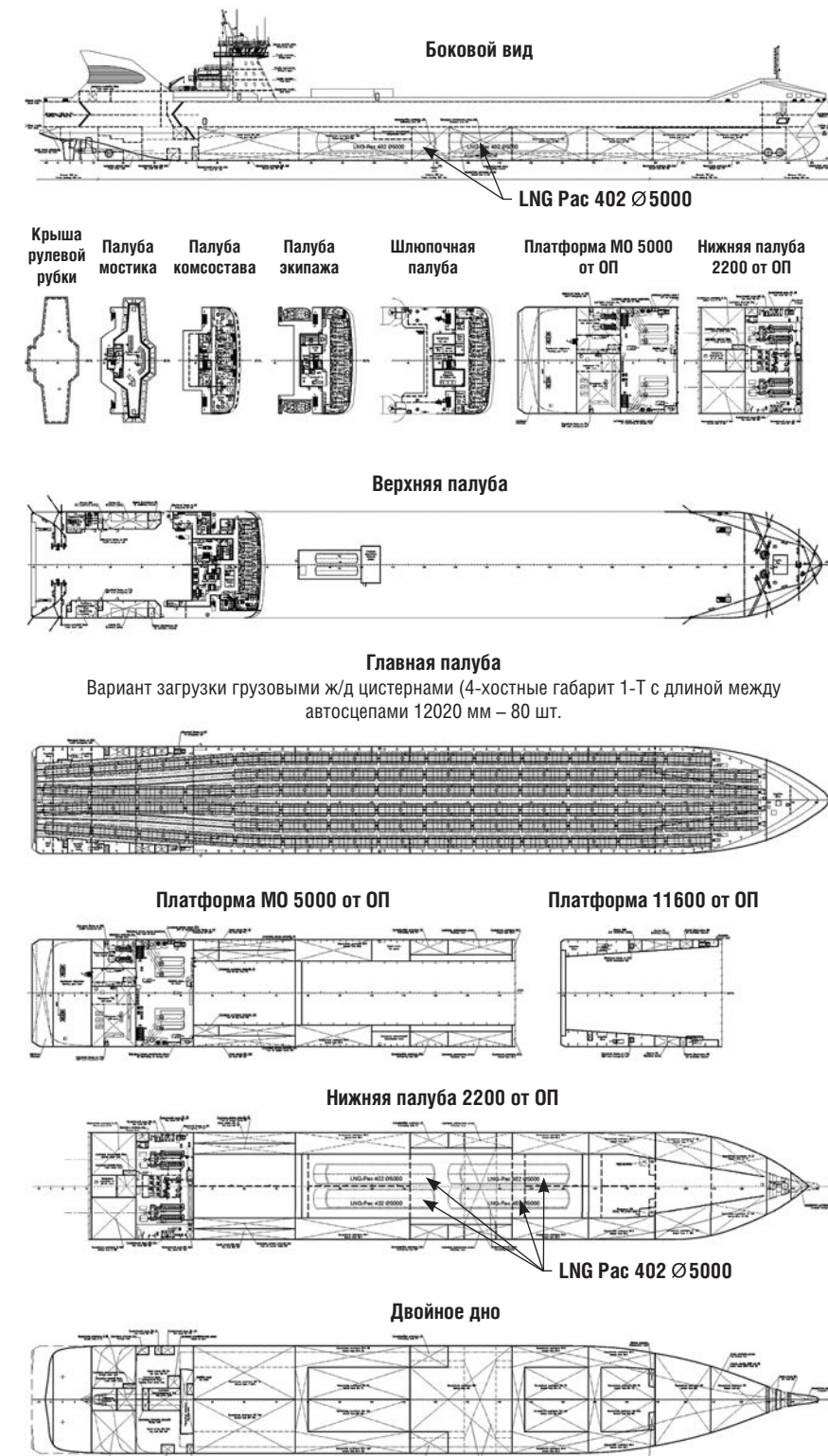
на 10–15% экономического смысла в строительстве, например, танкеров смешанного река-море плавания – газоходов – не будет. Таким образом, требуется «расширение» проблем инфраструктуры бункеровки газомоторным топливом, например, на внутренних водных путях – или речные/река-море суда будут и в будущем работать на мазуте и дизельном топливе.

Однако по ряду проектов альтернативе газомоторного топлива уже нет. Например, новые железнодорожные паромы, соединяющие Калининград с остальной частью Российской Федерации, жизненно необходимы, так как основной грузопоток области сейчас следует по железной дороге через Литву и Беларусь. Кроме того, практически полностью отсутствуют альтернативные варианты доставки специфических грузов, включая военные (паромное сообщение –

единственный вариант доставить груз без транспортировки его по соседним государствам). Нет действующих паромов с максимально возможными габаритными размерениями и характеристиками под линию Усть-Луга – Балтийск. Необходимы суда, способные эффективно работать в ледовых условиях порта Усть-Луга. Балтийское море – особая зона по контролю выбросов окислов азота (NECA) и серы (SECA). С 1 января 2015 года в зонах особого контроля за выбросами (Sulphur Emission Control Areas – SECA) вступило в силу требование о том, что содержание серы в судовом

РИС. 3. Общее расположение железнодорожного парома – газохода проекта CNF19M

CNF19M – это судно, которое позволит совершать 135 круговых рейсов в год, перевозить 8910 вагонов в год или 534 600 тонн груза



Новый концепт железнодорожного парома для Балтики проекта CNF19M (см. рисунки 2 и 3) – это судно-газоход с арктической ледовой категорией Arc4, с грузовой палубой, обеспечивающей размещение 80 железнодорожных вагонов в одной плоскости без применения грузовых лифтов.

Технической особенностью разработанного проекта парома нового поколения является соответствие самым современным требованиям по безопасности, включая требования по экологической безопасности – он работает на СПГ.

Это современное, безопасное и экономичное судно, которое позволит совершать 135 круговых рейсов в год, перевозить 8910 вагонов в год или 534 600 тонн груза. Продолжительность рейса при условии бункеровки во время грузовых операций – 2,7 суток.

При десятисуточной автономности для этого судна требуется примерно 1500 кубических метров газа, т.е. полная бункеровка предполагается один раз в три круговых рейса или частичная – при каждом заходе в Балтийск (Усть-Лугу).

В концепт заложены варианты заправки с автопоездов-газовозов и с судна-бункеровщика.

В связи с этим в ближайшее время мы надеемся увидеть вполне реальный переход от дебатов и идей к практическим действиям, в том числе новым судам, работающим на газомоторном топливе, стационарным станциям для заправки судов СПГ (порт Высоцк), судам для бункеровки других судов СПГ.

топливе не должно превышать 0,1 процента. Обычное жидкое топливо с таким содержанием серы становится крайне дорогим и существенно увеличивает расходы на перевозку грузов морем.

Газомоторное топливо позволяет полностью исключить выброс окислов серы и твердых частиц, снизить на 90% выбросы окислов азота и уменьшить выбросы CO<sub>2</sub> на 30 процентов.

KEYWORDS: LNG, marine vessels, marine engines, gas fuel, emissions of sulphur oxides.

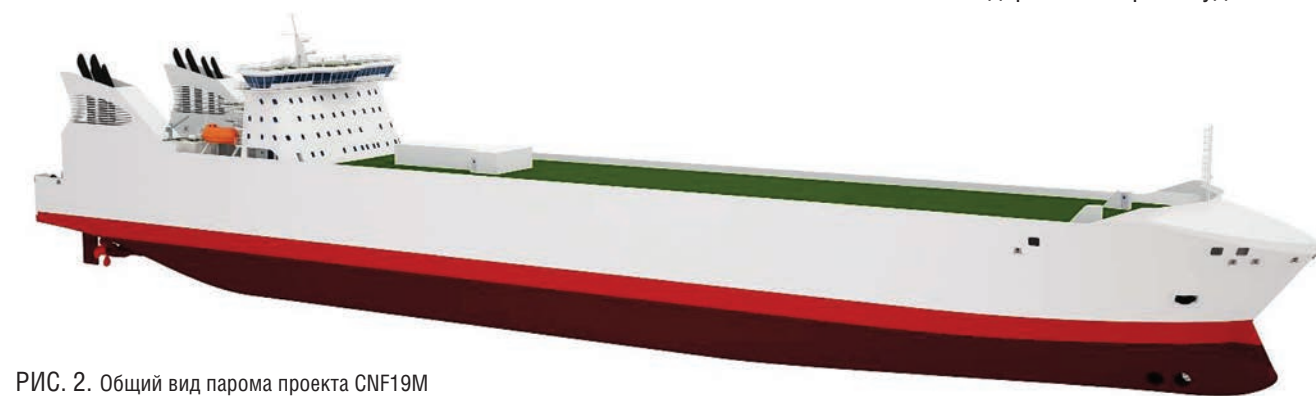


РИС. 2. Общий вид парома проекта CNF19M



# ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ МИРОВОГО ФЛОТА НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ СУДОВ

В СТАТЬЕ ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ РОССИЙСКОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ СУДОВ. ОПРЕДЕЛЕНО НЕОБХОДИМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ, УЧИТЫВАЯ ПОВЫШЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ВОПРОСАМ РАЗРАБОТКИ КОНЦЕПЦИИ УНИВЕРСАЛЬНОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО СУДНА ДЛЯ РАБОТЫ, А ТАКЖЕ ПРОЕКТИРОВАНИЮ УНИВЕРСАЛЬНОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО СУДНА

THE PAPER ANALYZES RUSSIAN AND FOREIGN EXPERIENCE IN THE DESIGN OF RESEARCH VESSELS. NECESSARY EQUIPMENT FOR PERFORMING RESEARCH HAS BEEN DETERMINED, TAKING INTO ACCOUNT INCREASED REQUIREMENTS TO THE ACCURACY OF MEASUREMENTS. PARTICULAR ATTENTION IS PAID TO THE DEVELOPMENT OF THE CONCEPT OF A UNIVERSAL RESEARCH VESSEL INTENDED FOR WORK, AS WELL AS TO THE DESIGN OF A UNIVERSAL RESEARCH VESSEL

Ключевые слова: научно исследовательские суда, суда ледового класса, арктические суда, исследования Мирового океана, проектирование судов.

**Демешко Геннадий Федорович,**  
д.т.н., профессор СПбГМТУ

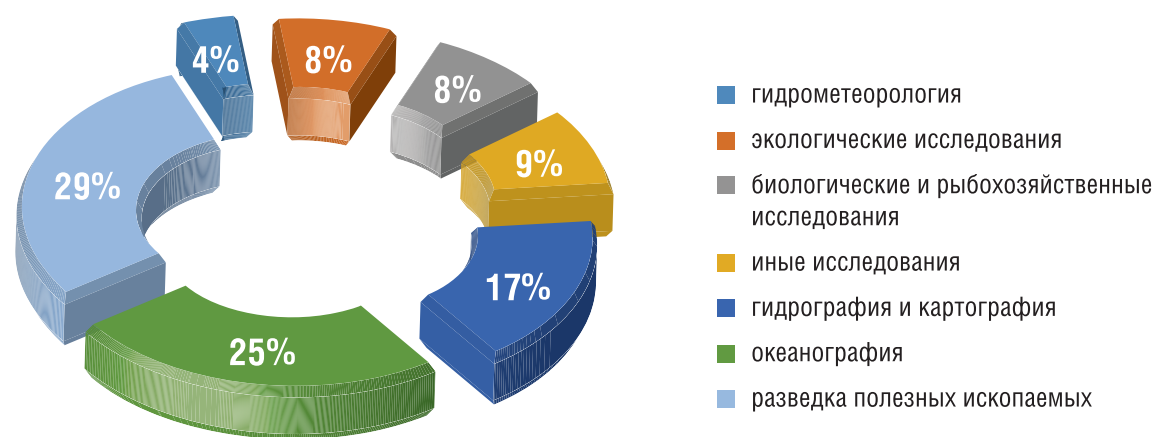
**Бычкова Юлия Владимировна,**  
студентка СПбГМТУ

На протяжении многих лет одним из основных средств изучения Мирового океана являются научно-исследовательские суда, хотя используются и другие носители измерительной аппаратуры, такие как автоматические буйковые станции, подводные аппараты, замерные системы, устанавливаемые на дне океана, береговая авиация, искусственные спутники Земли. Несмотря на разнообразие таких методов и средств, НИС остаются главным универсальным, наиболее освоенным и сравнительно

экономичным средством ведения океанографических исследований. Можно выделить несколько важнейших областей и направлений исследований, осуществляемых с помощью НИС таких как: океанография, геофизика, сейсморазведка, геология, гидрография, метеорология, биология, промысловая разведка, экология.

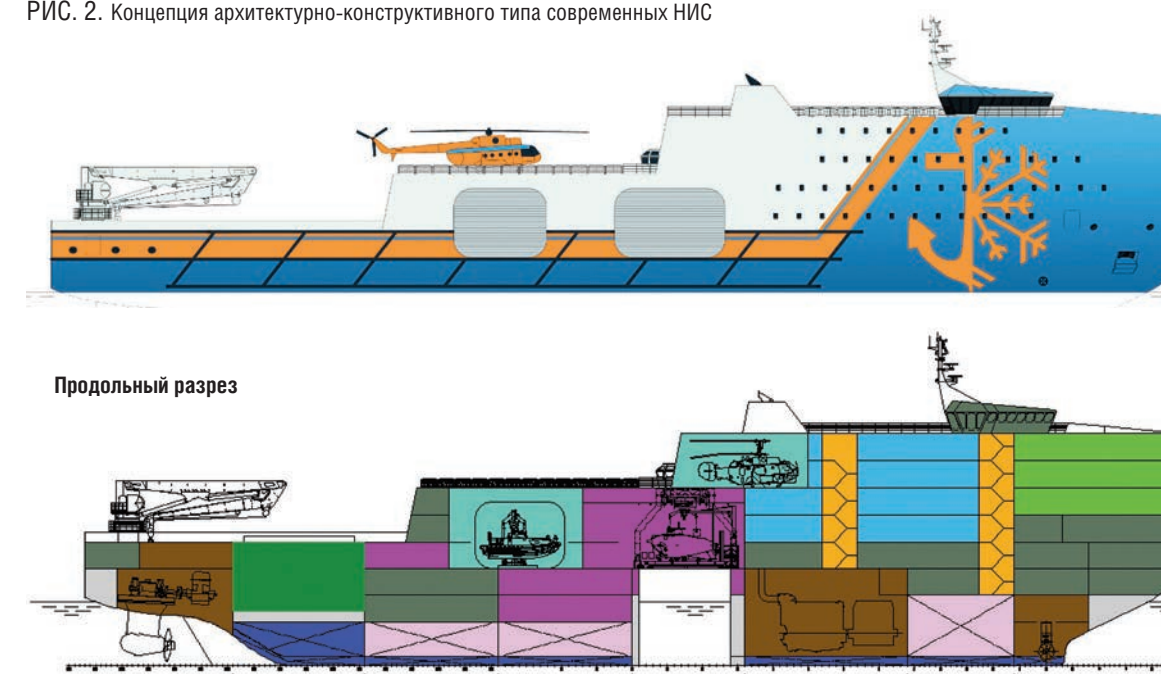
Исследовательские суда являются многофункциональными и обладают возможностями для проведения комплексных работ. По причине повышения требований к точности измерений, усложнения научного

РИС. 1. Спектр задач, решаемых НИС



УДК 629.12

РИС. 2. Концепция архитектурно-конструктивного типа современных НИС



оборудования и методов научной деятельности, вести названный круг исследований на НИС, созданных, как в отечественной практике было неоднократно, путем переоборудования уже существующих судов другого назначения в НИС представляется нецелесообразным или, по крайней мере, неэффективным.

В мире на сегодня насчитывается всего около 1000 НИС водоизмещением от 250 т. Более 170 принадлежат США, Японии – 100, Великобритании – 39, Франции – 22, Канаде – 35, Германии – 29.

Спектр задач, решаемых этими судами в настоящее время, представлен на рисунке 1.

Следует отметить, что предполагаемый район их плавания во многом определяет соответствующие требования к их мореходности, дальности и автономности плавания, к количеству и составу экипажа и обслуживающего персонала, а также к обитаемости и способам обеспечения безопасности.

По районам исследований НИС можно разделить на 5 категорий:

- океанические суда, предназначенные для работ в отдаленных районах Мирового океана – 21%,
- суда для шельфа, окраинных и внутренних морей – 46%,

Жилые помещения	Грузовые помещения
Общественные помещения	Топливные цистерны
Помещения энергетической установки, ГРЩ, ПУ	Балластные цистерны
Лабораторные помещения, эллинги АГА и ТНПК	Вспомогательные помещения
Ангар, палубы катеров	Сухие отсеки, коффердамы
	Шахты трапов

- суда прибрежного плавания – 28%,
  - суда для внутренних водоёмов – 4%,
  - НИС-ледоколы для высокоширотных экспедиций – 15 единиц.
- Концепция архитектурно-конструктивного типа современных НИС представлена на рисунке 2.
- Большинство НИС имеют сходный архитектурно-конструктивный тип, характеризующийся, как правило:
- протяженным баком, достигающим 70% длины судна (это снижает заливаемость и повышает безопасность персонала при работах в свежую погоду),
  - средним расположением большой надстройки (иногда надстройку смещают в нос, сдвигают на борт или придают ассиметричную форму с целью обеспечения достаточной площади рабочей палубы),
  - наличием спускоподъемных устройств для работы с заборным оборудованием (прежде всего лебедок, кранов и специальных П-образных рам; в иностранной литературе их называют «А-frame»),
  - развитыми средствами активного управления (динамического позиционирования – ВРК и подруливающими устройствами различных типов, мощность привода которых может достигать 30% установленной мощности главного двигателя),
  - наличием устройств для умерения качки (скуловые и выдвигаемые кили, бортовые управляемые рули, гироскопические успокоители (эффективны для малых судов), активные и пассивные успокоительные цистерны).
- Для НИС ледового плавания следует отметить следующие особенности:



- специальная форма корпуса, учитывающая рекомендации классификационных обществ и традиции проектирования судов ледового плавания;
- относительно большая энерговооруженность, вызванная необходимостью преодолевать сопротивление льда во время движения и маневрирования в ледовых условиях;
- дублирование элементов движительно-рулевого комплекса. Этим обеспечивается безопасность плавания, а наличие двух винтов или винто-рулевых колонок позволяет перерабатывать большую мощность двигателей, чем при использовании одного винта в условиях ограниченности по осадке;
- размещение лебедок, барабанов для тросов, контейнерных лабораторий и другого оборудования не на открытой палубе, а в подпалубных помещениях или в закрытых ангарах для обеспечения их защиты от действия низких температур и осадков;
- предпочтительность использования электродвижения. Это обусловлено необходимостью длительной работы на режимах малых скоростей хода судна и повышенными требованиями к его маневренности. Немаловажным преимуществом дизель-электрической установки является её маломощность и сниженные показатели вибрации.

Максимальная скорость НИС редко превосходит 13–15 узлов. Зачастую это связано с решением

вопроса обеспечения большой дальности плавания (по запасам топлива). На океанских НИС масса топлива может составлять до 30% от полного водоизмещения при дальности плавания 15–20 тысяч миль. В настоящий момент только 15% судов имеют скорости, превосходящие названный диапазон скоростей хода.

На судах такого назначения (при длине от 100 м) часто размещают вертолетную площадку или даже предусматривают базирование вертолета в специальном ангаре для налаживания сообщения с берегом без необходимости захода в порт. Таким образом осуществляется снабжение этого судна и смена научного персонала. Кроме того, вертолет может использоваться в спасательных операциях и в научных целях, а также для разведки ледовой обстановки и других нужд. В последнее время широкое распространение получает оснащение таких судов беспилотными летательными аппаратами. Их использование позволяет снизить затраты на топливо для вертолета и обеспечить проведение регулярных вылетов. Одна из новых тенденций для НИС – устройство на них специальных шахт в корпусе для спуска аппаратуры прямо из судовых помещений. Этим оптимизируется комплектация и размещение соответствующего оборудования, появляется возможность проведения работ в сложных климатических условиях. Лабораторный комплекс НИС состоит из лабораторий и помещений для хранения образцов и оборудования. На протяжении последних десятилетий отмечается тенденция к укрупнению размеров отдельных

лабораторий и к уменьшению общего количества лабораторных помещений, становящихся более универсальными и многофункциональными. Причиной этому служит схожесть и универсальность самого оборудования, расположенного в различных лабораториях. Стремление к более эффективному использованию пространства и дорогостоящих приборов ведет к объединению нескольких помещений в одно большое.

Еще одним признаком времени является увеличение площадей, отведенных для вычислительного оборудования, серверов и компьютеров, обеспечивающих непрерывную запись, хранение и анализ всей поступающей на борт информации от различных датчиков и устройств. Кроме того, предусматривается возможность постоянного обмена данными с соответствующими береговыми исследовательскими институтами с помощью интернета. Такие меры позволяют провести обработку всей собранной за рейс информации ещё до возвращения судна в порт отправления.

В настоящее время рынок исследовательских и специализированных изыскательских судов переживает активное развитие. Причиной тому – геополитические и национальные интересы стран, которым НИС принадлежат, собственно научная заинтересованность профильных институтов, занимающихся проблемами экологии и окружающей среды, а также некоторых коммерческих организаций, прежде всего нефтегазового сектора. Наиболее востребованы относительно крупные суда длиной более 100 м, получающие широкое распространение по всему миру.

Основываясь на анализе недавно построенных и проектируемых судов (особенно российских), можно отметить что многие из таких судов имеют ледовый класс и так или иначе предназначены для ведения исследований в полярной или приполярной зонах Мирового океана. ●

KEYWORDS: scientific research vessels, ice class vessels, Arctic vessels, studies of the World Ocean, ship design.

РЕКЛАМА



**MIOGE**  
Moscow

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА

# НЕФТЬ И ГАЗ

**18–21 июня 2018**  
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО  
Павильон 3 • залы 13 и 14

[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)



**RPGC**  
Moscow

14-й РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
КОНГРЕСС

в рамках выставки  
**18–19 июня 2018**  
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО  
[www.oilgascongress.ru](http://www.oilgascongress.ru)



**ITE МОСКВА**  
+7 (499) 750 0828  
oil-gas@ite-expo.ru  
[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)

**ITE GROUP PLC**  
+44 (0) 207 596 5011  
og@ite-events.com  
[www.oilgas-events.com](http://www.oilgas-events.com)

Лучший бренд в группе  
Российские нефтегазовые выставки




## ФАКТЫ MIOGE 2017

**607** компаний-участников  
Выставки и Конгресса

**35** стран-участников  
Выставки и Конгресса

**18 500** посетителей

**25 873** кв.м выставочной площади

**50** мероприятий Конгресса и  
Технической программы Выставки

**235** докладчиков

**1 000** делегатов



# УЧЕТ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИ ВЫБОРЕ КОМПОНОВКИ ГРУЗОВЫХ ТЕРМИНАЛОВ И ПОРТОВ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПОРТОВ, ГРУЗОВЫХ ТЕРМИНАЛОВ И ДРУГИХ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ ТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ В ЗАПОЛЯРЬЕ, НЕОБХОДИМО УДЕЛЯТЬ ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ НА ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ. НЕКОТОРЫЕ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ И, ОСОБЕННО, ЛЕДОВЫЙ ФАКТОР МОГУТ ОКАЗАТЬ ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ ВЛИЯНИЕ НА ПЛАНИРОВКУ БУДУЩЕГО ПОРТА. НЕДОСТАТОЧНЫЙ УЧЕТ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МОЖЕТ СУЩЕСТВЕННО ОСЛОЖНИТЬ ПОСЛЕДУЮЩИЕ ЭТАПЫ ПРОЕКТА: СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

*WHEN DESIGNING THE PORTS, CARGO TERMINALS AND OTHER HYDRAULIC STRUCTURES OF THE TRANSPORT INFRASTRUCTURE IN THE POLAR REGIONS, IT IS NECESSARY TO PAY CLOSE ATTENTION TO THE HYDROMETEOROLOGICAL CONDITIONS. SOME HYDROMETEOROLOGICAL PARAMETERS AND, ESPECIALLY, ICE FACTORS CAN GREATLY INFLUENCE THE LAYOUT OF THE FUTURE PORT. INSUFFICIENT ACCOUNTING OF HYDROMETEOROLOGY IN THE DESIGN CAN SIGNIFICANTLY COMPLICATE THE SUBSEQUENT STAGES OF THE PROJECT: THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF THE FACILITY*

Ключевые слова: проектирование гидротехнических сооружений, гидрометеорологические условия, морские порты, строительство грузовых терминалов, ледовый фактор.

**Виноградов Роман Александрович,**  
Научный сотрудник ФГБУ «АНИИ», Санкт-Петербург

**Андреев Олег Михайлович,**  
к.ф.-м.н., старший научный сотрудник ФГБУ «АНИИ», Санкт-Петербург

В настоящее время все активнее осваиваются полярные регионы России. Транспортная инфраструктура и ее узлы (порты и грузовые терминалы) являются важной частью развития морских акваторий Российской Арктики. При их проектировании учитывается множество факторов: характер грузов для транспортировки, планируемые параметры судов и интенсивность судового трафика, состав гидротехнических сооружений и многое другое. На начальных этапах определяется общая концепция

узла транспортной системы, его компоновка, включающая геометрию и ориентацию в пространстве базового объекта (одного, как например терминал, или нескольких, если рассматривается порт). В последнем случае дополнительно прорабатывается взаимное расположение всего комплекса сооружений. Условно морские узловые инфраструктурные объекты можно разделить следующим образом:

- отгрузочные терминалы открытого моря;

- платформы открытого моря;
- порты (портопункты);
- вспомогательные объекты транспортной инфраструктуры.

Рассмотрим некоторые особенности указанных объектов (комплексов).

## Отгрузочные терминалы открытого моря (ОТОМ)

Это компактные объекты узкой направленности, предназначенные только для отгрузки одного вида сырья. Для обеспечения условий свободного маневрирования танкеров, терминалы выносятся достаточно далеко в море. При этом с месторождением на суше они связываются трубопроводом, по которому получают сырье для отгрузки. Обслуживается ОТОМ минимальным количеством персонала, причем управление может происходить с берега. В качестве примера можно привести Варандейский терминал (Печорское море) или терминал «Ворота Арктики» (Обская губа).

## Платформы открытого моря (ПОМ)

По сравнению с отгрузочными терминалами они могут располагаться практически на всей акватории моря и имеют более широкую функциональную нагрузку. Платформы осуществляют не только отгрузку сырья, но также его добычу и временное хранение. Для обеспечения их работы требуются дополнительные операции по доставке расходных материалов и вывозу отходов с привлечением соответствующего вспомогательного флота (судов обеспечения). Обслуживающий персонал проживает на платформе и по численности может достигает нескольких сотен человек. В Российской Арктике примером ПОМ является морская ледостойкая платформа «Приразломная» в Печорском море.

## Порты (портопункты)

Расположение их привязано к прибрежной зоне. Функциональная нагрузка очень широка, даже если основное направление работы порта – вывоз определенного вида сырья. Так, например, строящийся в Обской губе порт Сабетта предназначен для вывоза СПГ и газоконденсата. Однако в своем составе порт имеет разные

виды вспомогательных причалов, предназначенных для доставки и выгрузки генеральных грузов, техники, стройматериалов и готовых модулей, необходимых при строительстве, как самого порта, так и береговых объектов (завода СПГ и др.). Порты имеют максимальное насыщение разнообразными объектами: причалы различного назначения (для отгрузки сырья, строительных и накатных грузов, портофлота и др.), палы, берегозащита, волно- и ледозащитные сооружения, эстакады и другие гидротехнические сооружения. В связи с этим к портам в наибольшей степени относится понятие «компоновка», т.е. не только конфигурация и ориентация отдельных объектов (как ОТОМ и ПОМ), но и их взаимное расположение.

Важной отличительной чертой порта является наличие развитой операционной акватории, куда входят: подходный канал, разворотный круг, операционные зоны причалов и т.д. Обслуживающий персонал, проживающий на берегу, может достигать нескольких тысяч человек. Примером перспективных полярных портов в России являются уже упомянутая Сабетта, а также иные, планируемые в Обской губе (район Салмановского месторождения) и в других акваториях.

Необходимо отметить, что при реализации проектов узлов транспортных систем в полярных регионах все активнее начинают применять готовые основания для различных объектов инфраструктуры аналогичные массивам-гигантам, только еще крупнее. Для этой цели, по сообщениям СМИ [1, 2], в Кольском заливе Баренцева моря планируется создать «Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений». Он будет изготавливать железобетонные платформы гравитационного типа для заводов СПГ, крупнотоннажные сооружения для обеспечения работы Северного морского пути, буровые и добычные платформы для шельфовых проектов западного сектора Арктики. Все эти сооружения можно объединить одним термином – «основание гравитационного типа» (ОГТ). На базе различных ОГТ могут быть реализованы все три рассмотренные разновидности

объектов, т.е. отгрузочные терминалы, платформы в мелководной зоне и отдельные элементы портовых комплексов. Например, при освоении Салмановского НГКМ по проекту «Арктик СПГ-2» на базе одного ОГТ планируется совмещение основания для завода по производству сжиженного природного газа и причала для танкеров с отгрузкой СПГ [1–3].

## Вспомогательные объекты транспортной инфраструктуры (ВО)

В первую очередь к ним отнесем подходные каналы – стандартный элемент портов в мелководной зоне. Поскольку полярные акватории изобилуют мелководными зонами, то в ряде случаев возникает необходимость в дополнительных каналах. Например, на бере Обской губы, где естественные глубины существенно меньше, чем на фарватере губы, потребовалось строительство «морского канала» для обеспечения прохода большегрузных танкеров в порт Сабетта. Поскольку подходные и морские каналы отличаются малой шириной (до нескольких сот метров) и большой протяженностью (до нескольких десятков километров), то судоходство в каналах, как и в любых узкостях, сопряжено с определенными сложностями и ограничениями.

Кроме вышеперечисленного, к вспомогательным объектам можно отнести подводные трубопроводы подачи сырья к отгрузочным терминалам и прочие линейные подводные коммуникации (линии связи, питания и др.). Свообразным объектом являются и ледовые каналы в припайных (неподвижных) льдах, которые предназначены для проводки судов от кромки припая до пункта назначения (порта, терминала и т.д.).

Как было указано ранее, при проектировании объектов морской инфраструктуры учитывается множество факторов, в том числе – параметры природной среды. Однако при создании проекта обычно основное внимание уделяется геологическим условиям места строительства. Не приуменьшая их значение, следует не забывать о важности гидрометеорологических факторов. Гидрометеорологические и,

УДК 332.15





учитывая регион, ледовые условия могут оказать существенное влияние на строительство и дальнейшее функционирование грузового терминала, порта или другого объекта.

Рассмотрим подробнее и оценим значимость тех или иных гидрометеорологических параметров с точки зрения их влияния на компоновку портов и других рассмотренных объектов транспортной системы. Для удобства оценки возьмем за основу перечень из действующего руководящего документа СП 11-114-2004 (раздел 7 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания», [4]).

### Метеорологические условия

В состав метеорологических наблюдений, проводимых при инженерных изысканиях, входят: атмосферное давление, температура воздуха, скорость и направление ветра (в том числе порывы ветра), облачность, влажность (обычно относительная), осадки (вид и интенсивность), продолжительность солнечного сияния (а также периоды явлений полярной ночи и полярного дня), оценка горизонтальной видимости, обледенение (морское и атмосферное), явления погоды (грозы, метели и т.д.), а также сочетания нескольких параметров (например, температуры, влажности и скорости ветра).

Подавляющее число перечисленных метеопараметров не оказывает заметного влияния на компоновку гидротехнических сооружений, т.к. их воздействие в локальном районе будет практически одинаковым на все объекты вне зависимости от взаимного расположения и ориентации последних. Действительно, даже в масштабах порта (или портопункта, как варианта структурной единицы, сильно разнесенного по пространству порта) будут не значимы различия продолжительности солнечного сияния или полярной ночи, поля атмосферного давления или облачности, фоновой температуры воздуха. Атмосферные осадки, горизонтальная видимость, явления погоды могут отличаться значительной пространственной неоднородностью в конкретный

момент времени, но этим эффектом можно пренебречь, когда речь идет о временных масштабах, сравнимых с периодом эксплуатации объекта (25–50 лет и более). Тем более что указанные параметры по своей сути характеризуют определенную площадь (достаточно большую) вокруг точки наблюдения и не определяются с точностью до метров. К значимым метеофакторам, при определенных условиях, следует отнести только скорость и направление ветра, обледенение и, частично определяющую его, влажность воздуха. Более подробно эти характеристики будут рассмотрены ниже, совместно с другими гидрометеорологическими параметрами, определенными как значимые.

### Гидрологические условия

Здесь основными факторами являются: колебания уровня моря, термохалинные характеристики (температура и соленость воды), ветровое волнение, направление и скорость течений.

Первые два параметра, по аналогии с рассмотренными выше атмосферным давлением или осадками, одинаково воздействуют на все сооружения порта или стороны объекта независимо от расположения и ориентации по сторонам света. К ним же можно причислить и гидрохимические показатели, которые, при необходимости, тоже включаются в программу изысканий. Ветровое волнение и течения имеют показатель направления и, следовательно, могут менять степень воздействия на гидротехнические сооружения при их различных компоновках. Таким образом, эти параметры относим к значимым. Их подробное рассмотрение будет приведено ниже.

### Ледовые условия

В комплекс ледовых наблюдений при изысканиях включаются следующие характеристики: даты ледовых фаз (появления льда, становление и взлом припая, очищение акватории и др.) и производные от них – продолжительность и сроки навигационного периода, толщина ровного льда термического нарастания и высота снежного покрова, морфометрические

параметры деформированного льда (ширина, длина и вертикальное развитие паруса и киля торосов, стамух, навалов льда, особенности их внутреннего строения), физико-механические свойства льда (ровного и деформированного), характеристики динамики ледяного покрова (скорости и направления дрейфа льда). Также учитываются: характер ледяного покрова (неподвижный или дрейфующий), сплоченность и горизонтальные размеры дрейфующего льда, айсберговая опасность. На наш взгляд дополнительно необходимо рассматривать наличие возможности образования и накопления ледяной каши как результат интенсивного судоходства.

Из первого блока все параметры, кроме скорости и направления дрейфа льда, характеризуют фоновые ледовые условия на достаточно большой акватории, прилегающей к объекту, и обычно не имеют выраженной пространственной неоднородности или направленности. Следовательно, считаем их как не влияющие на компоновочные решения рассматриваемых объектов.

Отдельно стоит рассмотреть ледяные образования, особенно навалы льда. Преобразование, в ходе строительства, естественной среды неминуемо приведет к локальным изменениям ледовых условий. Наиболее ярким примером может служить возникновение навалов льда у границы объекта, хотя в естественных условиях в точке строительства мог наблюдаться только ровный лед или незначительные торосы. Причем характеристики ледяных образований во многом будут зависеть не только от фоновых природных условий, но и от параметров самого инфраструктурного сооружения.

Дрейф льда, по аналогии с течением, имеет показатель направления и, следовательно, может менять степень воздействия на гидротехнические сооружения при их различных компоновках. Однако динамику льда необходимо рассматривать в комплексе со сплоченностью и геометрией (горизонтальными размерами) льдин, т.к. они совместно влияют

на характер взаимодействия объекта с ледяным покровом.

Характер ледяного покрова интересен, в частности, с точки зрения дополнительного фактора – возможности образования и накопления ледяной каши. При интенсивном судоходстве дробление льда и, как следствие, образование тертого льда или ледяной каши будет происходить всегда. Однако при дрейфе льда заметного накопления каши происходить не будет, т.к. она будет уноситься от места возникновения вместе с остальным льдом. Это справедливо только для условия свободного, и относительно интенсивного, дрейфа, когда льдины и каша перемещаются на значительные расстояния. Если подвижность льда на акватории ограничена колебательными движениями из-за естественных или искусственных препятствий, то такой дрейфующий лед по свойству накопления ледяной каши близок к неподвижному, т.е. припая, где создаются благоприятные условия для интенсивного накопления больших объемов ледяной каши. Подробнее эти вопросы рассмотрены ниже.

Айсберговую опасность в данной работе рассматривать не будем по нескольким причинам. Во-первых, из-за ограничения по глубине в мелководной зоне, где располагается основная масса рассматриваемых объектов, могут появиться только обломки и куски айсбергов, сравнимые по размерам с обычными ледяными образованиями, которые уже были проанализированы. Во-вторых, узлы транспортной инфраструктуры тяготеют к материковому побережью, а места зарождения айсбергов (выводные ледники) сосредоточены на Арктических островах, т.е. на значительном расстоянии друг от друга. Это существенно снижает риск воздействия айсбергов на рассматриваемые объекты.

В итоге из ледовых условий значимыми для компоновки портов и грузовых терминалов следует признать скорость и направление дрейфа льда, сплоченность и горизонтальные размеры дрейфующего льда, характер ледяного покрова, наличие возможности образования и накопления ледяной каши, а также ледяные образования.

### Литодинамические условия

К комплексу литодинамических параметров относятся: динамика наносов, динамика рельефа дна и берегов, эскаррация дна ледяными образованиями. Последний пункт тесно связан с ледовыми условиями. По литодинамическим условиям все параметры можно считать значимыми, так как пространственная изменчивость их бывает очень большой даже на локальном участке, следовательно, небольшие изменения во взаимном расположении гидротехнических сооружений с высокой вероятностью отразятся на рассматриваемых условиях и их обратном влиянии на объекты.

В результате первичного анализа нами были выделены следующие значимые гидрометеорологические параметры: (1) скорость и направление ветра; (2) обледенение (атмосферное и морское); (3) ветровое волнение; (4) направление и скорость течений; (5) направление и скорость дрейфа льда; (6) сплоченность и горизонтальные размеры дрейфующего льда; (7) характер ледяного покрова (неподвижный, дрейфующий); (8) наличие возможности образования и накопления ледяной каши; (9) ледяные образования (торосы, стамухи, навалы); (10) литодинамический комплекс.

Необходимо напомнить, что выделение указанных параметров происходит только в рамках определения их влияния на выбор компоновочных решений, т.е. формы, геометрии и ориентации отдельных рассматриваемых объектов или их комбинации, если рассматриваются

портовые комплексы в целом. Однако это ни коим образом не уменьшает значение иных гидрометеорологических характеристик при проектировании гидротехнических сооружений.

Рассмотрим подробнее те гидрометеорологические параметры, которые были выделены нами как значимые при определении расположения и компоновки каждого вида перспективных объектов (узлов транспортной инфраструктуры).

### Скорость и направление ветра

Скорость и направление ветра первый взгляд представляются существенными при выборе компоновочных решений рассматриваемых объектов. Проверим этот тезис.

Во-первых, ветровые условия (и скорость, и направление) в большинстве случаев имеют большую изменчивость во времени. Это справедливо как в краткосрочных проявлениях, так и от сезона к сезону для всех объектов. Следовательно, рассчитывать, что ветер будет обдувать объект (или группу объектов) преимущественно с одного направления и в узком диапазоне скоростей необоснованно, если к этому нет серьезных предпосылок по данным натурных наблюдений. Например, при размещении любого сооружения в узком скалистом заливе велика вероятность существенного преобладания сильных ветров вдоль оси акватории, которые будут влиять на компоновку сами по себе или опосредованно через другие гидрометеорологические параметры (ветровое волнение, дрейф льда и др.).





Во-вторых, большая изменчивость ветровых условий отмечается и по пространству. Для вариантов ОТОМ или ПОМ это не актуально, т.к. рассматривается точечный объект, но для достаточно большой территории портовых комплексов фактор становится уже значимым. По этому, говоря о группе объектов (например, комплекс однотипных ОГТ с заводами СПГ и причалами для отгрузки), считаем не обоснованным возможный посыл об одинаковом воздействии природных факторов на каждый объект при их параллельном расположении. Однако это абсолютно не верно для большинства элементов окружающей среды, и в частности – для ветровых условий. Так, на практике, при небольших дистанциях и любом взаимном расположении ОГТ (в том числе линейном), в подавляющем большинстве случаев одни объекты окажутся с наветренной стороны, а другие – под воздействием ветровой тени и локальных завихрений от первых. Это учитывается, например, в наставлении гидрометстанциям и постам, где рекомендуется располагать метеоплощадку на значительном удалении от любых препятствий, чтобы наблюдать характерные для района станции природные условия, а не искусственные локальные возмущения.

Следовательно, можно сделать вывод об отсутствии влияния ветровых условий (в силу их большой изменчивости) на оптимизацию компоновки и расположения рассматриваемых объектов транспортной инфраструктуры для большинства районов расположения. Исключение составляют только отдельные

специфические условия, рассмотренные выше.

Здесь требуется сделать одно замечание относительно таких вспомогательных объектов как подходные и вспомогательные каналы. Ветровые условия мало влияют на выбор их расположение (другие природные факторы в данном вопросе имеют больший вес), но становятся значимыми при определении плановой геометрии. Необходимо обязательно учитывать ветровой дрейф судов поперек оси канала при расчете его ширины. В противном случае, в условиях плавания в узкости, судно может быть вытеснено на бровку канала.

### Обледенение (атмосферное и морское)

Атмосферное обледенение происходит вследствие неблагоприятного сочетания, в первую очередь, температуры воздуха и скорости ветра. Эти метеопараметры, как указывалось выше, практически одинаково воздействуют на все рассматриваемые объекты. Следовательно, атмосферное обледенение не будет влиять на компоновочные решения. Исключением является только случай парения акватории (т.е. локального увеличения влажности воздуха) при отеплении акватории для активного воздействия на ледяной покров вблизи причалов и аналогичных объектов.

Наличие и интенсивность морского обледенения зависит от забрызгивания и заливания объектов морской водой при интенсивном ветровом волнении и подъемах уровня воды. Снижение влияния указанных факторов

возможно при выборе обоснованных значений вертикальных отметок горизонтальных поверхностей, выбор более обтекаемой геометрии объекта (ОТОМ и ПОМ) с использованием соответствующих форм и приспособлений (наклонных поверхностей, дефлекторов и др.), особенно с наиболее волноопасных направлений. Для портов логичным решением является создание волнозащитных сооружений, ограничивающих операционную акваторию. При этом для самих внешних ограждений остаются актуальными рекомендации для терминалов и платформ.

По объективным причинам для подводных вспомогательных объектов проблемы обледенения не актуальны. Обледенение судов при движении по каналу отличается от аналогичного в открытом море только невозможностью выбора оптимального курса относительно волны (для уменьшения забрызгивания).

### Ветровое волнение

Ветровое волнение представляет опасность в первую очередь для пришвартованных судов, особенно у причалов на акватории порта. Защите гидротехнических объектов и судов от ветрового волнения посвящено очень много литературы [5–7 и др.]. Поэтому подробно останавливаться на этом вопросе не будем. Можно только отметить те же рекомендации, что были приведены для морского обледенения.

### Направление и скорость течений

Суммарные течения складываются из нескольких компонент: периодической (или приливной), непериодической (преимущественно ветровой) и квазипостоянных течений.

Для условий открытого моря, где влияние берегов минимизируется, течения начинают оказывать практически равнозначное воздействие со всех сторон по следующим причинам:

- квазипостоянные течения в открытом море малы по сравнению с другими компонентами;
- эллипсы приливных течений с удалением от берегов и увеличением глубины стремятся к окружности, т.е. к равномерной смене направления при относительно постоянной скорости;
- ветровые течения, зависящие от ветрового режима, имеют преимущественно такую же изменчивость и, следовательно, могут считаться не влияющими на геометрию и пространственную ориентацию терминала.

Главным следствием такого равнозначного воздействия является необходимость создания поворотного узла отгрузки, поскольку судно под действием течений (в первую очередь приливных) будет стремиться повернуться относительно неподвижного терминала или платформы.

При приближении к берегу сильнее начинает сказываться влияние орографии. Проявляется это в более четком выражении квазипостоянных течений (куда могут добавляться сезонное проявление стоковых течений). Приливные эллипсы вытягиваются и периодические течения становятся ближе к реверсивным с четкой сменой направления четыре раза в сутки (полусуточный прилив). Ветровые течения тоже в большей степени приобретают вдольбереговую направленность. В прибрежной зоне для объектов также необходим поворотный узел отгрузки, только судно будет стремиться повернуться не постоянно, а после половины приливного цикла (при реверсивной смене направления течения). Это характерно для всех существующих терминалов и платформ в полярных акваториях. В условиях порта подобная резкая смена направления течения может спровоцировать явление тягуна или снос судов при их низкой управляемости из-за отсутствия скорости. Оградительные сооружения помогут существенно

снизить остроту проблемы для операционной акватории порта. Снос судов также характерен при движении по каналам. Более ярко это будет проявляться при выраженной ортогональности направления канала и течения, что характерно для подходных каналов портов в Обской губе.

### Скорость и направление дрейфа льда

Поскольку дрейф льда является результатом воздействия ветра и течений, то все сказанное по этим параметрам суммируется в данном разделе. Учитывая вероятность максимального совпадения по направлению воздействия ветра, поверхностных течений и дрейфующего льда в прибрежной зоне, то в наиболее неблагоприятной ситуации будут находиться суда в операционной акватории порта, когда они плохоуправляемы из-за малой скорости и могут находиться в невыгодном положении относительно внешних нагрузок. В связи с этим рекомендуется защита акватории порта (включая зону торможения судов перед разворотным кругом) с помощью ледозащитных сооружений (ЛЗС). Необходимо учитывать, что, практически ни при каких приемлемых вариантах компоновки, самоочищение акватории порта от битого льда происходить не будет. В данной ситуации сталкиваются два противоположенных требования к бассейну – открытость акватории для свободного выхода льда и ее закрытость для защиты от воздействия льда.

На внешней границе ЛЗС и у точечных объектов (ОТОМ, ПОМ) при дрейфе льда и его торошении перед препятствием могут возникать навалы и стамухи, что способно блокировать объектов с одной или нескольких сторон. Если для ЛЗС подобное не критично, то у терминалов и платформ это может вызвать угрозу частичной потери функциональности (например, при невозможности проведения грузовых операций и эвакуации персонала). Для снижения подобных рисков необходимо оптимизировать геометрию объектов (выбор обтекаемых форм, подбор наклона стенок и т.д.) и компоновку внутренних устройств и

механизмов (расположение кранов, отгрузочных устройств, средств эвакуации).

При рассмотрении вспомогательных объектов дрейф льда опасен в первую очередь для судов в стесненных условиях каналов. Здесь также будет наблюдаться суммарный эффект от воздействия ветра, течений и льда.

### Сплоченность и горизонтальные размеры дрейфующего льда

Данные параметры могут усугублять негативный эффект от уже рассмотренных факторов (дрейф льда и др.). Увеличение сплоченности и размеров льдин (при прочих равных) будет сказываться следующим образом:

- рост вероятности возникновения и масштаб торошений у препятствий (терминалов, ЛЗС и др.);
- увеличение риска образования навала в зоне выхода трубопроводов на берег;
- увеличение воздействия на судно в канале;
- уменьшение площади разводий в ветровой (дрейфовой) тени объектов, где создаются благоприятные условия для временной стоянки судна или грузовых операций.

При малой сплоченности (1–3 балла) проявляться влияние ветрового волнения, которое может спровоцировать ударные нагрузки от битого льда. Влияние зыби может проявляться при еще большей сплоченности льда и вызывать аналогичные последствия.

Дробление льда вспомогательным флотом будет снижать нагрузки от дрейфующего льда на сооружения и суда.

### Характер ледяного покрова (неподвижный, дрейфующий)

Ледяной покров делится на подвижный (дрейфующий) и неподвижный (припай). Влияние дрейфующего льда было рассмотрено выше.

Наличие припая, образующегося у кромки объекта, исключает (на время) негативное влияние от подвижного льда, но с другой стороны накладывает свои ограничения. Припай вокруг объекта демпфирует воздействие на него дрейфующего льда, но при





этом создаются дополнительные нагрузки от сплошного ледяного покрова: вертикальные – при колебаниях уровня моря, горизонтальные – при термических расширениях. Второе особенно актуально для закрытых акваторий портов. Необходимо помнить, что после взлома припая объекты окажутся под воздействием дрейфующего льда с соответствующими последствиями, описанными выше.

Для прохода судов в неподвижном льду от кромки припая к объектам инфраструктуры требуется прокладка ледового канала. В нем в зависимости от внешних условий (температура воздуха, интенсивность трафика и др.) будет накапливаться раздробленный лед (ледяная каша). Накопление каши происходит значительно быстрее роста толщины ровного льда вокруг, причем не только по ширине канала, но и в районе его кромок, образуя искусственные торосы в буферной зоне. Важным моментом, в данном случае, является отсутствие размыва скоплений ледяной каши под припаем в естественных условиях, т.е. даже наличие течений не может существенно снизить скорость накопления дробленого льда. При избытке ледяной каши суда не смогут ее преодолеть и потребуются прокладка нового ледового канала. Поэтому в арктических условиях Ширину ворот порта, подходных и удаленных каналов необходимо рассчитывать, принимая во внимание количество возможных ледовых каналов (с учетом ширины судна и буферных зон).

### Наличие возможности образования и накопления ледяной каши

Как указано выше, при судоходстве в припайном льду происходит образование и накопление ледяной каши. Особенно быстро развивается этот процесс в зонах существенного расширения ледового канала (разворотный круг, разветвления каналов и др.), где происходит хаотичный взлом льда. Системы снижения количества ледяной каши (термические и механические) для суровых полярных условий только разрабатываются. Поскольку объем накопления каши зависит (кроме природных факторов) от площади взлома льда и частоты проходов судов, то при проектировании портов следует минимизировать эти показатели, плотнее размещая ключевые объекты и по-возможности исключая непроизводительные перемещения основного и вспомогательного флота.

### Ледяные образования (торосы, стамухи, навалы)

Частично этот фактор был рассмотрен выше при анализе дрейфа льда, его сплоченности и размеров, прокладке ледовых каналов в припае. Дополнительно следует упомянуть возможность частичной блокировки терминалов и платформ не при местном торшении льда, а вследствие появления дрейфующих ледяных образований извне. Необходимо учитывать, что при разрушении льда дрейфующими могут

стать даже большие стамухи, размеры которых существенно превышают обычные торосы. Для портов и подходных каналов, при их расположении в зоне распространения неподвижных льдов, может представлять угрозу дрейф искусственных торосов с бровок старых ледовых каналов при разрушении припая. Кили дрейфующих торосов опасны при экзарации дна для подводных коммуникаций и кромок подходных каналов.

### Литодинамический комплекс

Существенное влияние на динамику наносов оказывают в первую очередь искусственные прорезы на дне (каналы, дноуглубления в порту и т.д.). При строительстве терминалов и платформ естественные условия изменяются относительно незначительно, а стандартная защитная берма предусматривается сразу. Дноуглубление, характерное для каналов и портов, создает искусственные ловушки для наносов. Следовательно, минимизация дноуглубления (по площади и глубине) сократит не только строительные, но и эксплуатационные затраты. Вторым источником дополнительных наносов являются реки, которые (в полярной зоне) в период половодья способны выносить до 90 % объема годового твердого стока. Отделение акватории порта от устья реки сократит заносимость. Размыву способствуют слабые грунты и сильные придонные течения. Первое может быть

скорректировано (в лучшую или худшую сторону) при дноуглублении, риск второго возрастает при интенсивной работе судовых винтов и создании локальных сужений, усиливающих естественные потоки.

Из-за плохой предсказуемости развития природных процессов в вечной мерзлоте, следует минимизировать любое воздействие на нее. Оптимальным может быть разумное сокращение дноуглубления и вдольбереговой линии порта.

Экзарация дна ледяными образованиями была рассмотрена выше.

### Примеры

Рассмотрим некоторые примеры учета гидрометеорологических параметров на основе открытой информации по уже существующим объектам в Российской Арктике.

Наиболее оптимизированы из уже действующих объектов, по всей видимости, грузовые терминалы: Варандейский и «Ворота Арктики». Они компактны, обтекаемы, имеют поворотный узел отгрузки. Работают: первый с 2008 г., второй с 2016 г. Значительных нареканий по их работе, с точки зрения учета гидрометеорологических условий, замечено не было. Однако для терминала «Ворот Арктики», расположенном в припайной зоне Обской губы в будущем (с увеличением судового трафика и при более суровых зимних условиях) возможны проблемы, связанные с накоплением ледяной каши, как в зоне ледового канала, так и непосредственно у терминала.

По МЛСП «Приразломная» уже отмечались некоторые проблемы из-за навалов льда вокруг корпуса. Согласно сообщениям в СМИ [8–10] они преодолеваются, но одной из причин возникновения навалов является квадратная плохообтекаемая форма платформы.

Проект порта Сабетта в Обской губе изначально не предусматривал серьезной ледозащиты. Однако в последующем он был пересмотрен и сейчас в число основных объектов порта входят: технологическая эстакада завода СПГ, два причала для отгрузки СПГ и ледозащитные сооружения.

Морской канал на бере Обской губы и подходной к п. Сабетта. Проблемы с проводкой судов из-за большой динамичности дрейфующего льда уже отмечались судоводителями. Предполагается создание системы мониторинга и управления ледовой обстановкой в северной части Обской губы, которая должна скорректировать проблему.

### Выводы

Рекомендации по компоновке отгрузочных терминалов и платформ схожи, из-за значительной однотипности влияния гидрометеорологических параметров, и сводятся к следующему:

- использование обтекаемых форм, наклонных поверхностей, защитных дефлекторов;
- использование поворотного узла отгрузки;
- расположение кранов, отгрузочных устройств, средств эвакуации с учетом возможной блокировки внешнего периметра объекта ледяными образованиями;
- минимизация примороженного льда (припая) механическими или иными методами;

Рекомендации для портов:

- защита акватории порта (включая зону торможения судов) с помощью многофункциональных защитных сооружений (от волнения, течений и дрейфующего льда);
- если необходимо регулирование очищения акватории порта от битого льда и каши, то требуется создание специализированных систем, т.к. создать систему самоочищения порта ото льда практически не возможно;
- минимизация площади акватории порта и протяженности ее береговой границы;
- оптимизация ширины ворот порта (достаточность по судовому трафику с учетом ледовых каналов и минимизация для повышения защиты акватории от внешних факторов);
- минимизация площади взлома льда (операционной зоны) и частоты проходов судов для чего необходимо плотнее размещать ключевые объекты и исключать непроизводительные

перемещения основного и вспомогательного флота;

- минимизация дноуглубления и воздействия на вечную мерзлоту;
- отделение акватории порта от устьев рек;

Рекомендации для каналов и подводных коммуникаций:

- рассчитывать ширину каналов с учетом снижения управляемости судов, влияния волнения и возможных одновременных ударных нагрузок от льда, сноса под воздействием комплекса ветер-течения-дрейфующий лед и необходимого количества ледовых каналов при наличии припая;
- учитывать разрушающее воздействие килей естественных и искусственных ледяных образований на бровки каналов и подводные коммуникации;
- минимизировать дноуглублений для снижения заносимости и воздействия на ММГ.

Для всех объектов необходимо создание системы управления ледовой обстановкой. ●

### Литература

1. <http://rosinvest.com/novosti/1289203>
2. <http://neftianka.ru/novatek-privlekaet-linde-technip-i-nipigaz-v-proekt-arktik-spg-2/>
3. <http://neftegaz.ru/news/view/161457-NOVATEK-vidit-horoshie-perspektivy-dlya-sotrudnichestva-s-Ispaniy-po-SPG-proektam>
4. СП 11-114-2004 «Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений», М., Госстрой РФ, 2004, 91 с.
5. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*, М., Госстрой РФ, 2012, 116 с.
6. Лаппо Д. Д., Стрекалов С. С., Завьялов В. К. Нагрузки и воздействия ветровых волн на гидротехнические сооружения. Теория. Инженерные методы. Расчеты. – Л.: Изд. ВНИИГ, 1990. – 432 с.
7. Крылов Ю. М. и др. Ветер, волны и морские порты. – Л.: Гидрометеоиздат, 1986. – 264 с.
8. Новости ФГУП КГНЦ «Две недели на Приразломной: уникальное решение для борьбы с ледяными образованиями» ([http://krylov-center.ru/rus/news/?ELEMENT\\_ID=628](http://krylov-center.ru/rus/news/?ELEMENT_ID=628))
9. Электронное издание KORABEL.RU. Пресс-релизы. 11:31 25.04.2016. «Две недели на Приразломной: уникальное решение для борьбы с ледяными образованиями» ([https://www.korabel.ru/news/comments/dve\\_nedeli\\_na\\_prirazlomnoy\\_unikalnoe\\_reshenie\\_dlya\\_borby\\_s\\_ledyanymi\\_obrazovaniyami.html](https://www.korabel.ru/news/comments/dve_nedeli_na_prirazlomnoy_unikalnoe_reshenie_dlya_borby_s_ledyanymi_obrazovaniyami.html))
10. <http://alexey-ionov.livejournal.com/110591.html>

KEYWORDS: *the design of hydraulic structures, meteorological conditions, sea ports, construction of freight terminals, the ice factor.*



# ПОЛУЧЕНИЕ АРКТИЧЕСКОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ИЗ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

**Савостьянов Александр Петрович**, доктор технических наук, профессор кафедры «Химические технологии» Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова

**Яковенко Роман Евгеньевич**, кандидат технических наук, научный сотрудник НИИ «Нанотехнологии и новые материалы» Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова

**Нарочный Григорий Борисович**, кандидат технических наук, доцент кафедры «Химические технологии», ведущий научный сотрудник НИИ «Нанотехнологии и новые материалы» Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова

**Меркин Александр Александрович**, доктор технических наук, Заместитель генерального директора по развитию и инвестициям ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ПИЛОТНЫХ ИСПЫТАНИЙ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ИЗ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА. ПОКАЗАНА ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ТОПЛИВА ИЗ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ. КОБАЛЬТСОДЕРЖАЩИЙ КОМПОЗИТНЫЙ КАТАЛИЗАТОР ПОЗВОЛЯЕТ ОСУЩЕСТВИТЬ ОДНОРЕАКТОРНОЕ ПОЛУЧЕНИЕ ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННЫХ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ, ОБЪЕДИНИВ СТАДИИ СИНТЕЗА УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ СО И Н<sub>2</sub>, ИХ ГИДРОКРЕКИНГА И ГИДРОИЗОМЕРИЗАЦИИ. СИНТЕТИЧЕСКАЯ ДИЗЕЛЬНАЯ ФРАКЦИЯ ОТЛИЧАЕТСЯ ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ РАЗВЕТВЛЕННЫХ АЛКАНОВ, КОТОРЫЕ ОБЕСПЕЧИВАЮТ ТРЕБУЕМЫЕ ПО ГОСТ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА ТОПЛИВА

*THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF PILOT TRIALS OF PRODUCTION OF SYNTHETIC DIESEL FUEL FROM ASSOCIATED PETROLEUM GASES. A PRINCIPLE POSSIBILITY OF CREATION OF A METHOD OF PRODUCTION OF ARCTIC FUEL FROM ASSOCIATED PETROLEUM GASES WITH THE USE OF DOMESTIC CATALYSTS WAS DEMONSTRATED. A COBALT-BEARING COMPOSITE CATALYST MAKES IT POSSIBLE TO PERFORM ONE-POT PREPARATION OF HIGH-QUALITY ENGINE FUELS, BY COMBINING THE STAGES OF HYDROCARBON SYNTHESIS FROM CO AND H<sub>2</sub>, THEIR HYDROCRACKING AND HYDROISOMERIZATION. A SYNTHETIC DIESEL OIL CUT IS NOTABLE FOR ITS HIGH CONTENT OF BRANCHED ALKANES, WHICH GUARANTEE THE GOST-DEFINED LOW TEMPERATURE FEATURES OF THE FUEL*

Ключевые слова: арктическое дизельное топливо, попутный нефтяной газ, синтез Фишера-Тропша, полифункциональный катализатор.

В связи с интенсивным освоением Арктики для России особенно остро стоит вопрос обеспечения потребителей высококачественным низкосажающим дизельным топливом [1]. Потребность в зимнем и арктическом дизельном топливе в России постоянно растет, в тоже время объёмы его производства реализованы менее чем наполовину. Выпуск этого вида топлива должен составлять не менее 30 % от общего объема производства дизельного топлива, однако фактический объем его производства не превышает 17% [2].

В настоящее время производство арктического топлива осуществляется из нефтяного сырья несколькими способами: понижением температуры конца кипения, каталитической

депарафинизацией, добавлением депрессорных присадок [3, 4]. Недостатками данных методов является сокращение глубины переработки нефти, отсутствие отечественных недорогих катализаторов депарафинизации, дороговизна депрессорных присадок. Кроме того, основные производства арктического дизельного топлива удалены от мест их потребления, что значительно удорожает его стоимость.

Арктическое дизельное топливо может быть получено альтернативным способом из попутного нефтяного газа (ПНГ) по технологии «газ в жидкость» (Gas-to-liquids) в районах добычи нефти. Данная технология позволит утилизировать ПНГ, производить качественное

УДК 662.76

РИС. 1. Блок-схема классической технологии GTL



топливо, превосходящее нефтяные аналоги по эксплуатационным и экологическим показателям, и снизить дефицит этого вида продукции в РФ.

опытно-промышленной установке (ОПУ), построенной на ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова» (рисунок 2). Она включает все основные стадии технологии

ФТ и гидропреобразование продуктов. Используемые технические решения позволяют существенно снизить капитальные затраты на строительство модульных установок за счет совмещения второй и третьей стадии процесса и получения готовый продукт – арктическое дизельное топливо в одну стадию.

Как известно, в технологии GTL на первую стадию процесса приходится около 60% капитальных затрат. Это обусловлено тем, что для получения синтез-газа требуемого состава (Н<sub>2</sub>/СО≈2) необходимо использовать дополнительные реагенты такие как кислород, диоксид углерода, либо удалять избыток водорода с помощью мембранных технологий. Для сокращения затрат на этой стадии предложено использовать доступное сырье – воздух

Для сокращения затрат на стадии получения синтез-газа предложено использовать доступное сырье – воздух и воду

Классическая технология gas-to-liquids (GTL) состоит из трёх стадий (рис. 1): 1 – превращение природных газов в синтез-газ (смесь водорода и монооксида углерода); 2 – получение по методу Фишера-Тропша (ФТ) длинноцепочечных синтетических углеводородов; 3 – облагораживание (гидрокрекинг и/или гидроизомеризация) продуктов синтеза второй стадии процесса [5]. Наличие большого количества стадий делает классическую технологию GTL энергозатратной и менее привлекательной с экономической точки зрения. Для создания рентабельной технологии GTL, которую можно использовать на модульных установках, работающих непосредственно в местах добычи нефти, необходимо сокращение технологических стадий, упрощение технологической цепочки процесса и оптимизация схемы.

В ЮРГПУ(НПИ) исследования в области получения синтетических углеводородов ведутся с 80-х годов. За это время разработана серия катализаторов для синтеза по методу ФТ твёрдых углеводородов (церезинов), высокооктанового бензина, зимнего и арктического дизельного топлива. Технология получения церезинов реализована на

GTL, кроме стадии гидрокрекинга, так как целевым продуктом являются длинноцепочечные углеводороды С<sub>35+</sub> (церезины). На этой установке, при использовании полифункционального катализатора ФТ, можно получать и арктическое дизельное топливо.

Новая технология включает стадии: низкотемпературную конверсию гомологов метана С<sub>2+</sub> (предриформинг), паровоздушный риформинг, совмещенный синтез

РИС. 2. Опытно-промышленная установка получения синтетических углеводородов





РИС. 3. Полноцикловой пилотный комплекс конверсии ПНГ



и воду. Вода, образующаяся на второй стадии процесса (совмещенный синтез ФТ), может быть использована для получения синтез-газа без предварительной подготовки, так как не содержит минеральных примесей. Такой способ получения синтез-газа позволит сократить капитальные

**Решить проблему закоксовывания катализатора риформинга и его дезактивации можно за счет удаления углеводородов C<sub>2+</sub> из ПНГ на стадии предриформинга, применяя низкотемпературную паровую конверсию**

затраты на этой стадии до 40%. Недостатком этого способа является высокое содержание азота в синтез-газе (40–50%), которое может ограничить его дальнейшее применение. Поэтому необходим катализатор синтеза углеводородов, который смог бы работать на забалластированном синтез-газе при высоких нагрузках.

Основная сложность получения синтез-газа из ПНГ заключается в том, что он, в отличие от природного газа, содержит значительное количество гомологов метана (предельные углеводороды C<sub>2+</sub>) [6]. Их наличие приводит к закоксовыванию катализатора риформинга и его дезактивации. Решить данную проблему можно за счет удаления углеводородов C<sub>2+</sub> из ПНГ на стадии предриформинга, применяя низкотемпературную (300–500°C) паровую конверсию.

ТАБЛИЦА 1. Состав газа на выходе из реактора предриформинга

Состав газа, % об.					Степень конверсии углеводородов C <sub>2+</sub> , %
C <sub>2+</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	
0,2	36,6	0,9	42,3	20,0	98,7

ТАБЛИЦА 2. Состав синтез-газа после реактора риформинга

Состав газа, % объёмных долей					Степень превращения CH <sub>4</sub> , %
CH <sub>4</sub>	CO	H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	
0,6	16,1	33,6	5,5	44,2	96

Для получения арктического дизельного топлива в одну стадию на разбавленном синтез-газе разработан полифункциональный катализатор, обладающий функциями синтеза длинноцепочечных углеводородов и их гидрооблагораживания. В лабораторных исследованиях

углеводородов. Сокращение количества стадий, получение готового к реализации продукта, понижение рабочего давления процесса позволят существенно повысить экономическую эффективность такой технологической установки.

Предлагаемые технические решения для технологии получения арктического топлива из ПНГ были апробированы на полноцикловом пилотном комплексе (рисунок 3).

Он включает все основные технологические стадии: очистку исходного газа от сернистых соединений, предриформинг, основной риформинг, охлаждение и осушку синтез-газа, синтез углеводородов по методу ФТ, разделение продуктов синтеза. Комплекс предназначен для проведения длительных испытаний, исследований взаимовлияния стадий процесса, отработки технологических

РИС. 4. а) Co-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>/SiO<sub>2</sub> катализатор синтеза длинноцепочечных углеводородов; б) композитный Co/SiO<sub>2</sub>/HZSM-5 катализатор



а

б

ТАБЛИЦА 3. Каталитические свойства композитного катализатора

Степень конверсии CO, %	Селективность, % масс.				Производительность, кг/(м <sup>3</sup> кат.·ч)
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub>	C <sub>5+</sub>	CO <sub>2</sub>	
84,0	17,3	9,4	69,1	4,1	80,8

ТАБЛИЦА 4. Фракционный состав продуктов синтеза

Содержание, % масс.		
Бензиновая фракция (н.к. – 180°C)	Дизельная фракция (180-330°C)	Остаток (> 330°C)
60	36	4

режимов, необходимых для получения исходных данных на проектирование промышленных установок.

В данной работе проведены экспериментальные исследования процесса конверсии ПНГ модельного состава в синтетическую нефть. Для проверки работоспособности указанной технологии использовали газ с высоким содержанием углеводородов C<sub>2+</sub> следующего состава, % об.: CH<sub>4</sub> – 1,1; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> – 6,2; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> – 78,6; n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – 6,4; i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – 6,6; N<sub>2</sub> – 0,5; CO<sub>2</sub> – 0,2; H<sub>2</sub>S – 0,4.

Очистку от сернистых соединений осуществляли на цинковом поглотителе марки НИАП-02-02 при температуре 400°C и объемной скорости газа (ОСГ) 1000 ч<sup>-1</sup>. Остаточное содержание сернистых соединений в конвертированном газе не превышало 1 мг/м<sup>3</sup>. Предриформинг реализовывали на никелевом катализаторе производства НИАП-Катализатор (г. Новомосковск), при температуре 450°C, мольном соотношении пар/газ = 8 и ОСГ = 3000 ч<sup>-1</sup> (по углеводородному газу). Состав получаемого газа на выходе из реактора предриформинга и степень конверсии углеводородов C<sub>2+</sub> представлены в таблице 1.

При указанных условиях происходит практически полная конверсия углеводородов C<sub>2+</sub>, а полученный газ в основном состоит из метана, водорода и диоксида углерода. Таким образом, предриформинг ПНГ на отечественном катализаторе производства «НИАП Катализатор»

позволяет стабилизировать его состав, конвертировав при этом практически полностью углеводороды C<sub>2+</sub>.

Газ после предриформинга использовали на стадии риформинга, где при температуре 800°C и ОСГ = 1000 ч<sup>-1</sup> получали синтез-газ (CO+H<sub>2</sub>), состав которого представлен в таблице 2. Для основного риформинга использовали катализатор марки НИАП-03-01Ш.

Синтез-газ данного состава использовали для получения синтетических углеводородов на полифункциональном катализаторе синтеза ФТ. Он (рисунок 4б) представляет собой композицию

**Для получения арктического дизельного топлива в одну стадию на разбавленном синтез-газе разработан полифункциональный катализатор, обладающий функциями синтеза длинноцепочечных углеводородов и их гидрооблагораживания**

из кобальталоумосиликагелевого катализатора синтеза длинноцепочечных углеводородов по методу ФТ (рисунок 4а), кислотной составляющей на основе цеолита HZSM-5 и связующего – оксида алюминия. Методика его получения и активации описана в работах [7,8].

Синтез углеводородов осуществляли при давлении 2,0 МПа, ОСГ=1500 ч<sup>-1</sup> и температуре 240°C. Результаты испытаний представлены в таблице 3.

РИС. 5. Синтетическая нефть, полученная из ПНГ



Катализатор показал устойчивую работу в течение всего цикла непрерывных испытаний (более 100 часов) и позволил на разбавленном синтез-газе получить жидкие углеводороды C<sub>5+</sub> с селективностью, близкой к 70% и производительностью 80 кг/(м<sup>3</sup>кат.·ч).

Таким образом, была доказана возможность применения паровоздушного риформинга для получения углеводородов по технологии GTL с использованием полифункционального катализатора.

Полученная синтетическая нефть (рисунок 5) представляет собой светлую прозрачную жидкость

с характерным запахом, не содержит осадка и механических примесей.

На композитном катализаторе производится легкая синтетическая нефть, состоящая в основном из бензиновой и дизельной фракций. Это высококачественный продукт, в котором полностью отсутствуют соединения серы и азота, полициклические ароматические углеводороды, тяжелые углеводороды, выкипающие выше 350°C.



ТАБЛИЦА 5. Свойства синтетического дизельного топлива

Показатель	Требования ГОСТ	Значение показателя для фракций с температурой конца кипения, °С		
		330	300	280
Перегоняется до температуры 180°С, % об., не более	10	4	4	4
Перегоняется 95% об. при температуре, °С, не выше	360	320	291	272
Цетановое число	49	52	51	51
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	800,0–855,0	771,4	765,8	764,7
Вязкость, мм <sup>2</sup> /с	1,200–4,000	2,6	2,55	2,1
Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, % не более	8,0	0	0	0
Массовая доля серы, мг/кг, не более	50	0	0	0
Температура помутнения, °С, не выше	-34	-20,8	-29,6	-36
Температура застывания °С	–	-32	-40	-49
Температура вспышки, °С, не ниже	30	57,0	51	38

Для улучшения низкотемпературных свойств дизельного топлива снижали температуру конца кипения до 330°С, 300°С и 280°С. Свойства полученного синтетического дизельного топлива соответствуют в целом ГОСТ Р55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное» (таблица 5).

Фракция дизельного топлива с температурой конца кипения 280°С по низкотемпературным свойствам, фракционному составу, цетановому числу, температуре вспышки и др. соответствует ГОСТ Р55475-2013. Следует отметить, что синтетическое дизельное топливо отличается меньшей плотностью (на 5%), что обусловлено отсутствием тяжелых полициклических углеводородов. Снижение плотности топлива может увеличивать его расход. Однако, в случае синтетического топлива, расход может уменьшиться за счет более высокой его теплотворной способности.

Таким образом, проведенные в ЮРГПУ(НПИ) исследования

показали принципиальную возможность создания технологии получения арктического топлива из ПНГ. В частности, использование полифункционального катализатора позволяют синтезировать дизельную фракцию с высоким содержанием разветвленных алканов, которые обеспечивают требуемые по ГОСТ низкотемпературные свойства топлива. Полученные результаты, могут быть применены для создания модульных установок получения арктического дизельного топлива в местах добычи нефти. ●

Результаты работы получены при поддержке Минобрнауки РФ в рамках государственного задания на проведение НИОКР, шифр заявки №10.2980.2017/4.6, с использованием оборудования ЦКП «Нанотехнологии» ЮРГПУ (НПИ).

Выражаем благодарность ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР» в лице генерального директора Дульнева Алексея Викторовича за предоставленные образцы катализаторов предпринимательства и реформинга.

**Литература**

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (основные положения).
2. Камешков А.В., Гайле А.А. Получение дизельных топлив с улучшенными низкотемпературными свойствами (обзор) // Известия СПбГТИ(ТУ). 2015. №29. С. 49–60.
3. Kemalov A.F., Kemalov R.A., Valiev D.Z., Abdrafikova I.M. Development of the composition of depressor – dispersant additives for petroleum fuels // Life Science Journal. 2014. V.11 (12s). P. 461–465.
4. Киселева Т.П., Алиев Р.Р., Целюткина М.И. Каталитическая депарафинизация: состояние и перспективы. Часть 1. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2016. № 2. С. 3–8.
5. Ellepola J., Thijssen N., Grievink J., Baak G., Avhale A., Schijndel J. Development of a synthesis tool for Gas-To-Liquid complexes // Computers and Chemical Engineering. 2012. V. 42. P. 2–14.
6. Яковенко Р.Е., Нарочный Г.Б., Шурыгин Д.Н., Савостьянов А.П. Переработка углей и природных органических веществ в синтетические углеводороды. Часть 4. Утилизация попутного нефтяного газа методом GTL // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. 2014. № 5. С. 77–83.
7. Савостьянов А.П., Яковенко Р.Е., Нарочный Г.Б., Салиев И.Н., Зубков С.А., Митченко С.А. Композитный катализатор для получения моторных топлив из CO и H2 по методу Фишера-Тропша // Известия ВУЗов. Сев.-Кав. регион. Технические науки. 2016. № 3.
8. Положительное решение по заявке на патент РФ № 20161503741/04(080819) от 12.09.2017.

KEYWORDS: Arctic diesel fuel, associated petroleum gas, synthesis Fischer-Tropsch, a polyfunctional catalyst.



**НЕФТЬ МОЖЕТ ПОДОРВАТЬ СТРЕМЛЕНИЕ К ТЕСНЫМ СВЯЗЯМ С САУДОВСКОЙ АРАВИЕЙ**

THE TIMES

Робин Пагнамента

Настоящей проверкой отношений, возможно, станет биржевой листинг Saudi Aramco в 2018 или 2019 г. К тому времени нефтяной рынок может стабилизироваться на более высоких уровнях, ослабляя импульс к продолжению совместных действий. Если первичное размещение акций будет успешным, желание Саудовской Аравии подтолкнуть нефтяные цены вверх, чтобы максимизировать рыночную стоимость ценных бумаг перед их выпуском, может ослабеть.

Именно в этот момент прежнее соперничество может вернуться – в том числе борьба за долю рынка между Россией и Саудовской Аравией на растущем нефтяном рынке Азии. Сейчас обе стороны ведут себя так, будто нынешнее сближение останется значимым даже после вышеизложенного.

**РОССИЙСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ГИГАНТЫ ХОТЯТ РАСШИРИТЬ МЕЖДУНАРОДНОЕ ПРИСУТВИЕ**

Neue Zürcher Zeitung

Беньямин Трибе

Хотя Россия и является крупнейшим в мире экспортером углеводородов, крупнейшим

нефтедобытчиком и 2-м по величине добытчиком газа, российские концерны долгое время ничего не делали для того, чтобы играть весомую роль в глобальном масштабе. Активнее всего на международной арене задействована 2-я в России по объемам добываемой нефти компания, которая нечасто бывает на слуху – «Лукойл». Ее контрольный пакет акций находится в частных руках и в этой связи она неподконтрольна Москве.

Причина, по которой компания выходит на международную арену, – отсутствие у нее помощи со стороны Кремля: крупные западносибирские месторождения концерна иссякают, а гарантировать себе лицензии на другие месторождения в России компания не может. Они отдаются, как правило, государственным гигантам – «Роснефти» или «Газпрому».



Те компании, которые по политическим причинам не могут обеспечить развитие бизнеса внутри страны, выходят на международный уровень. Нехватка опыта и технологий привела к тому, что не все иностранные проекты российских

концернов имеют успех. Из-за санкций выбор партнеров и проектов осложнился еще больше, а Кремль ставит перед своей самой важной в стратегическом плане отраслью политические задачи. Но ясно одно: полностью ограничивать свою деятельность делами в России компании не хотят.

**ЧУТЬ ЛИ НЕ ЛУЧШИЕ ДРУЗЬЯ**

Handelsblatt

Матиас Брюггманн

12 октября В. Путин встретился с немецкими бизнесменами.

Германо-российские торговые отношения ознаменовались ростом в первом полугодии 2017 года, составившим около четверти от общего объема. К радости Путина, порядка 5 тыс. немецких компаний, имеющих бизнес в России, предоставили рабочие места 270 тыс. его



соотечественникам. Обе стороны заявили о желании продолжать сотрудничество в том же духе и высказались в негативном ключе относительно новых антироссийских санкций США. Новый пакет штрафных мер предусматривает санкции и в отношении третьих стран, ведущих дела с российскими компаниями.

Резонансная тема поставки турбин Siemens в Крым на встрече не поднималась, но немецкие компании опасаются, что их продукция, произведенная в России, окольными путями – к неудовольствию на другом берегу Атлантики – может оказаться в Крыму. На это в беседе с Handelsblatt указали многие представители немецкого бизнеса, но открыто обсуждать никто не захотел. ●



# ЭКОНОМИКА СПГ КАК БУНКЕРА

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕНЫ РЕАЛИЗАЦИИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА КАК БУНКЕРОВОЧНОГО ТОПЛИВА. ДАЕТСЯ ОЦЕНКА ОТЕЧЕСТВЕННОГО СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА КАК КОНКУРЕНТНОГО ВИДА СУДОВОГО ТОПЛИВА НА БУНКЕРОВОЧНОМ РЫНКЕ. ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ СИТУАЦИОННОГО АНАЛИЗА РЫНКА СУДОВОГО ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ИНТЕРЕСОВ СУДОВЛАДЕЛЬЦЕВ, НЕФТЯНЫХ И БУНКЕРОВОЧНЫХ КОМПАНИЙ НА ФОНЕ ВЕДЕНИЯ НОВЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ОГРАНИЧЕНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНА СТРУКТУРА ЦЕНЫ РЕАЛИЗАЦИИ СПГ КАК БУНКЕРА, УТОЧНЕН ЕГО КОНКУРЕНТНЫЙ ЦЕНОВОЙ ДИАПАЗОН В СРАВНЕНИИ С ЗАРУБЕЖНЫМИ КОМПАНИЯМИ, СФОРМУЛИРОВАНЫ НЕОБХОДИМЫЕ УСЛОВИЯ УСПЕШНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО БУНКЕРОВОЧНОГО РЫНКА В СЛОЖИВШЕЙСЯ СИТУАЦИИ

*IN THE ARTICLE, THE FEATURES FORMING PRICE OF REALIZATION OF THE LIQUATED NATURAL GAS AS BUNKERING FUEL ARE CONSIDERED. THE ASSESSMENT OF DOMESTIC LIQUEFIED NATURAL GAS AS A COMPETITIVE TYPE OF MARINE FUEL IN THE BUNKERING MARKET IS GIVEN. THE RESULTS OF THE SITUATIONAL ANALYSIS OF THE MARKET OF MARINE FUEL ARE ANALYZED, TAKING INTO ACCOUNT THE INTERESTS OF SHIP OWNERS, OIL AND BUNKERING COMPANIES AGAINST THE BACKGROUND OF NEW ENVIRONMENTAL RESTRICTIONS, THE STRUCTURE OF THE LNG SELLING PRICE AS A BUNKER IS DETERMINED, ITS COMPETITIVE PRICE RANGE COMPARED TO FOREIGN COMPANIES IS CLARIFIED, THE NECESSARY CONDITIONS FOR THE SUCCESSFUL FUNCTIONING OF THE DOMESTIC BUNKERING MARKET IN CURRENT SITUATION ARE FORMULATED*

Ключевые слова: сжиженный природный газ, цена реализации СПГ, водный транспорт, бункеровочный рынок, СПГ-проекты, методы ценообразования.

**Александр Сергеевич Буянов,**  
к.э.н.,  
заместитель генерального директора  
АО «Центральный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт морского флота»

**Александр Александрович Карпенко,**  
Институт международного транспортного менеджмента  
ФГБОУ ВО «ГУМРФ имени адмирала С.О. Макарова»

Деятельность морского транспорта наносит определенный вред окружающей среде. При сжигании судового топлива выделяется большое количество вредных веществ (оксиды серы и азота, оксид углерода), которые опасны как для здоровья человека, так и для окружающей среды.

Основными нормативными документами по ограничению вредных выбросов являются требования Международной конвенции MARPOL 73/78, Приложение VI «Правила предотвращения загрязнения воздушной среды с судов» морской межправительственной организации ИМО [1].

Конвенция действует в двух направлениях: ограничивает содержание в топливе соединений серы (SOx) и азота (NOx), а также устанавливает особые зоны контроля (ECA – Emission Control Area). В этих зонах, куда на сегодняшний день входят акватории Северного и Балтийского морей, пролив Ла-Манш, Карибское море и 200-мильные зоны США и Канады, к выбросам предъявляются еще более суровые требования. Ограничения MARPOL становятся жестче год от года, и если в 2010

году содержание серы не должно было превышать 1,0 % в особых зонах ECA и 4,5 % в других мировых акваториях, то в 2015 году требования к сере в зонах контроля ужесточились до уровня не более 0,1 %, а к 2020 году ожидается мировое ограничение по выбросам SOx на уровне 0,5 %.

Именно введенные и планируемые к введению ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу с морских судов стимулируют судовладельцев использовать сжиженный природный газ как судовое топливо. Вопросы экономической эффективности отходят на второй план, однако забывать о них не стоит.

В сферу научных интересов АО «ЦНИИМФ» входит, в частности, проблема продвижения и использования сжиженного природного газа (СПГ) на водном транспорте. При решении данной проблемы возникает довольно много вопросов, что объясняется следующим. Вопрос стоимости СПГ как бункеровочного топлива является довольно принципиальным в сложившейся на рынке ситуации, однако, он не часто выносится на дискуссию

УДК 656.6

профессионального сообщества. Каковы же предпосылки сложившейся ситуации? Как и любой другой рынок товаров и услуг, рынок бункеровки СПГ имеет потребителей, поставщиков и, как это часто бывает, посредников (продавцов). У каждого из этих субъектов, естественно, имеются свои определенные интересы, часто конкурирующие по отношению друг к другу. Попробуем разобраться в проблематике вопроса.

Первые участники рынка – потребители, судоходные компании, в связи с возникшими ограничениями [1], имеют несколько альтернатив, вопрос выбора одной из которых остается открытым: использовать ли ультранизкосернистый мазут (ULSFO), низкосернистые дистилляты (MGO), судовое топливо (IFO) с установленными на судах скрубберами или сменить рынок транспортных услуг. На данный момент, у судовладельцев сложились следующие представления о каждом из названных вариантов соблюдения требований к судовому топливу. MGO – проверенный на практике вид судового топлива с неприемлемо, в некоторых случаях, высокой ценой. Использование скрубберов хоть и позволяет достигнуть необходимого уровня концентрации загрязняющих веществ в выхлопах, его экономическая эффективность не может быть достигнута в виду большого размера инвестиций (около 2 млн евро [3]) и высоких эксплуатационных расходов. Кроме того возникают сложности с хранением на судне значительных

запасов раствора каустической соды и сдачей на берег серной кислоты слабой концентрации.

Совсем иначе сложилась ситуация в использовании ULSFO: простота перехода для судов с двигателями на MDO, экономическая выгода по сравнению с MGO (20\$ – 50\$ за тонну), наличие опыта перехода на данный вид топлива – все это способствовало формированию его доли на рынке судовых топлив РФ на уровне 15 % [3]. Однако такому успеху ULSFO у судовладельцев могла послужить их паника в ответ на внезапно введенные экологические ограничения [1], вследствие чего спрос на ULSFO оказался переоцененным, а низкая стоимость на него относительно MGO только усилила его рыночную позицию.

Это топливо, ставшее решением «серной» проблемы, относится к так называемым видам «гибридных» судовых топлив, сочетающих в себе свойства как мазута, так и дистиллятов, при этом полностью соответствующих требованиям MARPOL по содержанию серы до 0,1 %. Ключевое преимущество гибридных топлив – умеренная цена, позволяющая сократить затраты на функционирование судов в ECA.

Смена рынка транспортных услуг для судовладельцев имеет ряд серьезных недостатков: помимо роста издержек от перехода с имеющихся отлаженных логистических маршрутов с ограничениями в пользу маршрутов без них, существуют также издержки альтернативных

возможностей от использования маршрутов с экологическими ограничениями (сравнение СМП и Суэцкого канала [5]) и перспектива введения ограничений к судовому топливу по всему миру с 2020 г. [1].

Поэтому большинство судовладельцев в качестве решения проблемы изначально прибегли к использованию двух видов топлива в зависимости от местонахождения судна: светлого в зонах ECA и темного за их пределами. Такой сценарий целесообразен как с экономической, так и с технической точки зрения [3]. Но необходимости проработки вариантов с универсальными топливами, удовлетворяющими требованиям MARPOL, он не отменяет.

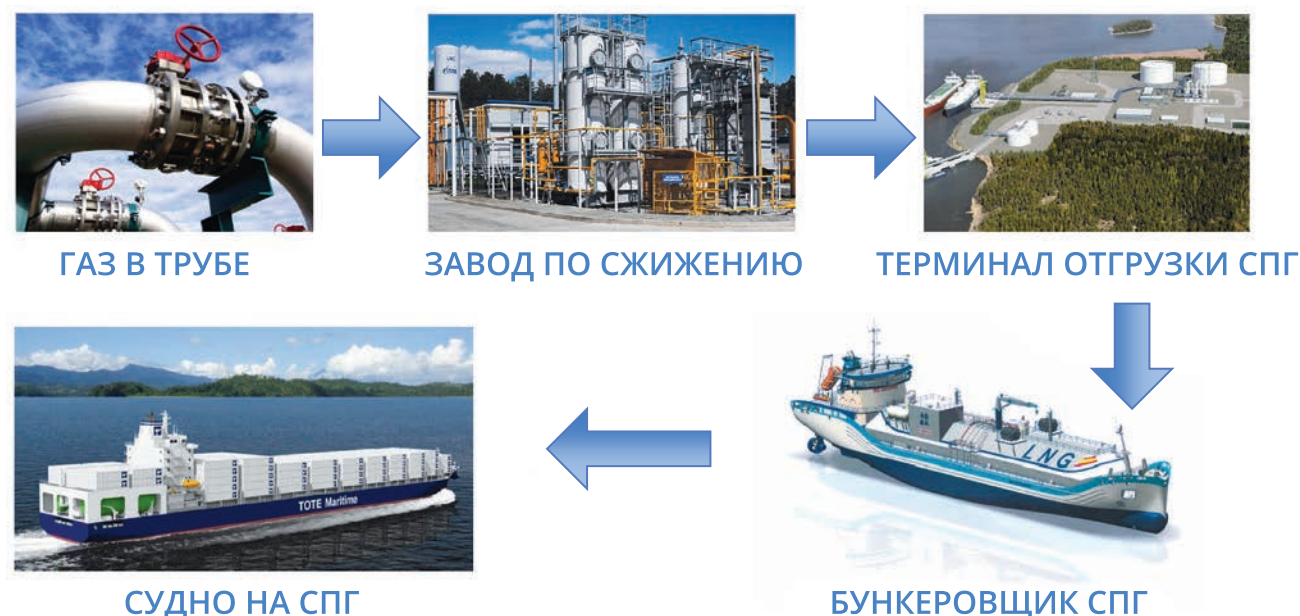
Таким решением может стать СПГ: топливная экономия во время эксплуатации судов [5], соответствие экологическим ограничениям, в целом, должны покрыть расходы на глубокое обновление или постройку новых судов в долгосрочной перспективе. Открытым остается вопрос ценового преимущества.

Не менее важные участники рынка бункеровки – поставщики, нефтегазовые компании, не располагают точной информацией по объемам рынка сбыта СПГ и его перспективах. Как видно, такой подход не позволяет оценить величину удельной себестоимости готовой продукции. Компаниям приходится идти на определенный риск, организовывая производства СПГ. Следует отметить, что в России реализации СПГ





РИС. 1. Цепочка производства и реализации СПГ



как бункеровочного топлива будет является в большинстве случаев второстепенным видом деятельности. Основа – это продажа малотоннажных партий СПГ на рынках Европы.

Не стоит поставщикам забывать и о наиболее привлекательных для перевозки и бункеровки СПГ маршрутах, например, Северном морском пути [5]. Имеющиеся тенденции к популяризации данного маршрута на международной арене могут послужить основой для создания инфраструктуры, в т.ч. хранилищ СПГ для нужд различных потребителей. Все это, включая преимущества арктических условий для снижения энергозатрат на создание и эксплуатацию необходимых мощностей [5], делает СПГ как бункеровочное топливо более перспективным и конкурентоспособным на данном рынке.

Последние, но не по значимости, участники рынка – бункеровочные компании, являются своего рода «заложниками» ситуации. Они зависят от решения судовладельцев по выбору топлива или смены рынка, а также от решения нефтегазовых компаний, которые должны будут представить им закупочную цену на СПГ.

В этой ситуации, когда потребители не могут определиться с выбором альтернативного вида топлива из-за неустановленной на него цены, а производители – с ценой на него из-за неопределенного объема рынка сбыта, опять возникает дилемма. Ее решение – это ответ на вопрос: какова цена? Ответ, в свою очередь, может быть получен только при активном участии посредников – бункеровочных компаний. По нашему мнению, именно они могут стать основными участниками процесса продвижения СПГ на водном транспорте.

Для определения стоимости СПГ следует рассмотреть цепочку его производства и реализации как бункеровочного топлива (рис. 1).

Множество существующих логистических схем доставки СПГ до потребителей на водном транспорте дает широкий выбор возможностей для всех субъектов рассматриваемого рынка. Это могут быть как заводы СПГ различной мощности и удаленности [4], различные промежуточные виды транспорта (трубопроводный, автомобильный, железнодорожный), так и различные варианты бункеровки (у причала, в порту, на рейде, с машины, с судна). Подобное приводит к увеличению допустимого ценового коридора сжиженного природного газа как бункеровочного топлива. Существует несколько вариантов определения цены товара или услуги на новом рынке сбыта (таблица 1).

ТАБЛИЦА 1. Методы ценообразования товара на новом рынке сбыта

Название метода	Содержание
Полных издержек, или издержек плюс	К полной сумме затрат (постоянных и переменных) добавляют определенную сумму, соответствующую норме прибыли
Рентабельности инвестиций	К суммарным затратам на единицу продукции добавляется сумма процентов за кредит или заданный уровень рентабельности инвестиций
Маркетинговых оценок	Определение цены с учетом конкурентов, по которой покупатель определенно покупает товар; цены ориентированы на повышение конкурентоспособности товара, а не на полное покрытия затрат

ТАБЛИЦА 2. Методы ценообразования товара на новом рынке сбыта

Объем производства	Стоимость производства СПГ	
	долл./mmBtu	долл./ т СПГ
Среднетоннажный	2,25	111,6
Малотоннажный	2,80	138,3

ТАБЛИЦА 3. Оценка стоимости сжижения газа в зависимости от объема его производства

Заводы	Мощность, млн т СПГ	Стоимость, млн долл.	Удельный капитальные затраты (при 10 лет срока окупаемости)	
			млн долл./год	долл./т
Газпром КС «Портовая»	1,5	2 117	211,7	141,1
«Криогаз-Высоцк»	0,66	900	90	136,4
Ямал СПГ	16,5	27 000	2700	163,6

В нашем случае возможно использование только комбинированного подхода к определению цены, учитывающего инвестиционную и рыночную составляющие. Поскольку имеются альтернативы вариантов бункеровки, должны присутствовать и определенные ограничения по цене СПГ, которые помогут нам разобраться в ее структуре.

Итак, предположим, что один из вариантов – поставка газа по трубопроводу на малотоннажный завод по сжижению газа мощностью 1–1,5 млн т СПГ в год (данный вариант в настоящее время в России является наиболее перспективным [2]). Также, для бункеровки потребуются морской терминал с сетью трубопроводов и резервуаров для хранения и судно-бункеровщик. Все расходы по постройке и введению этих объектов в эксплуатацию будут формировать цену на СПГ как бункеровочное топливо: стоимость исходного сырья, сжижения и транспортировки до рынка сбыта.

Первый этап определения интересующей нас цены – выявление самой стоимости природного газа. По данным справочника Газпрома за 2016 г. [11], цена на газ для потребителей в России составляет 57 долл. за 1000 куб. метров или 78,8 долл. за тонну (без учета сжижения). Для сравнения, стоимость СПГ в различных странах мира на данный момент составляет 230–270 долл., в США – 120–130

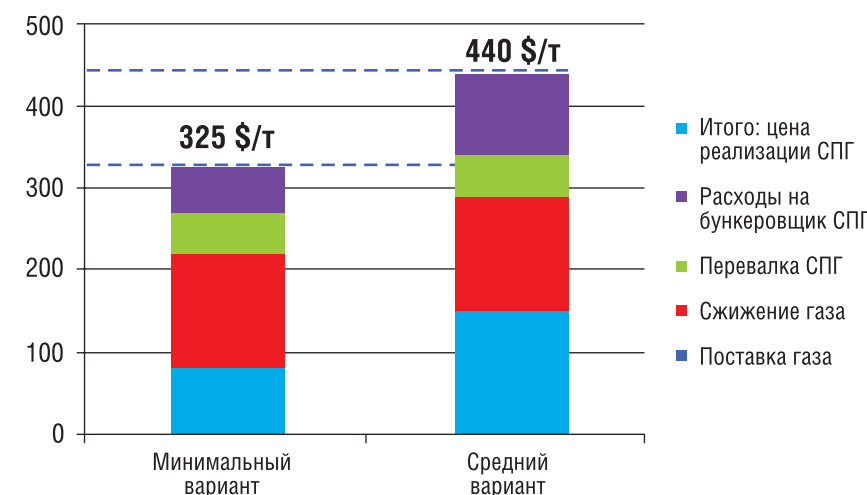
долл. [8]. Таким образом, преимущество отечественных производителей СПГ-топлива перед европейскими производителями в низкой стоимости исходного сырья. Американскому СПГ еще необходимо добраться до европейских портов и прибавить в цене.

Второй этап – определение расходов по сжижению газа: постройка завода по сжижению и терминала для отгрузки СПГ на бункеровщик. По данным зарубежных аналитических периодических изданий [12], стоимость сжижения газа в зависимости от объема производства колеблется от 2 до 4 долл. за mmBtu (млн британских тепловых единиц) или 110 до

200 долл. за тонну. В таблице 2 приведена информация о стоимости производства СПГ в зависимости от объема его производства.

По оценке специалистов АО «ЦНИИМФ», для завода СПГ КС «Портовая» при сроке окупаемости производства в 10 лет и операционных затратах не более 5% от капитальных, стоимость сжижения составит порядка 140 долл. за тонну (таблица 3). Далее, необходимо рассмотреть расходы по терминалу отгрузки СПГ на бункеровщик. Здесь ситуация может быть совершенно различная в зависимости от того, входит ли его строительство в капитальные затраты по строительству завода СПГ или это отдельный проект.

РИС. 2. Минимальный и средний варианты реализации СПГ как бункеровочного топлива, долл / т





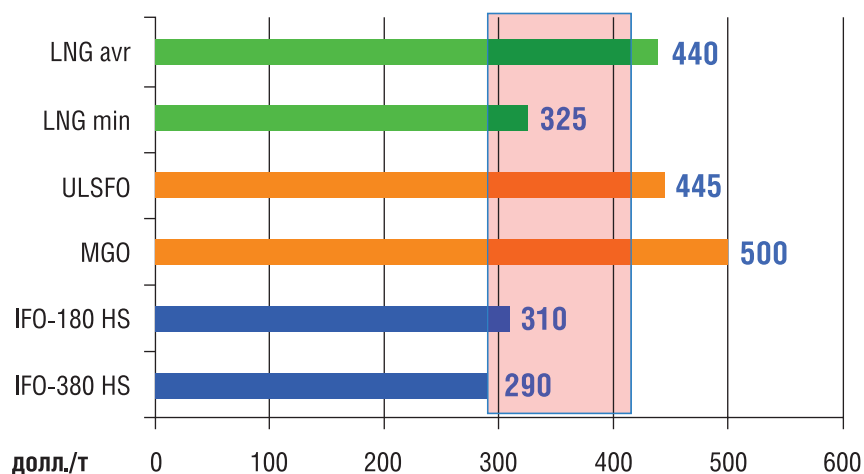
Учитывая данные, рассмотренные в [5, 7], АО «ЦНИИМФ» оценивает расходы на перевалку СПГ на начальных этапах в 50 долл. за тонну.

Третий и последний этап – определение стоимости бункеровки: постройка судно-бункеровщика, оценка себестоимости перевозки СПГ до потребителя. По данным АО «ЦНИИМФ» [10], себестоимость перевозки СПГ бункеровщиком 3–5 тыс. куб. метров составит порядка 20–25 долл./т. Удельные капитальные затраты при годовом объеме бункеровки 130 тыс. тонн (2 судна в сутки) будут находиться в пределах 22–30 долл./т. Таким образом, стоимость самого процесса бункеровки оценивается в 50–55 долл./т. Однако на начальных этапах работы судна при небольших объемах бункеровки эта сумма может доходить до 100 долл./т [10]. Результаты расчетов наглядно представлены на рисунке 2, а ценовой коридор, в соответствии с результатами расчетов, на рисунке 3.

Таким образом, минимальному (пессимистическому) варианту цена СПГ как бункеровочного топлива оценивается в 325 долл./т. При среднем варианте, когда цена исходного газа для бункеровки будет выше, а объемы бункеровки будут незначительны, цена СПГ как бункеровочного топлива определяется на уровне 440 долл./т.

Не стоит забывать и о том, что бункеровочный рынок СПГ имеет серьезных конкурентов. Их цены в среднем составляют на MGO – 500 долл./т., на ультранизкосернистое топливо – 445 долл./т., на IFO

РИС. 3. Ценовой коридор реализации СПГ на рынке бункеровочного топлива, долл./ т



с применением скруббера на борту судна – в смежном ценовом диапазоне.

Таким образом, конкурентная цена СПГ как бункеровочного топлива должна находиться в пределах 350–400 долл./т. Для этого необходимо, чтобы судовладелец выполнил экономическую оценку инвестиций в переоборудование и принял соответствующие управленческие решения, нефтяные компании обеспечили непрерывные поставки ресурса при определенных ценах и уровнях спроса, а бункеровочные компании поддерживали связь между данными субъектами для обеспечения успешного функционирования рынка судового топлива нового поколения. Иными словами, достижение конкурентной цены возможно только при согласованной позиции всех участников процесса на рынке бункеровочного топлива. ●

**Литература**

- МАРПОЛ 73/78. Приложение VI (пересмотренное) к Конвенции «Правила предотвращения загрязнения воздушной среды с судов». URL: <http://docs.cntd.ru/document/499014496>
- Аметистова Л.Е., Книжников А.Ю. Экологические аспекты СПГ-проектов в арктических условиях / Л.Е. Аметистова, А.Ю. Книжников // Всемирный фонд дикой природы (WWF), Москва, 2016 г., 48 с.
- Казиева А., Скорына А. Топливные перспективы / А. Казиева, А. Скорына // Сибирская нефть. 2016. № 137.
- Копцева Е.П., Карпенко А.А. Перспективы перевода судов морского и речного транспорта на альтернативные виды топлива // Журнал «Транспортное дело России» № 3 (130) – 2017.
- Климентьев А.Ю., Книжников А.Ю., Григорьев А.Ю. Перспективы и возможности использования СПГ для бункеровки в арктических регионах России / А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, А.Ю. Григорьев // Всемирный фонд дикой природы (WWF), Москва, 2017 г., 60 с.
- Материалы конференции «СПГ-флот и СПГ-бункеровка в России» 25.10.2017.
- Материалы VI Международной выставки «Транспорт России».
- Мельникова С., Трошина Н. Среднесрочные перспективы вхождения новых СПГ-производств на ключевые рынки в условиях низкой ценовой конъюнктуры / С. Мельникова, Н. Трошина // Энергетическая политика. 2016. № 3.
- Ценовой бюллетень «ПОРТНЬЮС». Мониторинг индикативных цен на бункеровочное топливо, реализуемое в портах России на 12 октября 2017 г.
- Шерстнева И.В., Буянов А.С., Морейнис Ф.А. Эвакуация СПГ морским транспортом на приемные терминалы: Отчет о НИР АО «ЦНИИМФ». 2017 г.
- Справочник «Газпром в цифрах 2012–2016 гг.» [Электронный ресурс]. Режим доступа URL: [www.gazprom.ru/files/972935/gazprom-in-figures-2012-2016-ru.pdf](http://www.gazprom.ru/files/972935/gazprom-in-figures-2012-2016-ru.pdf)
- LNG Outlook 2017: Surplus or balance? LNG Business Review January 2017. URL: [www.gasstrategies.com/sites/default/files/download/lng\\_outlook\\_2017\\_-\\_final\\_edition.pdf](http://www.gasstrategies.com/sites/default/files/download/lng_outlook_2017_-_final_edition.pdf)

**KEYWORDS:** liquefied natural gas, the selling price of LNG, water transport, bunkering market, LNG-projects, pricing methods.



**Kuramathi – неповторимое очарование Мальдив**

Курорт Kuramathi Maldives расположен на уютном архипелаге атолла Расду. Протяженность Kuramathi составляет 1,8км. Остров венчает белоснежная песчаная отмель, которая добавляет эффектности идиллической картине с бирюзовыми ласковыми водами Индийского океана, тропической флорой и фауной. Курорт предлагает гостям 12 различных категорий вилл – от индивидуальных пляжных до очаровательных надводных с бассейном. Великолепным вариантом для семей и компаний друзей станут расположенные на пляже двухспальные апартаменты Two Bedroom Beach house: два этажа с отдельными входами предлагают просторные помещения для гостей.

душе даже самым взыскательным гурманам. А в одном из 7 баров курорта попробуйте экзотические коктейли. Просторы острова открывают возможности для разнообразных вариантов досуга и активного отдыха – от привычных пробежек к завораживающей песчаной отмели до погружений вглубь океана и исследования красоты домашнего рифа. В спа-центре Kuramathi Spa гостям предлагают восстанавливающие терапевтические процедуры. Юных гостей ждут захватывающие игры и развлечений в детском клубе Vageecha с развлекательными и образовательными программами на каждый день.

Насладитесь изумительными блюдами в одном из 12 ресторанов курорта, которые придутся по

**Каждый найдет что-то по душе в этом райском уголке, который воплощает собой Мальдивы в их естественном состоянии.**



P: +960 666 0527

F: +960 666 0556

E: [info@kuramathi.com](mailto:info@kuramathi.com)

[www.kuramathi.com](http://www.kuramathi.com)



# РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАТФОРМ, ТЕРМИНАЛОВ И ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

МОРСКИЕ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ (ГТС) – СЛОЖНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ, К КОТОРЫМ ОТНОСЯТСЯ: САМОПОДЪЕМНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ, ЛЕДОСТОЙКИЕ ПЛАТФОРМЫ, ВОЛНОЛОМЫ, ДАМБЫ, ПРИЧАЛЫ, ПОДВОДНЫЕ ДОБЫЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ И ПРОЧИЕ ОБЪЕКТЫ УСТАНОВЛИВАЕМЫЕ И ЭКСПЛУАТИРУЮЩИЕСЯ НА ШЕЛЬФЕ. В СВЯЗИ С АКТИВНЫМ ОСВОЕНИЕМ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МИРОВОГО ОКЕАНА ЗНАЧИТЕЛЬНО ВЫРОСЛО КОЛИЧЕСТВО МОРСКИХ ГТС, КОТОРЫЕ ДОЛЖНЫ ОБЕСПЕЧИВАТЬ МАКСИМАЛЬНУЮ ОТГРУЗКУ/ПЕРЕРАБОТКУ УГЛЕВОДОРОДОВ. ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПОСТАВЛЕННЫХ ЗАДАЧ МОРСКИЕ ОПЕРАЦИИ У ГТС ПРИХОДИТСЯ ПРОВОДИТЬ В СЛОЖНЫХ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ, ЧТО НАКЛАДЫВАЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИХ БЕЗОПАСНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ

*MARINE HYDRO TECHNICAL STRUCTURES – ARE COMPLEX HIGH-RISK ENGINEERING STRUCTURES, SUCH AS JACK-UP DRILLING RIGS, ICE-RESISTANT PLATFORMS, BREAKWATERS, DAMS, PIERS, UNDERWATER MINING COMPLEXES, ETC. IN CONNECTION WITH THE ACTIVE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON FIELDS IN THE WORLD'S OCEANS, THE NUMBER OF OFFSHORE STRUCTURES HAS SIGNIFICANTLY INCREASED. TO ACHIEVE THE TASKS OF UNINTERRUPTED OVERLOAD/ PROCESSING OF HYDROCARBONS THESE FACILITIES SHOULD BE WORK IN DIFFICULT METEOROLOGICAL CONDITIONS, THIS FACT IMPOSES ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR SAFETY AND RELIABILITY*

Ключевые слова: морские гидротехнические сооружения, буровые установки, добычные платформы, причалы, добыча на шельфе.

**Магаровский Вячеслав Валерьевич,**  
начальник отделения гидроаэродинамики ФГУП «Крыловский государственный научный центр»

**Кузнецов Александр Александрович,**  
зам. начальника отделения гидроаэродинамики по экспериментальной базе ФГУП «Крыловский государственный научный центр»

**Курчуков Константин Викторович,**  
руководитель проектов отделения гидроаэродинамики ФГУП «Крыловский государственный научный центр»

В настоящее время есть два пути получения информации, необходимой для проектирования ГТС. Первый заключается в использовании накопленного опыта постройки и эксплуатации подобных сооружений, воплощенных в виде РД, СНиП (например, СП 38.13330.2012 Свод правил. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)», СНиП 2.06.04-82 «Строительные нормы и правила») и других нормативных документов.

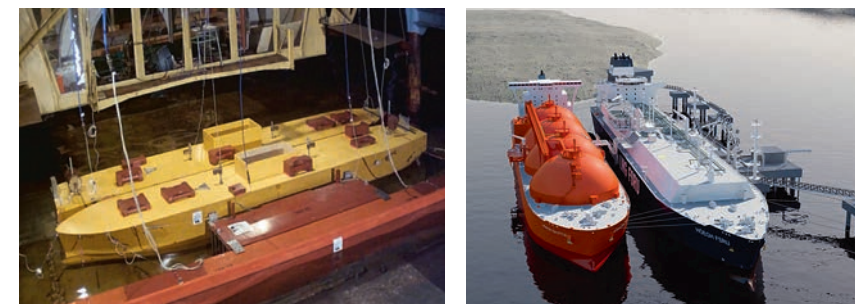
В соответствии с этими документами оценка безопасности ГТС производится расчётным способом на основе полуэмпирических формул и зависимостей. Однако даже в этих документах указано, что при проектировании сооружений I и II класса опасности (например, морские нефтегазопромысловые ГТС) требуется проведение расчетно-экспериментальных работ для подтверждения принятых технических решений с точки

зрения обеспечения их безопасной эксплуатации, в том числе при воздействии экстремальных нагрузок.

С одной стороны, использование нормативной базы в подавляющем своем большинстве дает необходимые для проектирования ГТС данные, правда, без полного учета их индивидуальных особенностей и с существенным запасом в безопасную сторону. Такой подход позволяет при отсутствии достоверной информации проектировать объект, однако такой объект не будет оптимальным для региона его размещения. Еще одна сложность, с которой можно столкнуться при использовании нормативной базы, – это не стандартные и нетиповые случаи, такой как, например, случай швартовки двух судов (рис. 1), необходимость оценки волнения, набегающего с мелководья на глубокую воду и т.д. По действующим нормативным документам затруднительно

УДК 627.22

РИС. 1. Моделирование стоянки двух судов у причала



рассчитать нагрузки в швартовочной системе (к примеру, судно-судно-причал) и динамику судов (в том числе и перемещения отдельных точек) при совместной швартовке судов в условиях волнения, ветра и течения.

С другой стороны, все технические решения, принимаемые при проектировании ГТС, должны быть экономически обоснованными и основываться на максимально точной исходной информации, именно так можно избежать существенных коэффициентов запасов и оценок в безопасную сторону, ведущих к существенному росту капитальных и эксплуатационных затрат, а следовательно, снижению экономической эффективности проекта. Проведение расчетно-экспериментальных исследований при проектировании ГТС позволяет получить данные по реальному объекту и таким образом заложить в проект оптимальные технические решения.

Основная часть СП была разработана в 80-х годах 20 века, естественно, что она не учитывает ни возможности современной экспериментальной базы РФ и численных методов, ни изменения в технологиях современных судов. Как уже говорилось ранее, для получения более точной информации по эксплуатационным параметрам ГТС необходимо использовать либо физическое моделирование в опытовых бассейнах, либо математическое моделирование с использованием современных программных комплексов. Предлагаемый подход представляет симбиоз расчетно-экспериментальных работ, проводимых в обеспечении проектирования ГТС. Данные работы могут проводиться на разных этапах проектирования, причем объем работ существенно

зависит от стадии проектирования и индивидуальных особенностей объекта. Далее данный подход будет расписан более подробно для обобщенного случая.

Основной исходной информацией для проектирования ГТС являются гидрометеорологические параметры района установки. В открытом доступе можно найти достаточно большое количество информации по ветро-волновым параметрам различных регионов Мирового океана [1, 2]. Однако для проектирования требуется, во-первых, более детальная информация по внешним условиям (в том числе волновые диаграммы рассеивания), а во-вторых, она должна быть приведена для конкретной точки установки ГТС. Таким образом, первым шагом в предлагаемом подходе (после определения класса сооружения) является получение более детальной информации по гидрометеорологическим условиям в точке установки ГТС и оценка его влияния на них. Информация о волновом поле может быть рассчитана с использованием наиболее популярных ветроволновых моделей третьего поколения WAM, SWAN [3, 4], WaveWatch с необходимым интервалом выборки курсовых углов и с вероятностью возникновения раз в 1, 3, 25, 50 и 100 лет (в зависимости от класса сооружений).

РИС. 2. Физическое моделирование воздействия волнения и льда на ГТС



Полученные данные должны быть обязательно верифицированы на основании данных буйковых замеров, либо информации с ближайших метеостанций, данные по льду – на основании натурных замеров. Созданные модели позволяют в первом приближении выбрать наиболее оптимальное местоположение с точки зрения минимизации внешних воздействий, а также получить подробные данные об экстремальных условиях в районе постановки объекта. Следует обратить внимание, что вышеуказанные программы признаны международным научным обществом, достаточно подробно изучены, но не обладают сертификатами, регулирующими их использование в рамках проектирования ГТС.

Наличие информации по ГТС и внешним условиям в районе его установки позволяет перейти к следующему этапу – определению глобальных нагрузок от воздействия нерегулярного морского волнения, льда и ветра на сооружения (рис.2), а также при необходимости – локальные нагрузки на элементы конструкций [5–7]. При этом следует отметить, что не все сооружения требуют экспериментальной проверки на устойчивость, поскольку для особо массивных сооружений, расположенных на мелководье, устойчивость сооружения на грунте будет заведомо обеспечена. Дополнительно на этом этапе определяется минимальный вертикальный клиренс защитных сооружений и наклон его боковых поверхностей к горизонту.

Для ГТС, имеющих значительную площадь парусности, определяются аэродинамические нагрузки от воздействия ветра с учетом окружающего рельефа. Современные ландшафтные аэродинамические трубы



позволяют производить исследования не только с учетом окружающего рельефа, но также позволяют смоделировать приземный пограничный слой. Учет этих факторов позволяет снизить аэродинамические нагрузки (в зависимости от объекта и месторасположения) на 20–30% по сравнению с расчетными нагрузками.

Работы по определению глобальных нагрузок являются особо актуальными при разработке конструкции защитных сооружений в обеспечение окончательного определения их размеров, расположения и конфигурации. В рамках эксперимента, помимо глобальной нагрузки, могут быть оценены такие параметры, как устойчивость элементов насыпной конструкции и эффективность гашения волн (рис. 3). Следует обратить внимание, что данная работа должна быть выполнена на моделях, масштаб которых выбран так, чтобы минимизировать погрешность, связанную с масштабным эффектом. То есть размеры различных элементов должны быть выбраны таким образом, чтобы силы поверхностного натяжения, которые не моделируются при проведении эксперимента, не оказали значительного влияния на получаемые результаты.

РИС. 3. Определение устойчивости элементов насыпной конструкции в бассейне



Погрешность в данном случае существенно зависит от масштаба модели или не моделирования каких-либо её элементов [8]. Волнение должно быть нерегулярным, по своим характеристикам максимально приближено к параметрам волнения, присущего точке установки ГТС, а длительность его генерации при экспериментальном исследовании не должна быть менее 40 минут (в пересчёте на натурный объект).

В рамках этих работ можно получить практически полное представление

об эксплуатационных параметрах объекта/комплекса практически на любой стадии проектирования. Естественно, что его использование не оправдано на стадии предварительного проектирования (обоснования инвестиции), однако уже на ранних стадиях проектирования можно получить часть необходимой информации. Подход включает в себя расчетно-экспериментальные исследования, независимые от расчёта по нормативным документам (рис. 4).

Такой подход был частично или полностью реализован на таких комплексных проектах как Калининградский терминал СПГ, порт в Усть-Луге, Порт Сабетта, Новопортовский терминал, СМЛОП «Варандей», МЛСП «Приразломная» (рис. 5) и позволил существенно снизить капитальные затраты на создание объекта и уменьшить возможное время простоя из-за неблагоприятных погодных условий. Такой же подход широко применяется иностранными компаниями при реализации международных проектов, что повышает их экономическую привлекательность.

Третий шаг является особо актуальным для проектов, располагающихся на слабых грунтах, и связан с исследованиями подверженности грунта размывам (рис. 6). В него входят работы по

РИС. 5. Примеры реализованных проектов МЛСП «Приразломная», СМЛОП «Варандей»



оценке возможных размывов грунта под действием как природных явлений, таких как волнение и течение, а также в результате воздействия струй от работы движительно-рулевых комплексов транспортных судов. Если по результатам исследований размыв грунта может привести к потере устойчивости сооружения и существенной трансформации дна и гидротехнических сооружений, то для защиты разрабатывается оптимальный по соотношению цена/качество комплекс мероприятий по предотвращению размывов.

На четвертом шаге проводится моделирование динамики судна у причала (рис. 7), оптимизируется система швартово-отбойных устройств с учетом ограничений на работу технологического оборудования (стендеров) и минимизации усилий, возникающих в швартовах. Определяются нагрузки в швартовых и отбойных устройствах. Для исключения рывков в тросах, вызванных динамикой судна, выбирается

оптимальное предварительное натяжение швартовых. Полученные на этом этапе данные позволяют осуществить выбор конкретных моделей отбойных устройств и швартовых [8–12].

На пятом шаге, на основании данных комплекса модельных испытаний в ледовом, мореходном и циркуляционном бассейне, а также в аэродинамической трубе создается точная математическая модель судна, терминала и окружающих объектов, точно повторяющая их статические и динамические характеристики.

РИС. 6. Экспериментальные исследования по размыву грунта



Данная модель используется в научно-исследовательском тренажерном комплексе для проведения тренажерных сессий по моделированию операций подхода, швартовки и маневрирования судов в условиях льда и волнения с привлечением дипломированных лоцманов и капитанов-наставников (рис. 8). При наличии морских операций, связанных с установкой на дно таких объектов, как подводно-добычные комплексы, необходима одновременная работа надводных и подводных тренажеров. Именно совместная отработка данных операций позволяет выполнять их быстро и безопасно, без вероятности повреждения дорогостоящего оборудования.

По результатам тренажерных сессий определяются предельные гидрометеорологические условия для проведения той или иной операции, определяются

РИС. 4. Комплексный подход при проектировании ГТС

Расчетные исследования

- Расчет возможности швартовки судов к причалам
- Поверочные расчеты несущей способности ГТС с учетом постановки расчетных судов
- Разработка вариантов схем швартовки расчетных судов
- Разработка методов и способов контроля ограничений, при которых допускается постановка судов
- Мероприятия по подготовке акватории и причалов к постановке расчетных судов
- Расчет минимально необходимой глубины у причалов
- Разработка рабочей документации по подчистке дна акватории

Экспериментально-расчетные исследования

- Расчетное моделирование волновых и ледовых полей в акватории
- Определение нагрузок на ГТС
- Размыв грунта и защита от размыва
- Исследование динамики судна у причала
- Создание моделей акватории и судов
- Проведение моделирующих сессий с привлечением капитанов-наставников и штурманов
- Управление ледовой обстановкой
- Определение предельных гидрометеорологических условий на выполнение операций
- Определение простоя судов и построение морской транспортной системы (МТС)



РИС. 7. Моделирование динамики судна ошвартованного у причала

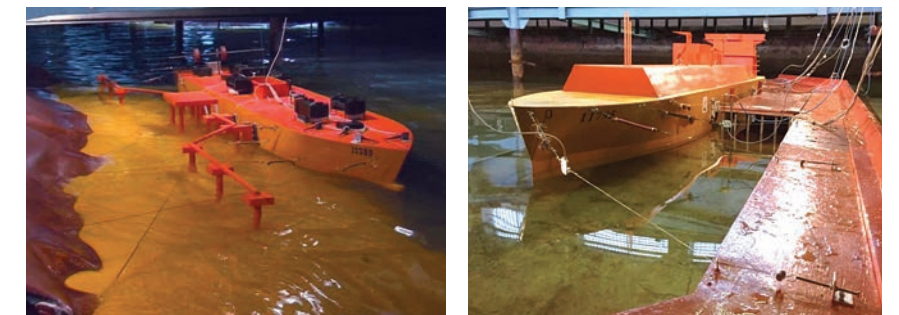
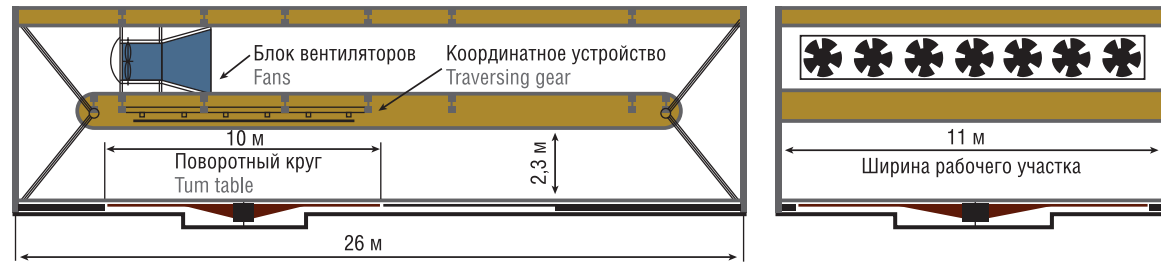


РИС. 8. Навигационное моделирование морских операций на научно-исследовательском тренажерном комплексе (надводный и подводный)





РИС. 9. Продольный/поперечный разрез и рабочий участок ландшафтной аэродинамической трубы



максимально возможные габариты судов для обеспечения безаварийного движения по каналам и в узкостях, определяется потребная мощность буксиров и отрабатывается их взаимодействие, отрабатывается взаимодействие капитана судна и операторов подводных аппаратов.

В дальнейшем созданная модель может быть использована для целевой подготовки капитанов и отработки их взаимодействия в различных нестандартных ситуациях.

Отдельно стоит отметить, что создаваемые математические модели позволяют, помимо всего прочего, производить отработку таких операций, как ice management, что может также серьезно уменьшить возможное время простоя из-за экстремальных погодных условий.

Отдельным направлением, позволяющим оценить операционные затраты объекта, является создание имитационной модели

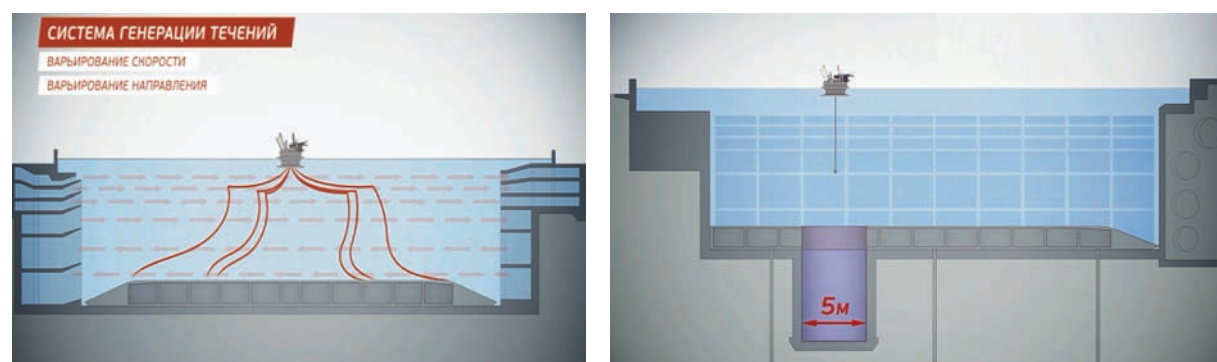
морских транспортных систем. Указанная имитационная модель позволяет выбрать оптимальное количество транспортных судов и судов обеспечения, определить размеры хранилищ на проектируемых объектах с учетом вероятностно изменяющихся гидрометеорологических условий, найти «узкие» места работы порта и определить возможные пути повышения его эффективности. Указанная имитационная модель может создаваться как на начальной стадии, для выбора состава флота и размера хранилищ, так и для портов, которые эксплуатируются, с целью оптимизации из транспортных систем.

Описанный в данной статье подход (рис. 4), включающий в себя совокупность современных расчётных методов и тренажерных комплексов совместно с экспериментальными данными, позволяет оптимизировать и уточнить решения, принятые на ранних стадиях, выбрать рациональное расположение

морских и определить наилучшую компоновку защитных сооружений, а также обеспечить безопасную круглогодичную эксплуатацию объекта с учетом реальной гидрометеорологической обстановки, которая повысит экономическую привлекательность проекта за счет снижения капитальных и эксплуатационных затрат.

Закключение. По мере появления новых конструктивных материалов и развития технологий строительства в мире появляются все более масштабные и уникальные сооружения. Для их успешного проектирования и строительства требуется моделирование и учет внешних нагрузок на более высоком уровне, что в свою очередь ведет к более высоким требованиям к экспериментальной базе, на которой выполняются подобные исследования. Для удовлетворения указанных требований возникает необходимость в строительстве качественно

РИС. 10. Поперечный разрез универсального оффшорного бассейна



новых экспериментальных установок, таких как ландшафтная аэродинамическая труба (рис. 9) [13–15] и универсальный оффшорный бассейн (рис. 10).

В конце следует отметить, что, несмотря на наличие нормативных и руководящих документов, позволяющих оценивать влияние различных факторов на эксплуатацию гидротехнических сооружений по-прежнему трудно переоценить. Именно в рамках этих исследований проектант может на физических и математических моделях наглядно оценить безопасность и надежность проектируемого сооружения/комплекса. Данные, полученные в рамках экспериментального и математического моделирования, позволяют принимать обоснованные технические решения и минимизировать так называемые «коэффициенты запаса», что может сделать проект экономически более привлекательным без ущерба его безопасности и надежности. ●

Литература

1. Лопатухин Л.И., Бухановский А.В., Пеанов С.В., Чернышова Е.С. Справочные данные по режиму ветра и волнения Балтийского, Северного, Черного, Азовского и Средиземного морей // Российский морской регистр судоходства – СПб., 2006 – 452 с.
2. Лопатухин Л.И. и др. Ветер и волны в океанах и морях. Справочные данные Ленинград: Транспорт, 1974. – 359 с.
3. Zijlema, M. Computation of wind-wave spectra in coastal waters with SWAN on unstructured grids // Coast. Eng. – 2010. – Vol. 57. – P. 267–277.
4. SWAN Technical Documentation. SWAN Cycle III version 40.51 A. – Netherlands. Delft: University of Technology, 2007. – 98 p.
5. V. Magarovskii, A. Kulikova. The Problem of Simulation the Simultaneous Distribution of Waves and Current in a Towing Basin in Shallow Water. OMAE 2014.
6. В.В. Магаровский, К.Е. Сазонов, Ю.С. Кайтанов, А.А. Добродеев, В. С. Мажитов, И. В. Дроздов Экспериментальные исследования опорных оснований ледостойкой стационарной платформы // RAO/CIS OFFSHORE 2013 proceedings.
7. V. Magarovskii, K. Kurchukov. Numerical Simulation of the Semisubmersible Platform Hull Transport Operation Using the Program Motion of Large Amplitude. 10 ICHD. 2012.
8. W. Qiu, J. S. Junior, D. Lee, H. Lie, V. Magarovskii, T. Mikami, JM. Rousset, S. Sphaier, L. Tao, and X. Wang. "Uncertainties related to predictions of loads and responses for ocean and offshore structures", Ocean Engineering, vol. 86, pp. 58–67, August 2014.
9. Пашин В.М., Апполонов Е.М., Поляков Ю.Н., Ганин С.М., Кайтанов Ю.С., Лобачев М.П., Сергеев В.В. Комплексная оценка размещения портовой инфраструктуры на примере порта для отгрузки

сжиженного природного газа в Териберской губе // Труды Крыловского государственного научного центра, 2012. С. 5–28.

10. А.А. Kuznetsov, I. K. Boroday, B. N. Smirnov, M. N. Bogdanov «Dynamics of Moored Vessels In Waves: Methods Of physical simulation» // Offshore (Ocean and Polar Engineering Conference (ISOPE 2013), Anchorage, Alaska, USA.
11. «Мореходность судов и средств океанотехники. Методы оценки» под редакцией И.К. Бородай, ФГУП «Крыловский государственный научный центр», 2013.
12. А.А. Кузнецов, И.К. Бородай, Б.Н. Смирнов, М.Н. Богданов «Экспериментальное моделирование динамики судна, ошвартованного у причала» RAO/CIS OFFSHORE 2011.
13. А.А. Kuznetsov, I. K. Boroday, B. N. Smirnov, M. N. Bogdanov, E.S. Reshetkin «Experimental and numerical research of the dynamics of moored structures on the waves». Proceedings of ASME 2014 the 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAE 2014), San Francisco, CA, USA.
14. Гузев А.С., Короткин А.И., Соловьев С.Ю. Об одном из методов определения числа Струхала при обтекании контуров с фиксированными точками отрыва потока // Морской вестник. 2012. №2. С. 97–100.
15. Гузев А.С., Корнилов Д.В., Короткин А.И., Соловьев С.Ю. Аэродинамические испытания высотных зданий и сооружений // Высотные здания. 2015. №1. С. 102–105.
16. Soloviev S.Yu., Zagorodnikov M.A. Krylov's tunnel vision // The Naval Architect. September 2015. P. 80–82.

KEYWORDS: marine hydraulic structures, drilling rigs, production platforms, wharves, offshore production.

**АТАМАН**  
www.atamanguns.ru

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ  
АКСЕССУАРЫ





# СТРАТЕГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ МНОГОЦЕЛЕВЫХ МОБИЛЬНЫХ МОДУЛЕЙ

## для обеспечения безопасности нефтегазовых комплексов в Арктике

ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ ВОЗНИКАЮТ ПРОБЛЕМЫ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИИ, КОТОРАЯ ОТВЕЧАЕТ ТРЕМ ПРИНЦИПИАЛЬНО ВАЖНЫМ КРИТЕРИЯМ: ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ, МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОСТИ, ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. ОДНО ИЗ НАПРАВЛЕНИЙ, КОТОРОЕ СЕЙЧАС АКТИВНО РАССМАТРИВАЕТСЯ И РАЗРАБАТЫВАЕТСЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ – ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАЛОЙ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

*ENSURING THE SAFETY OF PRODUCTION, TRANSPORTATION AND PROCESSING OF NATURAL RESOURCES IN THE ARCTIC INVOLVES THE PROBLEM OF CHOOSING TECHNOLOGY THAT MEETS THREE FUNDAMENTALLY IMPORTANT CRITERIA: ENERGY EFFICIENCY, MULTIFUNCTIONALITY, AND ENVIRONMENTAL SAFETY. ONE OF THE AREAS WHICH IS BEING ACTIVELY CONSIDERED AND DEVELOPED TO ENSURE ENERGY EFFICIENCY IS THE USE OF SMALL NUCLEAR POWER*

Ключевые слова: *мобильные модули, энергоэффективность, добыча в Арктике, транспортировка углеводородов, атомная энергетика.*

**Роенко Владимир Васильевич,** кандидат технических наук, профессор кафедры пожарной техники Академии Государственной противопожарной службы МЧС России

Специалисты рекомендуют использовать потенциал российской экономики в обеспечении морской добычи углеводородов для ледовых условий Арктического шельфа в области автономной атомной энергетики с учетом требований охраны окружающей среды.

Однако при попытке обобщения широкого использования автономной малой атомной энергетики возникают две неразрешенные проблемы: отсутствие малогабаритных, легко транспортируемых атомных реакторов малой мощности (до 5 МВт), а также большой вес и габариты таких реакторов; высокие требования к профессиональным навыкам персонала, который подготовлен и допущен к эксплуатации атомных реакторов. Сама классификация атомной энергетики и анализ разработанных и введенных в эксплуатацию атомных реакторов малой мощности свидетельствует о том, что экономическая целесообразность и экологическая безопасность производства и эксплуатации атомных реакторов

как источников энергии мощностью менее 10 МВт спорна (согласно классификации МАГАТЭ, к малым относятся реакторы, электрическая мощность которых не превышает 300 МВт).

Следующая проблема – выбор способа передачи энергии от источника к потребителю. Как правило, проектируются и реализуются два способа: первый – передача энергии через электрические сети; второй – передача энергии через водопроводные тепловые сети. Недостаток первого способа заключается в том, что при передаче от источника до потребителя энергии может теряться до 30% энергии, и это не считая потерь, связанных с трансформацией энергии из электрической в тепловую. Основной недостаток второго способа связан с тем, что в тепловых сетях, как правило, используется вода с температурой не более 150°C и поэтому диаметр трубопроводов в тепловых сетях находится в пределах от 300 до 1400 мм. Прокладка и тепловая

изоляция трубопроводов тепловых сетей такого диаметра в условиях Арктики сложна и требует больших материальных затрат.

Преодолеть недостатки традиционных технических решений при обеспечении безопасности объектов добычи, транспортировки и переработки природных ресурсов в условиях Арктики можно, если использовать уникальные свойства воды при давлении и температуре, близких к критическим параметрам (22,1 МПа и 374°C). В таблице 1 приведены свойства воды, которые иллюстрируют эту возможность при повышении давления и температуры. А в таблице 2 данные, которые свидетельствуют о том, что передача воды с температурой от 170 до 250°C и давлением не более 10,0 МПа уже реализована для тушения пожаров и ликвидации ЧС при использовании предлагаемой технологии.

Энергия, которую вода может передавать на расстояние, существенно зависит от ее температуры и давления. Например, при увеличении температуры воды с 100 до 250°C удельная энтальпия воды увеличивается с 426,6 до 1085,8 кДж/кг (таблица 1), а удельная мощность, передаваемая через 1 мм<sup>2</sup> поперечного сечения трубопровода или гибкого шланга увеличивается с 3,476 до 8,848 кВт/мм<sup>2</sup> (таблица 3). Если учесть, что при этом динамическая вязкость воды уменьшается с  $2,82 \times 10^{-4}$  до  $1,06 \times 10^{-4}$  кг/(м·с), т.е. уменьшается в 2,66 раз, то становится очевидной энергоэффективность передачи воды с температурой более 250°C и давлением выше давления насыщенных паров при данной температуре. Расчеты показывают, что для передачи 2 МВт тепловой энергии водой с температурой 250°C и давлением не более 10,0 МПа на расстоянии до 2000 метров и высоту до 300 метров потребуются трубопроводы или гибкие шланги с внутренним диаметром не более 25–32 мм.

Технология получения, передачи и использования воды с температурой 250°C и давлением не более 10,0 МПа уже отработана и успешно используется в подразделениях МЧС России и пожарных частях Республики Казахстан. Разработка этой

ТАБЛИЦА 1. Свойства воды при увеличении температуры и давления

Температура воды, °С	Давление на линии насыщения, МПа×10	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Удельная энтальпия, кДж/кг	Изобарная теплоемкость, кДж/(кг·°С)	Динамическая вязкость, Па·с×1000
100,00	1,013	958,05	419,06	4,194	0,282
170,00	7,920	897,21	719,12	4,312	0,159
200,00	15,551	864,58	852,37	4,401	0,134
250,00	39,776	799,05	1085,78	4,637	0,106
300,00	85,917	712,04	1345,06	5,080	0,086
350,00	164,2	573,33	1667,41	10,00	0,066
370,00	220,0	492,96	1842,54	18,19	0,057

ТАБЛИЦА 2. Дальность и высота передачи энергии

Температура воды, °С	Уменьшение статического давления при высоте водяного столба воды 100 / 200 / 300 метров, МПа	Уменьшение динамической вязкости воды, раз
170,00	0,10279 / 0,20558 / 0,30837	6,308
200,00	0,13542 / 0,27084 / 0,40626	7,485
250,00	0,20095 / 0,4019 / 0,60285	9,462

Учеными Академии ГПС МЧС России экспериментально доказано, что вода с начальным давлением 10,0 Мпа и температурой не менее 170°C может быть подана на высоты и расстояния:

- На высоту до 350 метров (г. Владивосток 2012 год)
- На глубину до 350 метров (шахта Распадская 2011 год)
- На расстояние до 2000 метров по горизонтальной поверхности (Архангельская область 2012–2016 годы)

ТАБЛИЦА 3. Мощность, передаваемая через мм<sup>2</sup> поперечного сечения рукава

Температура воды, min / max	Удельная энтальпия, min / max	Внутренний диаметр рукава / Внутренний объем 1-го метра рукава	Давление подачи	Пропускная способность рукава	Мощность, передаваемая через мм <sup>2</sup> поперечного сечения рукава
°С	кДж/кг	мм/литр	МПа	кг/с	кДж/(с×мм <sup>2</sup> ), кВт/мм <sup>2</sup>
Современные пожарно-спасательные автомобили	21,8 / 130,3	25 / 0,49057	≤ 5,0	4,0	0,178 / 1,062
		38 / 1,1341	≤ 5,0	10,0	0,175 / 1,149
	19,8 / 128,5	51 / 2,043	≤ 3,0	11,0	0,1066 / 0,692
		66 / 3,4212	≤ 3,0	17,0	0,09839 / 0,6385
4,0 / 30	18,41 / 127,2	77 / 6,3617	≤ 1,6	25	0,09884 / 0,683
		89 / 11,3097	≤ 1,6	40,0	0,1184 / 0,8179
		150 / 17,6715	≤ 1,6	100,0	0,1042 / 0,7198
АПМ 100 / 250	426,6 / 1085,8	16 / 0,2011	≤ 10,0	1,5*	3,183 / 8,1
		25 / 0,49087	≤ 10,0	4,0*	3,476 / 8,848

Примечание: \* – пропускная способность ограничена сужением в месте соединения рукавов

технологии началась более 25 лет, начиная с 1990 года [1], это научное направление явилось новой парадигмой использования и развития аварийно-спасательных технологий, разработанных

Академией ГПС МЧС России и ООО «Аква-ПиРо-Альянс» в интересах МЧС России. В 2007 году в Академии ГПС МЧС России совместно с ООО «Аква-ПиРо-Альянс» была начата разработка

УДК 624



РИС. 1. АПМ 3-2/40-1,38/100-100(43118) мод. ПиРоЗ – МПЗ на Саяно-Шушенской ГЭС



РИС. 2. Демонстрация технологии ТАВ В.В. Путину



многоцелевого пожарно-спасательного автомобиля с установкой пожаротушения температурно-активированной водой. Ученые Академии совместно со специалистами ООО «Аква-ПиРо-Альянс» разработали и изготовили пожарно-спасательный автомобиль с установкой пожаротушения температурно-активированной водой АПМ 3-2/40-1,38/100-100 (43118) мод. ПиРоЗ-МПЗ, который с 2008 года успешно эксплуатируется в подразделениях МЧС России.

Различные метастабильные фазовые состояния ВС при использовании АПМ достигаются после создания условий для взрывного вскипания ВС и последующей нуклеации и коагуляции паро-капельной смеси, полученной в результате взрывного вскипания ВС введен термин температурно-активированная вода.

Температурно-активированная вода (ТАВ) – паро-капельная

смесь, полученная в результате мгновенного перехода (за время  $10^{-9} - 10^{-4}$  с) недогретой воды в область метастабильного состояния и последующего взрывного вскипания. Состав ТАВ – недогретый пар и капли воды размером 0,01 – 10,0 мкм. Диаметр большинства капель воды составляет 0,1 – 5,0 мкм, поэтому струи ТАВ витают в воздухе и долго не осаждаются (20–40 минут), огибают без осаждения препятствия, не оседают на вертикальных и горизонтальных плоскостях, даже при подаче на горизонтальные поверхности стремятся вверх.

Струи ТАВ могут быть использованы для тушения практически всех видов горючих веществ, которые не вступают в химическую реакцию с водой с выделением большого количества тепла или горючих газов.

В соответствии с приказом от 14 мая 2009 года № 298 автомобиль пожарный многоцелевой АПМ 3-2/40-1,38/100-100(43118) мод. ПиРоЗ-МПЗ (рис. 1) поставлен

на снабжение пожарных подразделений МЧС России. Успешное применение АПМ при тушении пожаров и ликвидации ЧС позволили представить инновационную разработку Академии В.В. Путину (рис. 2) на совещании в Академии ГЗ МЧС РФ в ноябре 2010 года.

В феврале 2010 года АПМ была успешно использована при ликвидации обледенения Саяно-Шушенской ГЭС. К моменту прибытия АПМ общий объем снежно-ледяной массы на переделительного устоя составлял не менее 330 тонн. АПМ за минимально возможные сроки (четыре дня) 07 февраля был доставлен на Саяно-Шушенскую ГЭС (СШГЭС) и сразу же с утра 08 февраля приступил к работе.

Технология разрушения снежно-ледяной массы температурно-активированной водой принципиально отличается от ранее применявшихся технологий борьбы с обледенением. Сущность технологии заключается в следующем.

РИС. 5. Результат разрушения снежно-ледовой массы



РИС. 6. Фрагменты снежно-ледовой массы после падения



В АПМ вода из водопроводной сети нагревается до температуры 160–200°C под давлением до 4,0 МПа (40 атм). На выходе из АПМ – недогретая вода, которая при расходе воды до 2 л/с переносит к месту разрушения обледенения до 1,5 МВт тепловой энергии. По специальным шлангам или металлической трубе недогретая вода подается к специальным стволам-распылителям (рис. 3), выходя из которых происходит взрывное вскипание недогретой воды и формируется струя температурно-активированной воды (ТАВ).

Задача промышленных альпинистов сводится к отделению снежно-ледяной массы струями ТАВ (рис. 4) от бетонного массива и подачи ТАВ для того, чтобы снежно-ледяной массив не примерз к бетону снова. Это удается за счет того, что ТАВ не замерзает при температурах до минус 40°C продолжительное время (один час и более). В это же время ствол-пика длиной 5–6 метров прошивает снежно-ледяной массив и струя ТАВ создает внутри обледенения полость, внутри которой идет

интенсивное образование облака ТАВ. При этом сам снежно-ледяной массив изолирует облако ТАВ от внешней среды и вся подаваемая энергия 1,5 МВт разрушает обледенение.

В результате наступает момент, когда давление, температура и фликкер-шум после взрывного вскипания воды приводят к разрушениям внутри обледенения, которые разрывают снежно-ледяной массив (рис. 5). Принципиально важным оказался эффект разрушения снежно-ледовых масс на мелкие фрагменты, что обеспечило сохранность конструкций при падении льда (рис. 6). Для реализации технологии была организована круглосуточная работа АПМ. В результате работы разрушение снежно-ледяного массива было осуществлено за 2,5 суток. Использование технологии по удалению ледовых образований ТАВ позволило избежать повторного обледенения, так как скорость разрушения снежно-ледовых масс превысила скорость их нарастания, которая составляла 50–70 см в сутки.

Дальнейшая разработка технологии разрушения снежно-ледовых масс велась сотрудниками Академии ГПС МЧС России совместно с подразделениями Агентства государственной противопожарной службы и гражданской защиты Архангельской области (АГПС и ГЗ Архангельской области). В результате этой работы была отработана технология разрушения затопленного водой льда. Технология успешно используется для разрушения ледовых полей на реках Архангельской области перед паводком (рис. 7, 8).

Поэтому можно с уверенностью утверждать, что учеными Академии ГПС МЧС России совместно со специалистами АГПС и ГЗ Архангельской области разработана и практически протестирована экологически безопасная технология разрушения снежно-ледовых масс, которая с успехом может быть использована в арктических условиях на объектах добычи, транспортировки и переработки природных ресурсов.

РИС. 3. Поддача недогретой воды от АПМ к специальным стволам-распылителям

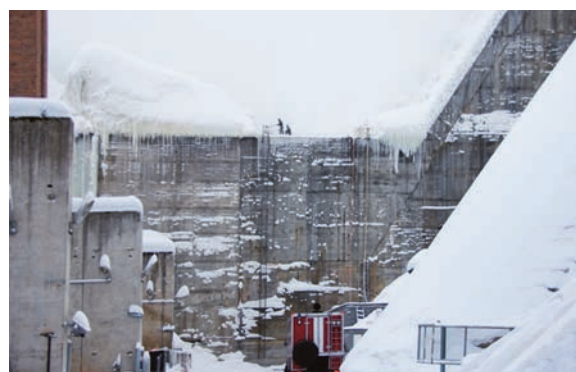


РИС. 4. Поддача струй ТАВ в снежно-ледяную массу



РИС. 7. Разрушение затопленного водой льда



РИС. 8. Разрушение льда возле опоры моста





РИС. 9. Фрагмент железнодорожной цистерны до очистки струями TAB



РИС. 10. Фрагмент железнодорожной цистерны после очистки струями TAB



Дальнейшее совершенствование технологии при создании многоцелевых мобильных модулей позволит не только эффективно разрушать ледовые образования, но и эффективно обеспечивать очистку от углеводородных загрязнений без использования ПАВ (рис. 9, 10), обеспечивать пожаровзрывобезопасность и энергообеспечение объектов добычи, транспортирования и переработки углеводородов.

Многочисленные исследования и проведенные практические испытания в декабре 2011-го и январе-феврале 2012 года на пилонах М6 и М7 моста, строящегося на остров Русский (г. Владивосток) доказали, что при работе установки получения температурно-активированной воды от трехплунжерного насоса с давлением не менее 10,0 МПа возможна подача недогретой воды по гибким трубопроводам для получения струй TAB на высоте до 300 метров [2–4].

Теплоэнергетическая установка получения TAB позволяет пожарным подразделениям реализовать принципиально новые возможности при тушении пожаров и ликвидации аварий [2–9]:

- обеспечение как поверхностного, так и объемного пожаротушения при подаче TAB от передвижной пожарно-спасательной техники;
- тушение широкого перечня горючих материалов за счёт применения TAB, без использования 4–5 видов огнетушащих веществ;
- уменьшение расхода огнетушащего вещества по сравнению с традиционными методами пожаротушения;
- эффективное осаждение дыма и быстрое уменьшение температуры на месте пожара;

- снижение взрывоопасной концентрации паров нефтепродуктов внутри замкнутого объема (резервуара, цистерны, технологической установки) и на открытом пространстве (локальное тушение по объему);
- очистку поверхностей от нефтепродуктов путем растворения TAB без добавления ПАВ;
- тушение пожаров высотных объектов с помощью передвижной пожарной техники;
- тушение пожаров в тоннелях с помощью передвижной пожарно-спасательной техники без заезда внутрь тоннеля;
- получение TAB на расстоянии от АГМ до 2000 метров;
- возможность обеспечения электроэнергией и теплом промышленных площадок, зданий и сооружений по временной схеме;
- обеспечение работоспособности пожарной техники в зимних условиях при низких температурах.

Исследования поведения TAB в воздухе и её конденсата показывают, что это огнетушащее средство, по сравнению с водопроводной водой и водой из водоёмов, обладает двумя свойствами – отсутствием раздражающего действия на глаза и кожу и коррозионной активностью. TAB безопаснее воды, поступающей в водоприёмник из водопровода или поверхностных водоёмов. В то же время необходимо учитывать, что паро-капельная смесь, имеющая значение pH = 6,5, может способствовать растворимости некоторых продуктов горения. В ней могут растворяться кислые газы (CO<sub>2</sub>, HCl, NO<sub>2</sub>), углеводороды,

содержащие гидрофильные группы (COOH-, CHO-, OH-, и др.), проявляющие себя в воде как слабые электролиты. По некоторым данным, эти соединения способны оказывать косвенное влияние на растворимость других продуктов горения, которые являются неэлектролитами (диоксины, БаП и др.). Это явление основано на том, что продукты горения, являющиеся электролитами (органические спирты, кислоты, амины и неорганические кислоты), образуют при растворении сольваты и связывают молекулы воды. Таким образом, по экологическим критериям использование TAB для ликвидации пожаров и аварий в условиях Арктики с легко ранимой природной средой целесообразно [10].

Фактически в России разработана технология получения принципиально нового огнетушащего вещества и способа пожаротушения, а также способов ликвидации ЧС. Основное достоинство технологии – её многофункциональность.

Однако уникальные возможности АГМ – максимальные значения температуры и давления, которые в АГМ достигаются перед соплом-распылителем для получения эффекта взрывного вскипания – оказались ограничены нормами, действовавшими на момент разработки АГМ, и материалами, которые были доступны при её создании. Предлагаемая стратегия по дальнейшему развитию технологии позволит расширить возможности использования АГМ по обеспечению пожаровзрывобезопасности объектов добычи, транспортировки и переработки природных ресурсов в Арктике. Так как в предлагаемых к созданию многоцелевых мобильных модулях массовая доля

пара, полученного из единицы массы воды, в пять раз больше чем от воды, поданной от АГМ, то эффективность технологии при пожаротушении объемным способом за счет флегматизации пламени паровой фазой воды будет в пять раз лучше, чем у АГМ.

Исследования показали, что энергетическая эффективность предлагаемой технологии по сравнению с технологией АГМ будет выше как минимум в 2,24 раза. Дальнейшее улучшение энергетической эффективности предлагается достичь за счет увеличения давления и температуры воды до параметров близких к критическим (22,1 МПа и 374°C). Для этого вода с температурой до 100°C поступает в насос, создающий избыточное давление не менее 22,1 МПа. Далее вода поступает в водотрубный прямоточный котел, в котором за счет высокой температуры топочных газов в межтрубном пространстве нагревается до температуры ниже температуры на кривой насыщения при созданном насосом давлении. На выходе из теплообменника получается недогретая до вскипания вода (в литературе часто используют термин – перегретая вода).

Имеющиеся наработки в энергетике позволяют разработать технологию получения и транспортирования (передачи на расстояние по трубопроводной системе) воды с давлением и температурой близкой к критической точке (с давлением 22,1 МПа и температурой 374°C) в «малогабаритных», передвижных или контейнерных энергетических установках с тепловой мощностью до 5,0 МВт.

Такие технологии позволят обеспечить: использование специальных быстро доставляемых и подключаемых к потребителю, маневренных по мощности энергоустановок; более эффективную передачу водной среды энергии от энергоустановки к потребителю; существенное уменьшение материалоемкости трубопроводной системы от источника к потребителю; реализацию свойств метастабильной паро-капельной смеси, полученной после взрывного вскипания ВС.

Конструкционные материалы и комплектующие изделия, подходящие для создания

технических средств реализующих эти технологии, вполне доступны и уже отработаны для энергетических комплексов с водой критических и сверхкритических параметров, а также автомобилей пожарных многоцелевых (АГМ), разработанных Академией ГПС МЧС России для использования в подразделениях МЧС России.

Комплект блок-модулей состоит из четырех однотипных по габаритам и весу блок-модулей с электросиловой и теплоэнергетической установкой и выполняется в виде, который позволит транспортировать его автомобильным, железнодорожным, водным и авиационным транспортом. Для доставки в труднодоступные районы предусмотрена транспортировка каждого блок-модуля комплекта на внешней подвеске вертолета МИ-8.

Первый блок-модуль представляет собой электроэнергетический модуль с приводом от двигателя внутреннего сгорания, второй – теплоэнергетический модуль с установкой получения горячей и температурно-активированной воды. Третий блок-модуль представляет собой заправочный модуль, в котором может быть доставлен запас топлива, а в некоторых случаях и запас воды для начального периода работы. Четвертый блок-модуль представляет собой модуль оборудования, в котором размещается запас рукавов, рукавная арматура, устройства подачи, погружные насосы, а также теплоэнергетическая приставка, обеспечивающая присоединение к системе отопления и водоснабжения зданий и подачу тепловой энергии и воды.

Такая гибкая структура формирования комплекса наряду с доставкой спасателей и оборудования позволит:

- обеспечивать тепло-, электро- и водоснабжение удаленных объектов и населенных пунктов в условиях низких температур окружающей среды и ограниченного времени для подключения к коммуникациям, а также жизнедеятельность спасателей и спасаемых, работоспособность привлеченной техники в условиях чрезвычайных ситуаций;

- устранять обледенение пространственных конструкций, кораблей, морских платформ и портовых сооружений;
- экологически безопасно предупреждать ледовые заторы на реках, разрушать снежно-ледовые массы, в том числе в местах недоступных другими известными способами;
- осуществлять локальное оттаивание грунта в условиях вечной мерзлоты;
- очищать поверхности и конструкции от загрязнений, в том числе углеводородных, ликвидировать засоры (заторы) в коммуникациях;
- локализовать путем связывания и осаждения выбросы боевых отравляющих и аварийно химически опасных веществ, ликвидировать их розливы при авариях на объектах с расходами реагентов и составов в десятки раз меньшими, чем применяемыми технологиями в условиях низких температур;
- обеспечивать тушение пожаров как поверхностным, так и объемным способом с минимальным риском нанесения вреда здоровью и жизни личного состава, подачей огнетушащего вещества с расходами в десятки раз меньшими, чем традиционными технологиями;
- проводить санитарную обработку личного состава подразделений, дезактивацию, дегазацию и дезинфекцию техники и объектов в условиях низких температур с расходами составов в десятки раз меньшими, чем традиционными технологиями;
- проводить массовое обеззараживание пострадавших от различных видов поражения в полевых условиях;
- осуществлять очистку поверхностей и конструкций от загрязнений компонентами ракетных топлив и горюче-смазочными материалами.

Реализация стратегии позволит решить ряд проблем в сфере обеспечения безопасной эксплуатации объектов добычи, транспортировки и переработки природных ресурсов, а также жизнедеятельности в арктической зоне Российской Федерации и судоходства Северного морского пути, связанных



с энергоэффективностью и энергосбережением. Основные проблемы, решение которых предлагаются при реализации стратегии:

1. Россия является одной из самых энергоемких экономик мира. В основном это связано с суровыми природно-климатическими условиями и размещением населения и промышленных предприятий на обширной территории страны. Особенно эта проблема актуальна для регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока, где происходит освоение больших территорий и крупных месторождений природных ресурсов в суровых природно-климатических условиях. Именно здесь получают развитие системы децентрализованного энерго- и теплоснабжения, для быстрого внедрения которых требуется использование не требующих затрат на капитальное строительство «малогабаритных», передвижных или контейнерных энергетических установок с тепловой мощностью до 5,0 МВт.
2. В крупных городах и в строящихся поселках арктической зоны со сложившейся системой теплоснабжения, строительство и введение в строй новых зданий требует введение в строй новых мощностей на ТЭЦ. Требуется прокладка в условиях вечной мерзлоты новых тепловых сетей и строительство тепловых узлов, а также монтаж на технических этажах многоэтажных зданий насосов, повышающих давление для подачи горячей воды на верхние этажи. Решение проблемы – использование «малогабаритных» крышных или контейнерных энергетических установок для получения воды с параметрами, близкими к критическим. При использовании таких установок не только отпадает необходимость в строительстве капитальных котельных, централизованной системы теплоснабжения и прокладки трубопроводов в условиях вечной мерзлоты, а также минимизируется отрицательное воздействие от прокладки коммуникаций на растительный покров тундры.
3. При использовании в многоэтажных зданиях энергетических установок для

получения воды с параметрами, которые близки к критическим значениям, появляется возможность монтажа системы теплоснабжения с водяными калориферами, уменьшающими материалоёмкость системы отопления, а также улучшающими показатели энергосбережения за счет совмещения системы отопления с системами вентиляции и кондиционирования воздуха. Энергоэффективность и энергосбережение совмещенной системы отопления, вентиляции и кондиционирования обеспечивается высокими коэффициентами полезного действия водяных калориферов и высокой их маневренностью по мощности.

4. Отпадает необходимость в монтаже сложной, разветвленной системы пожаротушения. Система пожаротушения совмещается с системой водяного теплоснабжения за счет высокой эффективности пожаротушения метастабильной паро-капельной смеси, полученной после взрывного вскипания воды из системы теплоснабжения. Эффективность пожаротушения метастабильной паро-капельной смеси позволяет обеспечить как поверхностное тушение с расходами воды в десять раз меньшими, чем традиционное пожаротушение компактными струями воды и тонко распыленной водой (ТРВ), так и объемное тушение с расходами в 50–100 раз меньшими, чем ТРВ. Отпадает необходимость в организации хранения запаса воды для пожаротушения, так как объем воды в системе отопления в десятки раз превышает требуемый для пожаротушения запас.
5. Решается проблема теплоснабжения строящихся объектов до введения в строй основных, стационарных объектов тепло- и энергоснабжения. Обеспечивается оперативное развертывание временных пунктов жизнеобеспечения на автомобильных трассах в период критически низких температур и снежных ураганов, сопровождающихся снежными заносами автомобильных и железнодорожных магистралей.

6. Решается проблема оперативного обеспечения теплоснабжения аварийных объектов и городков временного размещения людей в районе ЧС. Организуется энергоэффективная, быстро вводимая в строй система жизнеобеспечения в зоне ЧС. ●

#### Литература

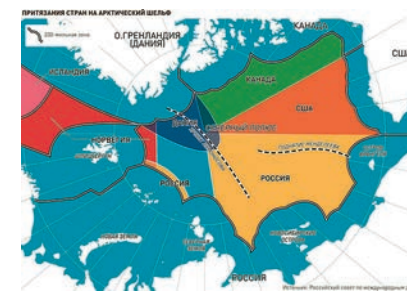
1. Тетерин, И. М. Температурно-активированная вода – новая парадигма развития техники пожаротушения [Текст] / И. М. Тетерин // Средства спасения: журнал-каталог. – 2005. – С. 44.
2. Храмов С. П. «Технические средства подачи температурно-активированной воды теплотехнической установкой для тушения пожаров на объектах энергетики» [Текст]: дис. ... канд. техн. наук 05.26.03 / Храмов Сергей Петрович, Академия ГПС МЧС России. – М., 2011. – 239 с.
3. Роевко В.В., Кармес А.П., Пряничников А.В. Тушение пожаров в высотных объектах температурно-активированной водой // Современные технологии обеспечения гражданской обороны и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций: Материалы III Всероссийской научно-практической Интернет-конференции, с международным участием. (Воронеж, 20 апреля 2012 г.). – Воронеж: ВИ ГПС МЧС России, 2012. – С. 22–25.
4. Кармес А. П. Технические проблемы обеспечения тушения и предотвращения пожаров на нефтегазопроводах // Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация... – 2014. – № 1. – С. 24–31.
5. Основные направления развития пожарной техники в системе Государственной противопожарной службы: Учеб. пособие / М.В. Алешков, М. Д. Безбородько, В. В. Роевко и др.; под ред. канд. техн. наук, доц. М. В. Алешкова. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2010. – 267 с.
6. Безбородько, М. Д. Пожарная и аварийно-спасательная техника [Текст]: учебник: в 2 ч. П46 Ч. 2 / М. Д. Безбородько, С. Г. Цариченко, В. В. Роевко и др.; под ред. М. Д. Безбородько. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2013. – 306 с.
7. Роевко В.В., Храмов С.П., Сегаля М.Д., Краснов С.М. Объемный способ пожаротушения кабельных сооружений температурно-активированной водой. Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. 2017. № 1. С. 40–50.
8. Роевко В.В., Ищенко А.Д., Краснов С.М., Храмов С.П., Соковнин А.И. Тушение пламени в протяженных замкнутых сооружениях энергообъектов. Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация. 2016. № 3. С. 44–49.
9. Соковнин А.И. Теоретическое и экспериментальное обоснование способа осаждения дыма на объектах энергетики. Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация. 2016. № 4. С. 29–37.
10. Исаева Л. К., Кармес А. П., Пряничников А. В., Храмов С. П. Экологические аспекты использования температурно-активированной воды при тушении пожаров и ликвидации чрезвычайных ситуаций // Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация... – 2014. – № 2. – С. 43–47.

KEYWORDS: cell modules, energy efficiency, mining in the Arctic and the transportation of hydrocarbons, nuclear energy.

## О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

### Ю. Трутнев оценил важность хребта Ломоносова в углеводородах

В ноябре 2007 г. глава Минприроды Ю. Трутнев заявил о том, что России есть за что бороться, доказывая принадлежность арктического шельфа к своей территории. В недрах хребта Ломоносова скрыты миллиарды тонн условного топлива. Если основываться на словах министра, разработка хребта Ломоносова принесет до 5 млрд тонн условного топлива.



### • Комментарий Neftegaz.RU

Россия первой из всех приарктических стран обратилась в Комиссию по границам континентального шельфа ООН для подтверждения своих прав на значительную часть арктического шельфа за пределами 200-мильной зоны. Тогда комиссия предложила устранить целый ряд замечаний в российской заявке, касающихся карт рельефа дна и недостаточного обоснования континентальной природы подводных хребтов Ломоносова и Менделеева. В последующие годы наша страна монотонно направляла в ООН доработанные на основании экспедиций заявки. 18 августа 2017 г. стало известно, что Россия представит очередной вариант документа новому составу комиссии в начале сентября 2017 г. Рассмотрение может занять от 3 до 5 лет, так что вопрос остается по-прежнему открытым.

### «Сахалин-2» отправляется на зимние каникулы досрочно

Как говорится в сообщении Sakhalin Energy, 26 ноября 2007 г. на производственно-добывающем комплексе «Витязь» на шельфе северо-восточного



бережья острова Сахалин из-за сложных погодных условий была приостановлена добыча нефти, а плавучее нефтехранилище «Оха» отшвартовано от одноякорного причала (ОЯП). Sakhalin Energy в сентябре отложила начало круглогодичного экспорта нефти с шельфа Сахалина на 2008 г. из-за проблем с вводом в строй нефтепровода. Добываемая в рамках «Сахалина-2» нефть сорта «Витязь» пока экспортируется лишь около шести месяцев в году, поскольку в остальное время океан в районе промысла замерзает.

### • Комментарий Neftegaz.RU

За прошедшие годы проект «Сахалин-2» ушел далеко вперед. Давно обеспечена круглогодичная добыча нефти и газа, установлена морская платформа на Пильтунской площади Пильтун-Астохского месторождения, проведен монтаж платформы на Лунском газовом месторождении. Теперь нефть и газ транспортируются по 800-километровым береговым трубопроводам на южную часть острова Сахалин к построенному заводу по производству СПГ и терминалам. В октябре 2017 г. Главгосэкспертиза России согласовала проект реконструкции газотранспортной системы (ГТС) проекта «Сахалин-2». Запланировано дооборудование существующей НКС-2 (нагнетательной компрессорной станции) технологическим модулем газоперекачивающего

агрегата, а также строительство КС-3 (компрессорной станции) на 122,6 км и КС-4 на 443,8 км трубопровода от Объединенного берегового технологического комплекса.

### Казахстан не отдает Кашаган

30 ноября 2007 г. стало известно, что переговоры между властями Казахстана и рядом западных компаний о разработке нефтяного месторождения Кашаган в Каспийском море зашли в тупик в связи с требованиями Казахстана о выплате многомиллиардных штрафов.

Как пишет The Wall Street Journal, ожидалось, что Казахстан и концерн, возглавляемый итальянским оператором Eni SpA, завершат переговоры о решении конфликта сегодня, но власти Казахстана отметили, что к общему решению прийти не удастся.

### • Комментарий Neftegaz.RU

В конечном счете Кашаган все-таки поделили. Добыча нефти на этом шельфовом месторождении началась в сентябре 2013 г., но в том же месяце была остановлена из-за утечки газа.



Возобновили добычу лишь в сентябре 2016 г. – пришлось менять систему трубопроводов. На сегодняшний день месторождение разрабатывает консорциум North Caspian Operating Company (NCOOC) при участии KazМунайГаз, Eni, ExxonMobil, Shell, Total, Inpex и CNPC. В мае 2017 г. стало известно, что Кашаган выходит на прибыльность. Проект уже полностью покрывает свои операционные затраты, капвложения на поддержание и наращивание темпов производства и генерирует положительный денежный поток. ●



# ЭНЕРГИЯ ДЛЯ ГЛОБАЛЬНОГО РОСТА

С 3 ПО 7 ОКТЯБРЯ 2017 ГОДА В МОСКВЕ И САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ ПРОШЕЛ ПЕРВЫЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ ПО ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И РАЗВИТИЮ ЭНЕРГЕТИКИ «РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ». ПЛОЩАДКАМИ МЕРОПРИЯТИЯ ВЫСТУПИЛИ ЦВЗ «МАНЕЖ» И КВЦ «ЭКСПОФОРУМ». КАКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРОШЛИ В РАМКАХ РЭН, ЧТО СТАЛО КЛЮЧЕВЫМ СОБЫТИЕМ И СКОЛЬКО СОГЛАШЕНИЙ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ БЫЛО ПОДПИСАНО УЧАСТНИКАМИ?

FROM 3 TO 7 OCTOBER 2017 IN MOSCOW AND ST. PETERSBURG WAS THE FIRST INTERNATIONAL FORUM ON ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY DEVELOPMENT "RUSSIAN ENERGY WEEK". THE VENUES OF THE EVENT WERE THE CENTRAL EXHIBITION HALL "MANEZH" AND THE EXHIBITION CENTER "EXPOFORUM". WHAT EVENTS TOOK PLACE WITHIN THE FRAMEWORK OF THE REN, WHAT WAS THE KEY EVENT AND HOW MANY AGREEMENTS ON COOPERATION WERE SIGNED BY THE PARTICIPANTS?

Ключевые слова: Российская энергетическая неделя, VII Петербургский международный газовый форум, энергоэффективность, развитие энергетики, международное сотрудничество.

Международный форум «Российская энергетическая неделя» в этом году был посвящен обсуждению актуальной мировой энергетической повестки,

определению основных направлений развития ТЭК, а также поиску оптимальных решений в ответ на существующие вызовы.

Ключевым событием официальной деловой программы Форума стало пленарное заседание «Энергия для глобального роста», на котором выступил Президент РФ В. Путин. Участие в РЭН также принял Президент Боливарианской Республики Венесуэла Н. Мадуро, выступивший в рамках панельной дискуссии «Нефть и геополитика: причины и последствия».

На полях РЭН состоялась 19-я Министерская встреча Форума стран-экспортеров газа. На ней министры утвердили пятилетний рабочий план форума, а также назначили статс-секретаря – замминистра энергетики РФ Ю. Сентюрина следующим генеральным секретарем ФСЭГ на двухгодичный срок, с января 2018 г.

Помимо 16 панельных дискуссий, 12 круглых столов и VI саммита «Глобальная энергия», деловая

РЕКЛАМА



программа РЭН-2017 включила в себя Международный саммит мэров по энергоэффективности и устойчивому развитию городов, пленарную сессию «ТЭК России: национальные интересы и глобальные тренды» с участием министра энергетики РФ А.Новака и министра энергетики, промышленности и минеральных ресурсов Королевства Саудовская Аравия Халида А. аль-Фалиха.

Кроме того, на площадке Форума прошла выставка, где были представлены новейшие технологии ТЭК, разработки в сфере альтернативной энергетики, последние достижения в области энергосбережения и защиты экологии.

Деловая программа VII Петербургского Международного Газового Форума, который прошел в рамках Российской энергетической недели в Санкт-Петербурге, включала более 60 специализированных мероприятий.

Кроме того, форум стал важной коммуникационной площадкой для более чем 480 представителей делового сообщества из 150 российских и 76 зарубежных компаний, многие из них были представлены первыми лицами.

Важно отметить, что ПМГФ стал не просто площадкой для обсуждения, но и принес практическую пользу. На Форуме был подписан ряд соглашений, среди которых программа сотрудничества ГК «Росатом» и Министерства энергетики Саудовской Аравии, меморандум о создании высокоэффективных



систем между правительством Мурманской области, правительством Республики Саха (Якутия), общественными организациями и инвестиционными компаниями в области возобновляемых источников энергии, соглашение между АО «СПбМТСБ» и ПАО «Московская биржа».

ПАО «Квадра» и правительство Курской, Тамбовской и Воронежской областей договорились о взаимодействии в сфере развития систем теплоснабжения.

Договоры подписывались не только в бизнес сфере, но и в научной среде. Так Университет Райса договорился о сотрудничестве с РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и с ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Это, безусловно, говорит о заинтересованности в российских разработках со стороны иностранных коллег.

На полях VII Петербургского Международного Газового Форума, проходящего в рамках Российской энергетической недели, было подписано 18 соглашений: дорожная карта по созданию совместного предприятия компаний «Газпром» и «КазМунайГаз» по переработке газа Карачаганакского месторождения на базе Оренбургского газоперерабатывающего завода; дорожная карта по развитию газозаправочной инфраструктуры на федеральных автомобильных дорогах подписана «Газпромом» и «Автодором», соглашение о взаимодействии в области стандартизации между ПАО «Газпром» и DNV GL Oil & Gas; меморандум о взаимопонимании в реализации долгосрочного стратегического сотрудничества на рынке газомоторного топлива, в частности в сфере развития заправочной инфраструктуры на международном транспортном маршруте Европа – Китай, между «Газпромом», CNPC и «КазМунайГазом»; дорожная карта по разработке отечественных газотурбинных установок широкого диапазона мощности – от 32 МВт подписана «Газпромом» и ОДК.

KEYWORDS: Russian energy week, VII St. Petersburg international gas forum, energy efficiency, energy development, international cooperation.





# АРКТИКА КАК КОСМОС

## Освоение Арктики – задача, превосходящая по степени важности освоение космоса

ФРАЗА О ТОМ, ЧТО ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКИХ БОГАТСТВ – ЗАДАЧА НЕ МЕНЕЕ ВАЖНАЯ, ЧЕМ ОСВОЕНИЕ КОСМИЧЕСКИХ ПРОСТОРОВ, СТАЛА ДЕВИЗОМ ПРОШЕДШЕЙ В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ С 12 ПО 15 СЕНТЯБРЯ 2017 Г. 13-ОЙ МЕЖДУНАРОДНОЙ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА СТРАН СНГ RAO/CIS OFFSHORE 2017. СКОЛЬКО КОМПАНИЙ ПРИНЯЛО УЧАСТИЕ В МЕРОПРИЯТИИ И КАКИЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ БЫЛИ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РОССИЙСКИМИ УЧЕНЫМИ?

THE PHRASE THAT THE DEVELOPMENT OF ARCTIC RICHES IS NO LESS IMPORTANT THAN THE EXPLORATION OF SPACE EXPANSES BECAME THE MOTTO OF THE 13TH INTERNATIONAL EXHIBITION AND CONFERENCE ON DEVELOPMENT OF RUSSIAN ARCTIC OIL AND GAS RESOURCES OF CONTINENTAL SHELF OF CIS COUNTRIES RAO / CIS OFFSHORE 2017 HELD IN ST. PETERSBURG FROM SEPTEMBER 12 TO SEPTEMBER 15. HOW MANY COMPANIES TOOK PART IN THE EVENT, AND WHAT DEVELOPMENTS IN THE FIELD OF OFFSHORE OIL AND GAS RESOURCES DEVELOPMENT WERE PRESENTED BY RUSSIAN SCIENTISTS?

Ключевые слова: RAO/CIS Offshore 2017, выставка, конференция, шельф, Арктика, российские разработки, морские нефтегазовые ресурсы.

В этом году в конференции и выставке RAO/CIS Offshore 2017 приняли участие более 300 отечественных предприятий и зарубежных компаний, в том числе Газпром, Роснефть, Лукойл, Газпром нефть, Севмаш, Газпром флот, Газпромнефть-Сахалин, ВСЕГЕИ, Океанприбор, ОКБМ им. Африкантова, Крыловский государственный научный центр, Судостроительный комплекс «Звезда», Aaker Solutions, DNV GL, General Electric Oil&Gas, KBR, Kvaerner, Siemens, TechnipFMC и др.

Организаторами RAO/CIS Offshore в 2017 г. выступили правительство РФ, Минэнерго России, Минприроды России, Федеральное агентство по недропользованию, Научный совет РАН по геологии и разработке нефтяных, газовых и угольных месторождений, ПАО «Газпром», а также ВО «РЕСТЭК».

Мероприятие открылось проведением пленарного заседания «Реализация шельфовых проектов – драйвер промышленного и экономического развития». Участники представили разработки в области освоения морских нефтегазовых ресурсов.



«Наша конференция своей историей и содержанием доказывает, что в вопросах освоения Арктики и континентального шельфа мы вступаем в принципиально новый этап, – открыл заседание академик РАН, председатель Научного совета РАН по геологии и разработке нефтяных и газовых месторождений А. Конторович. – 20 лет назад разработка шельфа казалась научной фантастикой. Сейчас об Арктике и ее освоении мы знаем не по догадкам, а основываемся на серьезной геологической базе, которую предстоит совершенствовать и дальше».

В ходе обсуждений заместитель министра энергетики РФ К. Молодцов отметил: «По прогнозам Минэнерго России, добыча нефти и газа на шельфе будет расти. В прошлом году мы добыли на шельфе больше 22,3 млн тонн нефти и больше 32,9 млрд м<sup>3</sup> газа, что практически на 17% больше, чем в 2015 году по нефти, и практически на 4% больше, чем в 2015 году по газу. Мы ожидаем рост и в этом году. Добыча нефти составит порядка 26 миллионов тонн, газа – порядка 34 млрд м<sup>3</sup>».

РЕКЛАМА

Большой интерес делегатов вызвали также выступления члена правления Газпрома В. Голубева, заместителя генерального директора Газпром нефти А. Патрушева, вице-президента Лукойла И. Мандрика, вице-президента DNV GL AS Нильса Андреаса Масви, вице-президента по гражданскому судостроению Объединенной судостроительной корпорации Е. Загороднего, а также директора по вопросам нефтеразведки Норвежского нефтяного директората Сисселя Эрикссена.



За четыре дня работы мероприятия в рамках пленарного заседания и десяти круглых столов специалисты отрасли обсудили ключевые проблемы и перспективы освоения Арктики и континентального шельфа. Форум стал своеобразным смотром готовности отечественной инженерной мысли и технологий к началу полномасштабной разработки самых северных углеводородных месторождений.

В повестку были включены вопросы, связанные с укреплением ресурсного потенциала континентального шельфа России, обустройством нефтегазовых месторождений Арктической зоны, техники и технологий для их освоения (включая энергетическую инфраструктуру), созданием современного флота для развития схем морской транспортировки нефтегазовых ресурсов, обеспечением промышленной и экологической безопасности работ на континентальном шельфе. Более 500 делегатов стали участниками деловой программы форума, было заслушано свыше 250 докладов.

Посетителями стали свыше 1900 специалистов из России, Азербайджана, Болгарии, Великобритании, Венгрии, Индии, Индонезии, Канады, Китая, Нидерландов, Норвегии, Словацкой Республики, Финляндии, Чешской Республики и Японии.



В рамках выставочной экспозиции Газпром трансгаз Санкт-Петербург анонсировало начало новых НИОКР – создание первого отечественного обитаемого подводного аппарата для выполнения работ, связанных с эксплуатацией морских магистральных газопроводов (ММГ). Результаты разработки будут использоваться при эксплуатации ММГ и иных гидротехнических сооружений, а также для выполнения работ и оказания услуг по обследованию и диагностике подводных сооружений сторонних российских и зарубежных заказчиков, в том числе при обследовании перспективных территорий морского дна для добычи полезных ископаемых. Кроме производства подводно-технических и подводно-исследовательских работ, аппарат сможет принимать участие в аварийно-спасательных и судоподъемных работах.

Традиционно на выставочной площадке прошло награждение лауреатов и дипломантов конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа, организованного Минэнерго России.



14 сентября, в третий день выставки, начал свою работу двухдневный Молодежный форум. На суд строго жюри молодые ученые и студенты представили более 40 докладов, лучшие из которых были удостоены дипломов и памятных призов. В ходе конференции молодым специалистам была предоставлена уникальная возможность пообщаться в режиме «вопрос-ответ» со спикерами RAO/CIS Offshore 2017 – представителями ведущих отраслевых компаний и институтов.

Впервые на RAO/CIS Offshore состоялось подписание меморандума о вступлении Ассоциации Созвездие (ассоциация поставщиков нефтегазовой промышленности) в Арктический кластер инфокоммуникаций, инициированный Арктической академией наук и Ленинградским отделением Центрального научно-исследовательского института связи.

В следующий раз ведущие отраслевые компании, представители государственного управления и научного сообщества соберутся для обмена мнениями в Петербурге 2–5 октября 2018 года в рамках Международной выставки и конференции по судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения континентального шельфа Offshore Marintec Russia 2018. ●

KEYWORDS: RAO/CIS Offshore 2017, exhibition, conference, offshore, the Arctic, the development of Russian offshore oil and gas resources.





# Конференция и выставка по развитию портов и судоходства ТРАНСТЕК-2018

В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ В ВЫСТАВОЧНОМ ЦЕНТРЕ ЛЕНЭКСПО С 9 ПО 11 ОКТЯБРЯ 2018 ГОДА ПРОЙДЕТ 6-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО РАЗВИТИЮ ПОРТОВ И СУДОХОДСТВА И 14-Я ВЫСТАВКА «ТРАНСТЕК-2018»

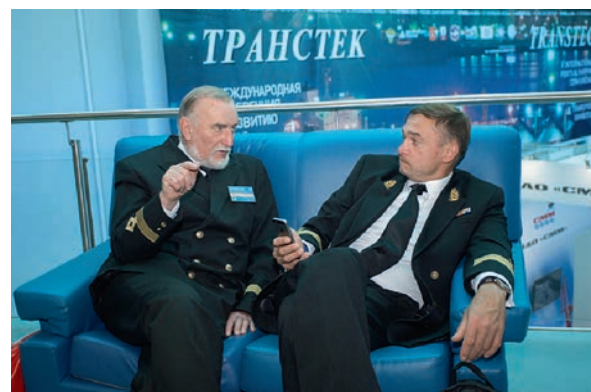
THE 6TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE DEVELOPMENT OF PORTS AND NAVIGATION AND THE 14th EXHIBITION "TRANSTECH-2018" WILL BE HELD IN ST.PETERSBURG FROM 9 TO 11 OCTOBER 2018 IN LENEXPO EXHIBITION CENTRE

Ключевые слова: порты, судоходство, «ТРАНСТЕК», «НЕВА», водный транспорт.

По оценке Минтранса России, конференции и выставки «ТРАНСТЕК» в течении ряда лет «зарекомендовали себя как востребованные профессиональные площадки для регулярного поддержания международного B2B и экспертного диалога в

интересах развития практического сотрудничества в области морского и речного флота и портовых комплексов». Конференция и выставка «ТРАНСТЕК», проводимая с 1994 г. по чётным годам, адресована рынку портовых услуг и водного транспорта.

По оценке Секретариата Программного Комитета конференции и выставки, который возглавляет АО «ЦНИИМФ», морские порты России продолжают развивать и модернизировать существующие и перспективные мощности, парк технических



РЕКЛАМА



средств и современные технологии перевалки грузов, выступая одним из перспективных драйверов экономического роста страны.

По итогам заседания правительственной комиссии по транспорту, в июне 2017 г., утверждена программа развития ФГУП «Росморпорт» до 2020 г. Планируется, что в строительство и реконструкцию морских терминалов будет инвестировано 97 млрд руб., в поддержание основных фондов, в том числе строительство ледоколов и обновление флота – 23 млрд руб.

Морские порты являются одним из ключевых элементов транспортного комплекса, переваливая значительную часть экспортно-импортных и транзитных грузов. Морское портовое хозяйство России – это 67 морских портов общей мощностью около 966 млн тонн, протяженностью причального фронта порядка 148 тыс. погонных метров. По оценкам экспертов, грузооборот морских портов РФ к 2020 году составит 877,5 млн тонн. За 2017–2020 гг. этот показатель вырастет на 21%, прирост в 47,2 млн тонн будет обеспечен за счет переориентации грузов из сопредельных стран в российские порты. А к 2030 году грузооборот российских портов превысит 1 млрд тонн.

Морские порты являются одним из ключевых элементов транспортного комплекса – через порты осуществляется перевалка значительной части экспортно-импортных и транзитных грузов. Сегодня морское портовое хозяйство России – это 67 морских портов общей мощностью около

966 млн тонн, протяженностью причального фронта порядка 148 тыс. погонных метров. По результатам работы морских портов с января по декабрь 2016 года объем перевалки грузов составил 721,9 млн тонн. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года прирост составил 6,7%. При этом объем перевалки сухих грузов составил 335,8 млн тонн (+7,5%), наливных грузов – 386,1 млн тонн (+5,9%).

Предыдущая конференция и выставка «ТРАНСТЕК» состоялась в октябре 2016 г. Она имела самую большую программу профессиональных мероприятий за последние 12 лет, включающую в себя Пленарное заседание, 9 круглых столов, пленарных, секционных заседаний, конференций, публичных экспертных дискуссий и тематических открытых лекций. В мероприятиях участвовало более 600 делегатов и докладчиков, представлявших 300 компаний из России, Финляндии, Норвегии, Великобритании, Италии, Германии, Испании, Алжира, Азербайджана, Китая.

Обсуждение перспектив развития «ТРАНСТЕК» состоялось в сентябре 2017 года на площадке «НЕВА-2017» в рамках заседания Морского совета при Правительстве Санкт-Петербурга, в котором приняли участие Министр транспорта РФ Максим Соколов и члены Оргкомитета XIV Международной выставки «НЕВА-2017». Вице-губернатор Санкт-Петербурга выразил благодарность Минтрансу России и Министру М.Ю. Соколову за поддержку выставки и внимание к вопросам развития транспортного

комплекса города. Он отметил, что в следующем году Петербург будет принимать не менее значимую международную конференцию и выставку по развитию портов и судоходства «ТРАНСТЕК-2018», и от Морского совета попросил поддержать это мероприятие нормативным актом Минтранса России, чтобы «ТРАНСТЕК» стал постоянным мероприятием чётных лет календаря (с учетом, что выставка «НЕВА» проводится по нечётным годам).

В 2018 году на «ТРАНСТЕК» будут обсуждать состояние и тенденции развития порто-ориентированной логистики, оптимизацию логистики как путь к повышению эффективности, контейнерные перевозки на водном транспорте, в портах и на терминалах, привлечения инвестиций в развитие инфраструктуры портов, инженерное и проектное обеспечение развития портов, объектов морской и береговой инфраструктуры и инфраструктуры ВВП, развитие морского и речного судоходства, Арктической морской транспортной системы специализированный, портовый и служебно-вспомогательный флот, производство портовой техники и эффективные инвестиции в обновление и модернизацию парка ПРР, IT-технологии в судостроении, производстве морской и портовой техники и морском транспорте, экологию и безопасность на морском транспорте. ●

**Приглашаем Вас запланировать участие в данном мероприятии в Вашей программе 2018 года.**

KEYWORDS: ports, shipping, "TRANSTEC", "NEVA", water transportation.

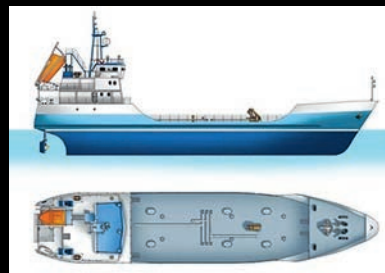


# МНОГОЦЕЛЕВОЙ ТАНКЕР

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

#### 1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



Класс Российского Морского Регистра судоходства – КМ А1.

Тип	Нефтеналивное	Водолей
Назначение	перевозка до трех сортов нефтепродуктов	пресная вода
Грузоподъемность	1000 т.	1200 т.
Мощность главного двигателя	2 x 500 кВт	2 x 650 кВт

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Длина наибольшая, м	58,0
Ширина, м	12,0
Высота борта на миделе, м	5,6
Осадка, м	4,0
Скорость спецификационная, уз	11
Экипаж, чел	6
Дальность плавания, миль	3500
Автономность, суток	не менее 10
Двигатель	2 винто-рулевые колонки подъемного типа

Грузовая система выполнена автономной с применением погружных грузовых насосов. Размещение экипажа в одноместных каютах. Навигация, радиосвязь соответствует району эксплуатации и классу судна. ●

# МОРСКОЙ ТАНКЕР

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

#### 1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС

Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ1 | А1 (нефтеналивное).

Назначение – перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой нескольких сортов груза. Танки оборудованы палубными обогревателями и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

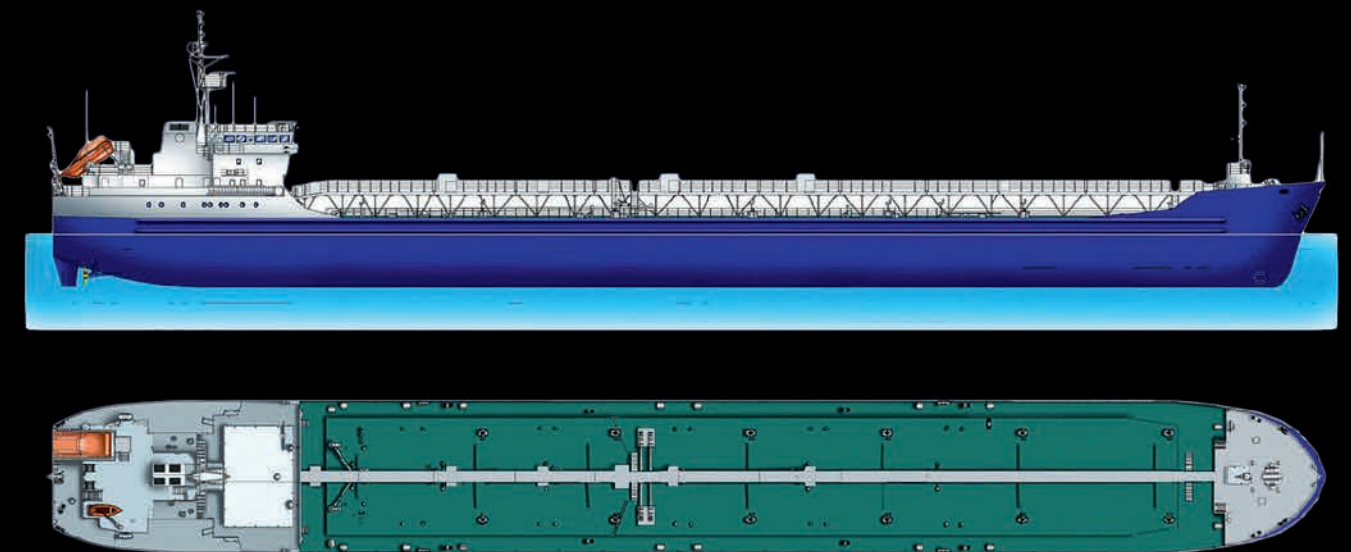
Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 1000 м³/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт, т	9200
Грузоподъемность (при $\gamma = 1,0 \text{ т/м}^3$ ), т	9000
Длина наибольшая, м	141
Ширина наибольшая, м	16,8
Осадка по грузовой марку, м	5,6
Скорость спецификационная, уз	11
Дальность плавания, миль	3500
Автономность, сутки	20
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	16,8
Главный двигатель	8L20 "Вяртсиля"
Мощность максимальная длительная, кВт	2x1320
Экипаж, чел	11

интенсивностью до 1500 м³/ч. Мощность электростанции 970 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования. Навигационные системы и

радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●





# ТАНКЕР «ИТИЛЬ»

## СМЕШАННОГО (РЕКА / МОРЕ) ПЛАВАНИЯ ПРОЕКТ 15230

### 1. Оборудование и инструмент в НГК

#### 1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

##### 1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ2 II А1 (нефтеналивное).

Назначение – перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой двух и более сортов груза. Танки оборудованы змеевиками обогрева и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки мочной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Magflex" обеспечивают производительность при выгрузке 800 куб. м/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив интенсивностью до 1000 куб. м/ч. Мощность электростанции 650 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования.

Навигационные системы и радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт (река/море), т	3910/5550
Грузоподъемность (река/море), т	3650/5100
Длина наибольшая, м	123,7
Ширина наибольшая, м	15,8
Осадка по грузовую марку (река/море), м	3,65/4,55
Скорость спецификационная, км/ч	20
Дальность плавания, км	7500
Автономность, сутки	20
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	16,8
Главный двигатель	8L20 «Вяртсиля»
Мощность максимальная длительная, кВт	2x1320
Экипаж, чел	11

# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

28 ноября –  
1 декабря

IV Ежегодная конференция  
Нефтепереработка  
и нефтехимия Каспия  
и центральной Азии  
г. Баку

1 декабря

Пятнадцатая международная  
конференция  
«ПВХ. Итоги года  
2017»  
Москва

4–6 декабря

VII Международный форум  
**Арктика:  
Настоящее и будущее**  
г. Санкт-Петербург

12 декабря

XII международная конференция  
**Сера и серная кислота  
2017**  
Москва

ДЕКАБРЬ

П	4	11	18	25	
В	5	12	19	26	
С	6	13	20	27	
Ч	7	14	21	28	
П	1	8	15	22	29
С	2	9	16	23	30
В	3	10	17	24	31

7 декабря

XII ежегодная конференция  
**Подряды на  
нефтегазовом шельфе**  
(Нефтегазшельф-2017)  
Москва

12–14 декабря

II Международная выставка-форум  
по всем аспектам экологизации российской  
экономики  
**ЭКОТЕХ 2017**  
Москва





Стенд компании Россети на РЗН



В. Бессель



В. Сорокин



А. Байметов



А. Рахматуллина



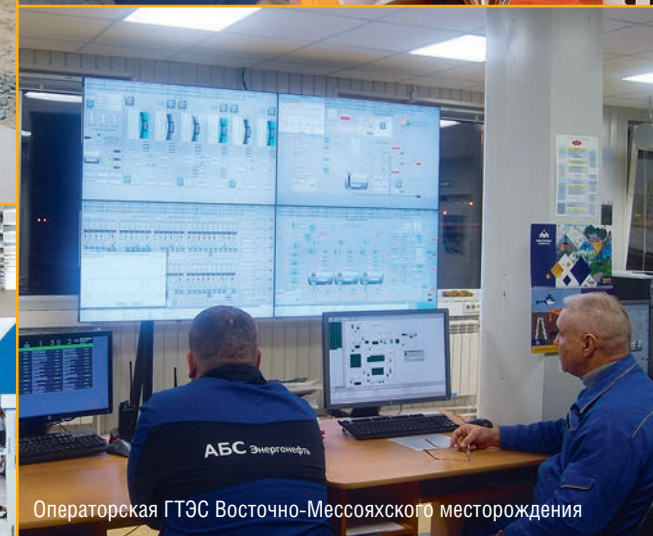
А. Орзалиев



Д. Шигапова



Участники РЗН



Операторская ГТЭС Восточно-Мессояхского месторождения



К. Воронцов



Н. Менкеев



Сотрудники ГНЦ Крыловский



Стенд компании ITPS



А. Трусов



Д. Сугайпов



Г. Усынин



Стенд компании Транснефть на Российской энергетической неделе



М. Гинсбург



К. Каримов, Ю. Булыгин, Б. Иванов



А. Жагрин



В. Коринной



Стенд компании Genesis на РЗН



Ю. Чичагин



Участники конференции Нефтегазсервис-2017



И. Павлова



В. Павлов



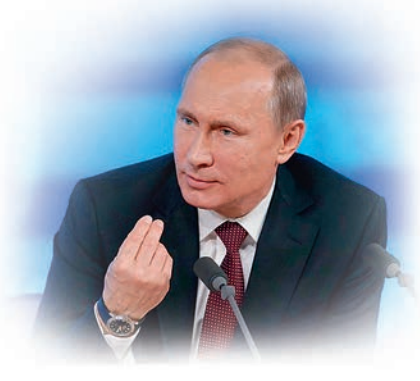
К. Орлов





« Мы приняли решение – не затягивать и до 2020 года полностью газифицировать Севастополь»

**Д. Овсянников**



« На белорусских НПЗ перерабатывается наша нефть, другой там нет и вряд ли появится»

**В. Путин**

« Шельф – ключевой резерв углеводородов в мире. На протяжении как минимум ближайших 50 лет ни сланцы, ни альтернативные источники не смогут заместить традиционные углеводороды в энергетике»

**С. Донской**



« В рамках стратегии мы предусматриваем восьмикратное увеличение Россией производства СПГ до 2040 года»

**А. Новак**



« Самое главное, что помимо создания рабочих мест мы еще создаем новые компетенции или восстанавливаем утраченные компетенции и в области судостроения, и в области машиностроения в целом, что для нашей страны исключительно важно (о проекте «Ямал СПГ»)»

**Д. Медведев**



« Ресурсная база «Газпрома» смещается на Север, в Арктику, где находится около четверти неразведанных мировых запасов углеводородов»

**А. Миллер**



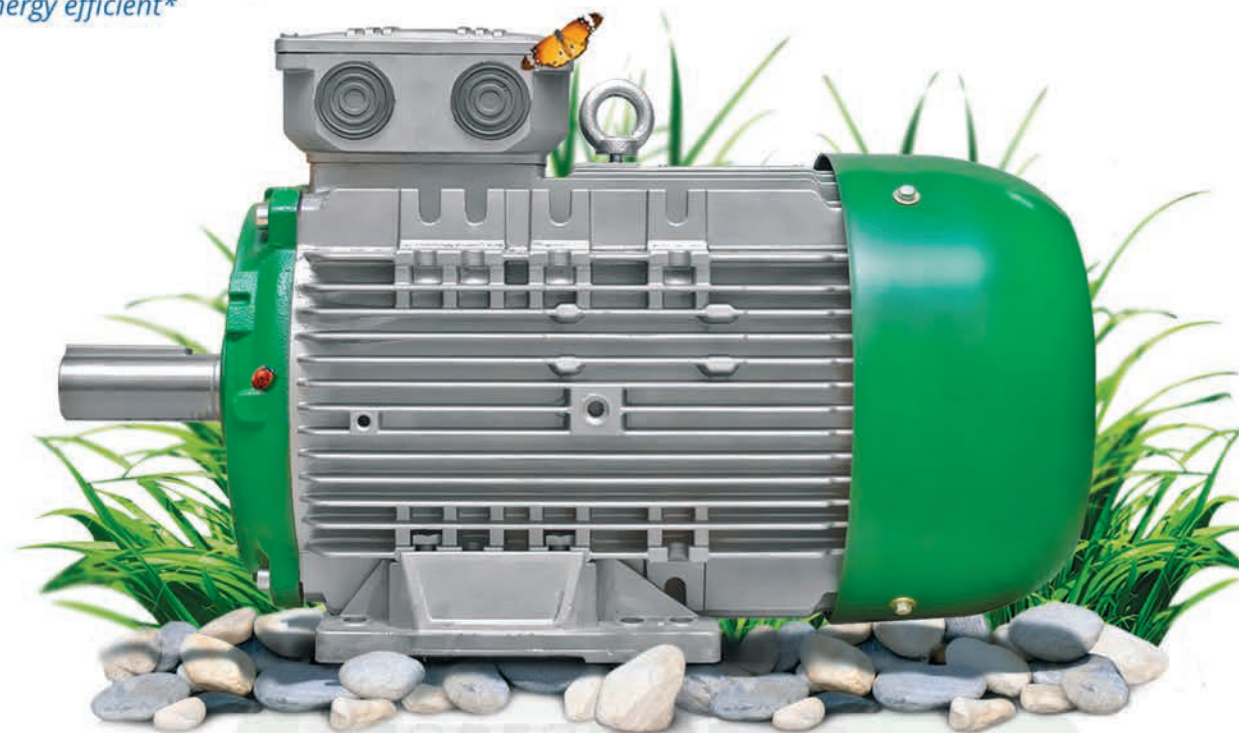
« Если учитывать альтернативную газификацию, то задача государства и компаний с государственным участием – предоставить такую возможность каждому потребителю»

**К. Молодцов**

# Новинка от концерна РУСЭЛПРОМ

Электродвигатель  
7AVE 3e

*Economical  
Environmentally friendly  
Energy efficient\**



РЕКЛАМА

- Напряжение 380 - 660 В
- Мощность 7,5 - 30 кВт
- Частота вращения 3000 - 500 об/мин
- Монтажное исполнение на лапах, с фланцем, комбинированное
- Датчик температуры обмотки
- Места под установку датчиков вибрации

Снижен нагрев изоляции статора, что увеличивает срок службы обмотки

Установлено новое ядро 7AVE с уменьшенными электромагнитными потерями

Используется в составе частотно-регулируемого привода

Увеличен КПД. Класс энергоэффективности IE2 (высокий) и IE3 (очень высокий)

Высокий момент в диапазоне регулирования от 50 до 100%

Искробезопасный антикоррозийный алюминиевый корпус

\*Экономичный, экологичный, энергоэффективный

✉ mail@ruselprom.ru  
🌐 ruselprom.ru

тел.: 8 (800) 301-35-31  
тел.: 8 (495) 788-28-27





# ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

«Газпром нефть» подобрала ключи к освоению заполярного Новопортовского месторождения, открытого более полувека назад. Уникальное инженерное сооружение — терминал «Ворота Арктики», способный работать в экстремальных условиях Крайнего Севера — впервые в истории обеспечил возможность круглогодичного вывоза нефти с Ямала морем.



на правах рекламы



Стремиться к большему

[WWW.GAZPROM-NEFT.RU](http://WWW.GAZPROM-NEFT.RU)