



ПРОБЛЕМЫ
КОЛТЮБИНГОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

БЕСЧЕЛОВЕЧНАЯ
АРКТИКА

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

OFFSHORE

ISSN 2410-3837

5 [89] 2019

СЕРВИС АРКТИЧЕСКОГО УРОВНЯ



Входит в перечень ВАК



Знаменитый отель в историческом центре Санкт-Петербурга с лучшим видом на Исаакиевский собор.

- 169 номеров
- Ресторан современной русской кухни
- 7 залов для проведения мероприятий
- Собственный кейтеринг

Санкт-Петербург, Исаакиевская пл. / Ул. Большая Морская, 39
Тел.: +7 812 494 5757
roccofortehotels.com

Сервис арктического уровня



12

Проблемы применения колтюбинговых технологий



16

Нефтегазоносность арктических морей



26

СПГ-бункеровка



48

Эпохи НГК

4

РОССИЯ Главное

Пора ли идти за нефтью в Арктику?

6

России нет равных в Арктике

8

События

10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Сервис арктического уровня

12

НЕФТЕСЕРВИС

Проблемы применения колтюбинговых технологий

16

НЕФТЕСЕРВИС

Результаты исследования коэффициента утилизации плавучих технологических платформ для добычи и хранения углеводородов

20

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Синергия опыта и инноваций. «Трест Коксохиммонтаж» для современного нефтегазового строительства

24

АРКТИКА

Нефтегазоносность арктических морей. Верхнеюрские и нижнемеловые клиноформные комплексы Баренцево-Карского шельфа

26

Прогрессивные конструкции висячих свай для работы в сложных грунтовых условиях

34

Перспективы развития транспортно-коммуникационной системы в арктическом регионе

40

Морские трубопроводы в Арктике



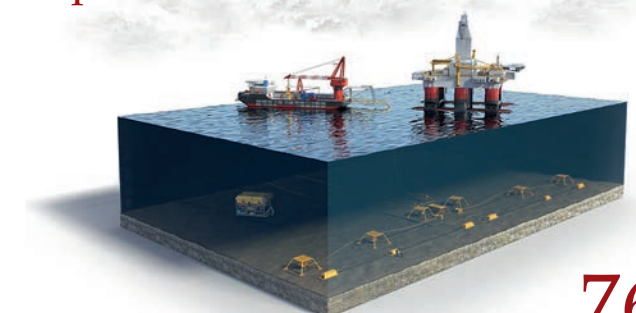
56

БПЛА в условиях арктического региона



66

Бесчеловечная Арктика



76

Широкие возможности 70-й широты



98

ТРАНСПОРТИРОВКА

СПГ-бункеровка. О необходимости актуализации системы российских стандартов

48

Морские трубопроводы в Арктике. Проблемы геотехнического мониторинга

56

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

БПЛА в условиях арктического региона

66

Бесчеловечная Арктика. Технологии искусственного интеллекта, робототехника и дата-центры как драйверы развития наукоемких технологий нефтегазового комплекса в высоких широтах

76

РЫНОК

Новая парадигма развития энергетического комплекса России в первой половине XXI века

80

ОБОРУДОВАНИЕ

Продолжая традиции ЛЭЗ

90

Разработка газоконденсатных месторождений шельфа

94

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Широкие возможности 70-й широты

98

Нефтегаз-2019

102

ЭКОЛОГИЯ

Разливы нефти в Арктике. Проблемы и решения

104

Календарь событий

107

Хронограф

108

Россия в заголовках

109

Нефтегаз *Life*

110

Цитаты

112

193 года назад

В 1826 году при поисках рассолов в Кентукки (США) случайно была пробурена первая нефтяная скважина.

184 года назад

В 1835 году в Санкт-Петербурге начали вырабатывать искусственный (светильный) газ. Газификация Москвы началась через 30 лет.

151 год назад

В 1868 году на территории Кокандского ханства нефть собирали в канавах, для чего делали запруды из досок.

141 год назад

В 1878 году на шведской верфи по русскому проекту построено первое в мире нефтеналивное судно – танкер «Зороастр».

128 лет назад

В 1891 году в США началась продажа участков моря с запасами углеводородов.

117 лет назад

В 1902 году в России начали применять метод вращательного бурения с промывкой.

85 лет назад

В 1934 году осуществлено кустовое бурение в Каспийском море.

52 года назад

В 1967 году потерпел аварию танкер «Торри Кэньон», в результате которой из нефтеналивного судна вылилось несколько десятков тысяч тонн нефти.

27 лет назад

В 1992 году в России начали функционировать вертикально интегрированные нефтяные компании. Сейчас в сферу деятельности ВИНК входит вся цепочка производственного процесса: от геологоразведки углеводородов до реализации нефтепродуктов.

22 года назад

В 1997 году подписано соглашение о строительстве газопровода «Голубой поток».

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Алла Юдина

Аналитики
Артур Гайгер
Мария Гуляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифировна
Денис Савосин
Николай Жабин
Сергей Щербаков

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Алюнов А.Н.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Гусев Ю.П.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Загивный Э.А.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.
Третьяк А.Я.



Директор
Ольга Бахтина

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

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

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

Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

**Отдел по работе
с клиентами**
Юлия Смирнова
Александра Милюткина

**Выставки, конференции,
распространение**
Татьяна Петрова

**Служба технической
поддержки**
Андрей Вережкин
Сергей Прибыткин

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

Переписка 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



17-20 СЕНТЯБРЯ
РОССИЯ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

НЕВА 2019

**15-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО ГРАЖДАНСКОМУ СУДОСТРОЕНИЮ,
СУДОХОДСТВУ, ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОРТОВ,
ОСВОЕНИЮ ОКЕАНА И ШЕЛЬФА**



> 30 000 м²
площадей



> 600
экспонентов
из 36 стран мира



> 1000
иностранных
делегатов



NEW спецпроект
«Центр малого
судостроения»



Насыщенная
деловая
программа
с участием
международных
экспертов

ЭКСПОФОРУМ
ПАВИЛЬОНЫ F, G, H
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

6+



info@nevainter.com
+7 (812) 321 26 76
+7 (812) 321 28 17
WWW.NEVAINTER.COM

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:





Доля импорта критически важного оборудования доходит до 80 %



Инвестиции в разработку шельфа самые дорогостоящие



Вероятно, Роснефть будет лоббировать идею создания Арктического кластера



Проекты на шельфе способны дать лишь 4 % прироста ресурсной базы

ПОРА ЛИ ИДТИ ЗА НЕФТЬЮ В АРКТИКУ?

Анна Павлихина

Россия – страна с самым протяженным арктическим побережьем. Она живет за счет экспорта нефти и газа, а Арктика несметно богата этими ресурсами. Запасы на суше мельчают, для ТРИЗов не хватает технологий, поэтому вполне логично, что нефтяные компании тянутся к арктическим недрам.

Но для освоения Арктики также нужны технологии. Их разработка – дорогостоящий, наукоемкий процесс, на который потребуются не только колоссальные финансовые, но и временные затраты. Поэтому все чаще эксперты и чиновники задаются вопросом: а действительно ли пришло время идти за нефтью в Арктику? От решения этого вопроса зависит общий курс нефтегазовой стратегии страны на ближайшие десятилетия. Но здесь нет единого мнения, следовательно, не совершаются целенаправленные шаги. Поэтому одна из ключевых задач – принятие на высшем уровне решения: быть или не быть глобальному освоению Арктики.

Несмотря на трудности, которые преодолимы, если их начать преодолевать, есть объективные причины обозначить в регионе свое активное присутствие. Во-первых, застолбить территорию (многие, в том числе и не арктические государства, пытаются доказать свою причастность к шельфу северных морей). Во-вторых, освоение арктических шельфовых запасов неразрывно связано с развитием Северного морского пути, способствует появлению инфраструктуры в регионе и более активному вовлечению местного населения в социально-экономическую жизнь страны. В-третьих, это, конечно, сами запасы нефти и газа, освоив добычу которых, страна обеспечит себе безбедное существование на долгие годы вперед.

Реализация этих задач не может лечь на плечи одних только компаний. Государство, как основной сборщик налогов от добычи и продажи углеводородов, должно инвестировать в этот процесс.



Возможно, ему следует взять на себя часть научной составляющей, профинансировав научные центры и институты. В противном случае, как показывает практика, если предоставить льготу конкретной компании под разработку конкретного месторождения или определенного вида запасов, то технология, появившаяся в этой компании, не станет достоянием рынка, а будет эксплуатироваться исключительно компанией-разработчиком.

Но это в том случае, если такая разработка появится, ведь известно, что основная проблема в том и состоит, что технологий катастрофически не хватает. Сегодня доля импорта критически важного оборудования доходит до 80 %, а по ряду позиций отечественные компании стопроцентно зависимы от импорта. Проблему импортозамещения пытаются решить Минпромторг, Минэнерго и Центр компетенций импортозамещения в ТЭК, но результатов до сих пор нет.

Вероятно, поэтому набирает сторонников точка зрения о несвоевременности освоения арктических шельфовых запасов. Так, министр природных ресурсов и экологии РФ Д. Кобылкин заявил, что не знает «когда мы приступим к шельфу и нужно ли нам это сейчас». Такую позицию разделяют и участники конференции «Геологоразведка», прошедшей осенью прошлого года, которые сошлись во мнении, что инвестиции в разработку шельфа самые дорогостоящие, риски запределенные, а эффективность сопоставима с вложениями в оншорные проекты.

Так, «Росгеология» совместно с Академией наук провела анализ наиболее перспективных с точки зрения компенсации выбывающей добычи территорий. Ими оказались Сибирский и Уральский федеральные округа, способные до 2035 года дать 63 % прироста ресурсной базы в виде капитализируемых запасов. Проекты на шельфе способны дать лишь 4 %.

Но мнение экспертов, вероятно, не будет учтено. Имеющая огромные долги «Роснефть» планирует начать затратное освоение Арктики. Деятельность компании в регионе до сих пор не принесла особых результатов. Однако теперь, когда Госкомиссия по развитию Арктики намерена дать налоговые преференции под освоение арктических проектов, компания, очевидно, будет лоббировать идею создания арктического кластера.

Выпуск журнала, который вы держите в руках, мы посвятили вопросам освоения арктических запасов на шельфе. На страницах номера ведущие ученые и специалисты крупных компаний отрасли расскажут об имеющихся ресурсах для развития и освоения самых северных территорий страны. ●

РОССИИ НЕТ РАВНЫХ В АРКТИКЕ

Елена Алифорова

Россия сохраняет лидирующие позиции по ресурсам, запасам и добыче полезных ископаемых, востребованных мировым рынком. Но если не предпринять активных действий в ближайшее время, то ситуация по отдельным направлениям может стать критической. Об этом шла речь в ходе расширенного заседания коллегии Минприроды.

Минерально-сырьевой комплекс дает 40% доходов федерального бюджета, при этом расходы государства на воспроизводство минерально-сырьевой базы составляют менее 0,5% бюджета. При условии стабильности частных вложений, это нормальная мировая практика. За счет внебюджетных средств объем ГРП вырос на 20%.

Инвестиции в 2018 г. составили 400 млрд руб. по сравнению с 311,8 млрд руб. в 2017 г.

За счет компаний-недропользователей на баланс поставлено 55 месторождений углеводородного сырья.

Прирост запасов нефти и газового конденсата в России по итогам 2018 г. (ГРП + переоценка) составил 578 млн т по категориям АВС1, запасов газа – 673 млрд м³.

В качестве одного из важнейших событий 2018 г. Д. Кобылкин назвал подписание соглашения о сейсморазведке на шельфе Баренцева моря с Министерством нефти и энергетики Норвегии.

Теперь в так называемой 10-километровой серой зоне урегулирован порядок сбора сейсмоданных на потенциальных месторождениях нефти и газа на континентальном шельфе своего государства вплоть до и вдоль линии разграничения.

По оптимистичному заявлению министра, России сегодня нет равных по работе в Арктике. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

По мере того, как месторождения становятся все скуднее, а нефтедобыча все дороже, компании-операторы стремятся получить льготные условия на разработку месторождений. Но добыча каких запасов действительно невозможна без помощи государства?

Для реализации каких проектов нефтяным компаниям следует предоставлять льготы?

49%

Льготы – это механизм по выкачиванию денег из государственного бюджета

21%

На развитие импортозамещающих производств

12%

На развитие нефтеперерабатывающих производств

9%

На разработку трудноизвлекаемых запасов

9%

На развитие арктических проектов

Мнения экспертов разделились: одни утверждают, что углеводородные запасы шельфа Арктики добывать сегодня дорого и несвоевременно, другие призывают исследовать дальше и бурить больше. Кто прав?

Надо ли осваивать шельфовые запасы Арктики сегодня?

26%

Нет, сейчас не время т.к. это дорогостоящие проекты

25%

Нет, у России нет нужных технологий

23%

Да, надо наращивать ГРП в Арктике

11%

Да, это способ закрепиться в регионе

9%

Нет, лучше осваивать ТРИЗ суши

7%

Да, УВ потенциал оншорных месторождений крайне низок

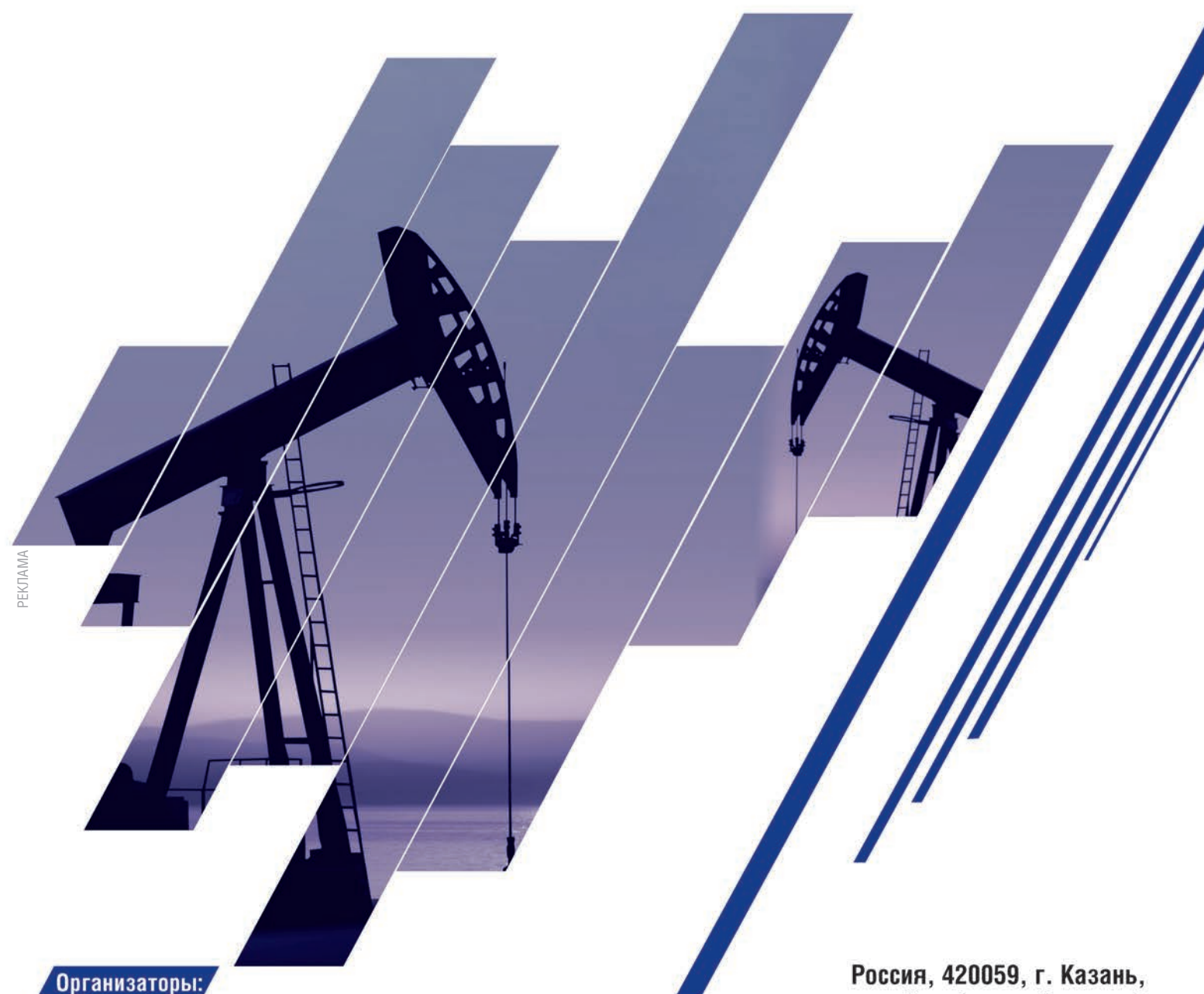
ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

4-6 сентября 2019, Казань



26-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ



Организаторы:

Правительство Республики Татарстан
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан

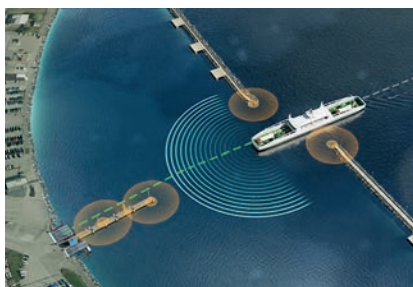
Россия, 420059, г. Казань,
Оренбургский тракт, 8
ОАО «КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА»

тел. (843) 212-21-44
www.oilexpo.ru, www.expokazan.ru

Обвал рынка акций
Выборы президента
Запуск нового производства
Цены на нефть
Слияние капиталов
Новый глава Роснефти
Второй волна кризиса
Северный поток
Газовые войны

Власти поддержат беспилотное судовождение

Межведомственная рабочая группа при правительственной комиссии по модернизации экономики и инновационному развитию России одобрила финансирование очередного высокотехнологичного проекта госпрограммы Национальной технологической инициативы (НТИ). Поддержку



в размере 263 млн руб. получит компания, которая создает платформу виртуального моделирования безэкипажного судовождения. Проект выполняет компания Кронштадт Технологии, соисполнителями являются ФГУП Крыловский ГНЦ и НПП Авиационная и морская электроника. Платформа позволяет в режиме виртуальной реальности создавать и анализировать ситуации в условиях автоматического управления судами. Внедрение технологий безэкипажного судовождения сократит численность экипажа на борту судна, и т.к. им не нужны кухни, спальные помещения, больничные отсеки, места отдыха и сантехника, это высвободит место для груза. Также снизятся затраты на содержание моряков, а это – 30–40 % от ежедневных операционных расходов корабля.

Но есть нюанс. Для безэкипажного судна аварийный ремонт – большая проблема. Разработками в этой области занимаются Rolls-Royce, Kongsberg, ABB, Sea Machines Robotics, Mitsui. К сожалению, власти РФ вовремя не уловили эту тенденцию в судостроении.

Правкомиссия одобрила полигоны для ТРИЗ

Комиссия правительства РФ по законопроектной деятельности одобрила законопроект, направленный на стимулирование освоения ТРИЗ. Законопроект предлагает закрепить разработку



технологий геологического изучения, разведки и добычи ТРИЗ в качестве отдельного вида недропользования и устанавливает порядок предоставления соответствующих лицензий.

Предусматриваются два режима пользования недрами: на новых участках, не содержащих других полезных ископаемых того же вида, не относящихся к ТРИЗ. Лицензии будут выдаваться по итогам конкурса. Срок пользования недрами – до 15 лет с возможностью неоднократного продления на 5 лет. И на участках недр, которые относятся к

распределенному фонду. Право пользования будет предоставлять комиссия Роснедр, выделяя по заявке компании из предоставленного ей ранее участка ту часть, которая содержит ТРИЗ. Срок пользования до 7 лет с возможностью однократного продления на 3 года. Владельцы таких лицензий будут освобождены от уплаты разовых и регулярных платежей за пользование недрами. Проект теперь будет рассмотрен на заседании правительства.

Калининградский судостроительный кластер

Под Калининградом в ближайшем будущем должен появиться крупный судостроительный кластер, в который войдут 10 российских компаний.

До конца 2019 г. в федеральное правительство направят соответствующую заявку.



При этом компании-участники проекта планируют, что после этого ведомство официально включит его в реестр промышленных кластеров РФ. Так, проект судостроительного кластера позволит компаниям получать госсубсидии для новых инвестпроектов.

Второй волна кризиса

Богучанская ГЭС запущена

Продажа квот

Долги руки до Арктики

Южный поток

Цены на газ

Северный поток достроили

Импортозамещение в судостроении

Правительство утвердило изменения в судостроительную часть 719-го постановления.

Оно определяет, какая именно продукция может считаться российской. В соответствии с новыми правилами, судовой Звезда фактически сможет только



собирать на стапеле и красить танкеры и газовозы из блоков, построенных в Южной Корее. Кроме того, должны использоваться российские винты и винторулевые колонки. В отношении рыболовных и речных судов, а также судов класса «река – море», установлены более строгие условия. Так, верфь должна осуществить закладку и сборку корпуса судна из блоков, которые были произведены в ЕАЭС. Масса секций и материалов для корпуса судна, изготовленных в ЕАЭС, должна составлять не менее 50 % массы корпуса судна к 2020 г., не менее 70 % – к 2022 г. и не менее 90 % – к 2024 г. Отдельным списком прописываются оборудование и механизмы, изготовленные в России, с использованием которых должны осуществляться монтаж и производство.

Как заверяет Минпромторг, изменения обусловлены необходимостью поддержки отечественной продукции.

Площадка для арктических ГОСТов

В России будет создана специальная открытая площадка для разработки особых стандартов для работы в Арктике. Все, кто работает в регионе, смогут внести свои предложения и участвовать в дальнейшей разработке стандартов деятельности. Эти стандарты не обязательно будут введены в формате ГОСТов. На площадке будет возможность оформить особые документы, которые затем ведомство тоже сможет признать.

Пример стандарта – техника для работы в Арктике: она



должна стабильно работать в условиях бездорожья и морозов до -60 °С. Стандарты будут касаться повышенных требований к износостойкости в условиях непроходимости и низких температур и закрепят это требование на законодательном уровне. Новая площадка позволит разрабатывать и принимать не только внутрироссийские, но и международные стандарты. Ключевыми участниками платформы для разработки «арктических ГОСТов» могут стать нефтегазовые компании, машиностроители, судостроители, а также структуры Росатома.

Усилить бурение на шельфе Арктики

По мнению первого замглавы ведомства Д. Храмова, только усилив бурение на шельфе Арктики, можно через 30 лет выйти на пик добычи. В ближайшие 20–30 лет ожидается значительный рост спроса на углеводороды. Но сегодня только 20 % шельфа закрыто лицензионными обязательствами, из них с потенциалом по нефти и газу – порядка 80–90%. Всего выдано 69 лицензий. Также Д. Храмов отметил, что Газпром и Роснефть имеют почти 60 лицензий на далеком шельфе, компании выполняют существенный объем работ. За последние 5–6 лет сейсмическая изученность в арктической акватории увеличиласькратно.



К сожалению, не хватает важного элемента – бурения. В России за несколько лет пробурено только 6 скважин, часть из них – с берега, а в Норвегии бурится по несколько десятков скважин в год. При этом без серьезного масштабного бурения нельзя сделать существенных открытий. Соответственно, через 20 лет на пике потребления, когда месторождения на суше будут уходить в минус, Россия легко может отстать. ●

СЕРВИС АРКТИЧЕСКОГО УРОВНЯ

Ирина Герасимова

АРКТИЧЕСКИЕ ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ ЧРЕЗВЫЧАЙНО СЛОЖНЫ И ДОРОГИ В СИЛУ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ПОГОДНЫХ УСЛОВИЙ, ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ И ВЫСОКИХ РИСКОВ. ВО ВСЕМ МИРЕ ДЛЯ ПОИСКОВ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА В СЕВЕРНЫХ ШИРОТАХ КОМПАНИИ-ОПЕРАТОРЫ ОБЪЕДИНЯЮТ УСИЛИЯ МНОЖЕСТВА СЕРВИСНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ И ПОСТАВЩИКОВ ОБОРУДОВАНИЯ, ЧАСТО ИЗ РАЗНЫХ СТРАН. ДЛЯ РОССИИ ПОСЛЕ ВВЕДЕНИЯ ЗАПАДНЫХ САНКЦИЙ ТАКАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ СИЛЬНО ОГРАНИЧЕНА. НЕСМОТРИ НА ЭТО, ПРАВИТЕЛЬСТВО НАСТАИВАЕТ НА БОЛЕЕ АКТИВНОМ ОСВОЕНИИ АРКТИКИ. НО ГОТОВА ЛИ ОТРАСЛЬ?

Мало скважин

На недавнем форуме «Арктика – территория диалога» первый замглавы Минприроды РФ Денис Храмов призвал усилить бурение на арктическом шельфе. Сейсмическая изученность в северных акваториях за последние пять–шесть леткратно увеличилось, сообщил чиновник, а вот ситуация с бурением обстоит не лучшим образом. Пробурено шесть скважин, в том числе с берега, тогда как соседняя Норвегия строит по несколько десятков в год, напомнил Храмов.

Государству необходимо «максимально стимулировать бурение» на арктическом шельфе, говорил чиновник. Он напомнил, что в ближайшие два–три десятилетия в мире ожидается устойчивый рост спроса на углеводороды (соответствующие прогнозы ранее опубликовали ОПЕК и МЭА). «Если мы хотим выйти с нашими запасами на пик активной добычи через 20–30 лет, то открывать эти месторождения нужно уже сейчас», – подчеркнул Храмов.

Действительно, мировая практика показывает, что от открытия месторождения на арктическом шельфе до начала его разработки уходит в среднем 15–20 лет. Так, Приразломное было запущено через 24 года после открытия, норвежское Snohvit – через 23 года, канадское Hibernia – 18 лет, Endicott на шельфе Аляски – 9 лет.

Сегодня на шельфе арктической зоны РФ открыты 33 месторождения нефти и газа. Добыча ведется пока только на одном – Приразломном, где оператор выступает «Газпром нефть». А основным видом работ в северных морях пока остается геологоразведка.

При этом относительно изученными сегодня являются Баренцево море и южная часть Карского моря. Хуже всего изучены моря Восточной Арктики.

До 2026 года лицензионными обязательствами госкомпаний, имеющих право работать на шельфе РФ, предусмотрено бурение около 80 разведочных скважин в акваториях Баренцева и Карского морей, сообщало Минэнерго в прошлом году. Основная часть работ при этом запланирована на 2020–2022 годы. Однако, по недавним сообщениям СМИ, по просьбе компаний сроки работ могут быть удлинены. В числе причин – нехватка буровых для арктического шельфа и высокая стоимость проектов (по разным оценкам, бурение одной скважины может обойтись в 500 млн – 1 млрд долларов).

ФАКТЫ

20 лет

проходит от открытия месторождения на арктическом шельфе до начала его разработки

33

месторождения нефти и газа открыты на арктическом шельфе России

С кем идти в разведку

До введения во второй половине 2014 года санкций США и ЕС против российской «нефтянки» на арктическом шельфе РФ «Роснефть» и «Газпром» собирались реализовывать несколько проектов в сотрудничестве с ведущими нефтегазовыми компаниями (ExxonMobil, Eni, BP, Shell). В качестве подрядчиков и поставщиков оборудования привлекались передовые игроки западного нефтесервисного рынка.

Так, в проекте «Роснефти» и американской ExxonMobil по бурению скважины «Университетская-1» в Карском море участвовали норвежская NADL, глобальные сервисные компании Schlumberger, Weatherford, Halliburton, Baker Hughes, Trendsetter и FMC Technologies. Партнеры открыли месторождение «Победа». Но завершалось бурение уже в условиях санкций, из-за которых Exxon проект покинула – со своими технологическими и финансовыми возможностями. «Роснефть» же была вынуждена отложить бурение новых скважин на этом участке.

У иностранных нефтесервисных компаний также возникли сложности в российской Арктике. Впрочем, крупнейшие игроки (та же Schlumberger) остались на рынке, оказывая услуги посредством своих «дочек».

Теперь России приходится во многом рассчитывать либо на собственный нефтесервис и поставщиков оборудования, либо привлекать компании из стран, не поддержавших санкции. В первую очередь, из Китая. Так, к работам в Арктике привлекались компании BGP (подразделение государственной CNPC) и COSL («дочка» CNOOC).

Российские нефтесервисные компании много лет работают на шельфе в секторе геофизических исследований, проводя сейсморазведку 2D и 3D и другие виды работ. Это предприятия госхолдинга «Росгеология», «СКФ-Гео», «МАГЭ», «Газпром геологоразведка» и другие.

В бурении на шельфе «Роснефть» пользуется, в первую очередь, услугами собственной сервисной структуры «РН-бурение». Эта компания в 2017 году пробурила с полуострова Хара-Тумус Центрально-Ольгинскую скважину под акваторией моря Лаптевых – самую северную скважину в российской Арктике.

В проектах «Газпрома» работает дочерняя компания «Газпром геологоразведка». Генеральным подрядчиком строительства скважин на Приразломном месторождении «Газпром нефти» выступает «Газпром-бурение» – бывшая «дочка» газовой монополии, ныне контролируемая Игорем и Борисом Ротенбергами.

К проектам на арктическом шельфе привлекаются и российские независимые компании. Так, в 2015 году российская «Интегра-Сервисы» цементировала эксплуатационные скважины на Приразломном месторождении. «ТНГ Групп» сопровождала бурение Центрально-Ольгинской скважины.

Однако российские игроки сейчас проигрывают западным коллегам в технологиях. И, как отмечено в прошлогоднем исследовании Deloitte, технологического соответствия запрашиваемым стандартам для работы на шельфе от российских нефтесервисных компаний в среднесрочной перспективе ожидать не стоит. Это обусловлено тем, что мировые конкуренты применяют высокотехнологичное оборудование, вкладывают средства в НИОКР, привлекают высококвалифицированных специалистов.

Эксперты указывают, что без заказов и финансирования российские нефтесервисные компании не смогут стать конкурентоспособными на шельфе, особенно в одиночку. Необходима поддержка государства, особенно в части финансирования НИОКР, разработок нефтегазового оборудования и инноваций, подготовки кадров и др. Участники рынка ждут от правительства налоговых льгот, развития различных форм частно-государственного сотрудничества.

Дефицит буровых

Одна из причин, тормозящих бурение в Арктике, – нехватка в России морских буровых установок. Сегодня Россия обладает 15 буровыми платформами: восемь стационарных (используются и для бурения, и добычи) и семь платформ-судов (пять принадлежат «Газпром флоту», два – «Арктикморнефтегазразведке»). Из стационарных платформ только одна работает в Арктике – «Приразломная», прочие задействованы на Дальнем Востоке и Каспии. «Приразломная» на одноименном месторождении

ФАКТЫ

1
\$ млрд

стоит бурение одной скважины

15

буровыми платформами обладает сегодня Россия

обеспечивает полный цикл работ: бурение, добычу, хранение и отгрузку нефти в танкеры.

Использование зарубежных платформ с 2014 г. сильно ограничено из-за западных санкций. Так, «Роснефти» не удалось реализовать сделку с норвежской North Atlantic Drilling (NADL, дочка Seadrill), одного из мировых лидеров по бурению в северных водах. Стороны планировали задействовать в российских проектах норвежские платформы West Alpha (именно с нее бурили «Университетскую-1»), West Riger, буровое судно West Navigator, а также три строящиеся буровые установки. Кроме того, «Роснефть» планировала приобрести 30% в самой NADL взамен на акции «РН-Бурение» и инвестиции.

При этом за рубежом в последние три года морские буровые простаивают без работы. В числе причин – ограничение возможностей работать на российском шельфе из-за западных санкций против нефтегазовой отрасли РФ. Контрактов в России лишились и ряд западных производителей нефтесервисного оборудования.

Российским же компаниям приходится переориентироваться на восточных партнеров.

Так, «Газпром геологоразведка» арендовала у COSL ППБУ Nanhai VIII (построена в Южной Корее в 1982 году) для бурения на Ленинградском месторождении и ряде других участков в Карском море. Также в проекте задействовали СПБУ «Арктическая» «Газпром флота».

Россия планирует строить собственные платформы. Заложены два кластера: под Мурманском и на Дальнем Востоке (завод «Звезда»), где будут производиться буровые для офшорных проектов и другая средне- и крупнотоннажная морская техника для разведки, добычи и транспортировки нефти и газа. По озвученным в 2015 году планам Минэнерго, число передвижных морских буровых к 2030 году должно вырасти до 30, их построят российские и азиатские судостроительные заводы.



Но даже создавая собственные буровые, Россия все равно пока будет зависеть от оборудования из-за рубежа. Сейчас все высокотехнологичные компоненты работающих в России морских платформ – импортные. У той же «Приразломной», которая собиралась на «Севмаше» (с участием иностранцев), буровой и технический модули сняты со списанной норвежской платформы Hutton. Полностью «российским» является только основание. Очевидно, что в условиях санкций для строительства морских буровых Россия должна опять-таки искать партнеров и поставщиков в Южной Корее и Китае.

Безусловно, работы над собственными инновациями тоже ведутся. Так, «Роснефть» создает перемещаемую гравитационную буровую установку, которая будет способна добывать нефть на глубинах от 20 до 60 м даже в ледовый сезон. Но когда подобная техника сможет выйти в море, пока неясно.

Кроме того, для успешного бурения на арктическом шельфе России требуется увеличить флот вспомогательных судов. Несколько таковых сейчас уже заложены на верфи «Звезда».

Что делает государство

Несмотря на все сложности, отступить от освоения стратегически важного региона российское правительство не намерено и может даже пересмотреть ряд своих предыдущих решений. Так, вице-премьер Юрий Трутнев предлагает допустить на северный шельф частные компании и иностранцев, что, по его мнению, поможет привлечь технологии и инвестиции.

Предпринимаются попытки ослабить зависимость нефтегазового сектора от иностранных поставок

ФАКТЫ

3,44

млрд руб.

выделено на создание подводно-добычных комплексов

оборудования, технологий и программного обеспечения. Для компаний, работающих на шельфе, эта зависимость, по разным оценкам, составляет 70–90%, а по многим позициям достигает 100%.

На решение проблемы направлен план Минпромторга по импортозамещению нефтегазового оборудования, сформированный в 2014 году, согласно которому, в частности, было выделено 3,44 млрд рублей на создание подводно-добычных комплексов. В новой редакции госпрограммы «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» (2017) предусмотрена организация в 2021–2025 годах производства конкурентоспособной высокотехнологичной продукции для нужд геологоразведки, добычи и переработки минерального сырья в Арктической зоне. В частности, в программу вошли два проекта, разрабатываемых ЦКБ «Рубин»: роботизированный комплекс автономной сейсморазведки на гражданской подводной лодке-носителе и робототехнический комплекс для круглогодичного подводного бурения на шельфе.

О том, чтобы полностью перейти на отечественное, речи не идет. Но стоит задача создать товар, конкурентоспособный и на внешнем рынке. Россия в среднесрочной перспективе способна заместить около 60% зарубежных технологий, применяемых при добыче на шельфе, подсчитали три года назад в Минэнерго. Остальные 40% страна тоже может заменить, но спрос на них ограничен, пояснял Кирилл Молодцов, занимавший тогда пост замминистра энергетики.

Эксперты считают, что с разработками надо торопиться, в противном случае Россия может отстать от мировых конкурентов навсегда. С другой точки зрения, структура потребления энергоресурсов в последующие десятилетия может значительно поменяться в сторону возобновляемых источников энергии, и бурить в Арктике станет просто незначимым. ●

ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Молчанов Александр Георгиевич,
заведующий кафедрой
технической механики,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
д.т.н.

В РЯДЕ СЛУЧАЕВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ЯВЛЯЮТСЯ ЕДИНСТВЕННЫМИ, СПОСОБНЫМИ РЕШАТЬ ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРОБЛЕМЫ. ТАКИМИ, В ЧАСТНОСТИ, ЯВЛЯЮТСЯ ПРОМЫВКА СКВАЖИН, ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ВЫПОЛНЕНИЕ ОПЕРАЦИЙ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА. ВСЕ ЭТО ОБУСЛОВЛЕНО ТЕМ, ЧТО ГЕОМЕТРИЯ СТВОЛОВ СКВАЖИН, ПРОБУРЕННЫХ НА ШЕЛЬФЕ, ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ ДЛИНАМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ. ЭТО ЗАТРУДНЯЕТ ПРОНИКНОВЕНИЕ ИНСТРУМЕНТА К ЗАБОЮ СКВАЖИНЫ И НА УДАЛЕННЫЕ УЧАСТКИ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ОКАЗЫВАЮТСЯ НАИБОЛЕЕ РАЦИОНАЛЬНЫМИ?

IN SOME CASES, WHEN OPERATING WELLS ON THE SHELF, COILED TUBING TECHNOLOGIES ARE THE ONLY ONES CAPABLE OF SOLVING PROBLEMS THAT ARISE. SUCH, IN PARTICULAR, IS THE FLUSHING OF WELLS, STUDYING OF WELLS, PERFORMING OVERHAUL OPERATIONS. ALL THIS IS DUE TO THE FACT THAT THE GEOMETRY OF WELLBORES DRILLED ON THE SHELF IS CHARACTERIZED BY SIGNIFICANT LENGTHS OF HORIZONTAL SECTIONS. THIS MAKES IT DIFFICULT FOR THE TOOL TO REACH THE BOTTOM OF THE WELL AND TO REMOTE AREAS. WHAT SOLUTIONS ARE THE MOST RATIONAL?

Ключевые слова: нефтесервис, эксплуатация скважин, добыча на шельфе, колтюбинговые технологии, капитальный ремонт скважин.

Опыт эксплуатации скважин на Севере показывает, что в начальный период при работе в режиме фонтанирования и высоком пластовом давлении идет интенсивный вынос проникающих в полость скважины воды, конденсата и песка вместе с пластовой жидкостью или газом. При этом глушения скважины не происходит, пока скорость восходящего потока газа превышает скорость осаждения частиц. Как только это соотношение нарушается, то и песок и жидкость (в газовых скважинах) начинают падать на забой, засыпают перфорационные отверстия и постепенно глушат скважину.

Опыт проведения капитальных ремонтов показывает, что выполнение очистки забоя от песка с помощью традиционных технологий, включающих глушение скважины, спуск колонны промывочных труб, собственно промывку, вызов притока, удаление колонны занимает 3–4 недели. При использовании колтюбинговых технологий, не требующих глушения и вызова притока, время выполнения работ составляет максимум 3–4 дня. Кроме того, исключаются осложнения и повышается уровень безопасности проведения работ, поскольку исключаются спуско-подъемные операции колонны НКТ, что очень важно при выполнении работ на шельфе. Исключение этих операций особенно актуально, поскольку размеры приустевых площадок ограничены, а расстояния между устьями скважин малы.

Компактность колонн гибких труб, намотанных на барабаны, позволяет иметь на каждом кусте скважин набор бунтов различных диаметров, необходимых для выполнения работ различного типа. Это справедливо прежде всего для скважин, расположенных на кустах или платформах.

В этом случае колтюбинговый агрегат подземного ремонта состоит из трех блоков: катушка с колонной труб, устьевое оборудование и привод с кабиной управления. Во время выполнения ремонта над устьем скважины устанавливается транспортер колонны гибких труб.

ФАКТЫ

3-4 недели

занимает выполнение
очистки забоя
с помощью традиционных
технологий

3-4 дня

занимает выполнение
очистки забоя с
использованием
колтюбинговых
технологий

К недостаткам колтюбинга относятся прежде всего высокое гидравлическое сопротивление и низкая изгибная жесткость гибких труб, приводящая к потере устойчивости при появлении сжимающих нагрузок. Нагрузки подобного рода появляются при перемещении гибких труб в горизонтальных участках скважин или при заклинивании колонны.

В основном все элементы колтюбинговых установок выполняются с использованием объемного гидропривода. Однако опыт эксплуатации в условиях холодного климата показывает, что наличие в рабочей жидкости воды приводит к отказу гидросистемы. Растепление гидропривода в условиях низких температур достаточно трудоемкая операция, поскольку исключить появление воды в гидросистеме реально не представляется возможным.

Спуск колонны гибких труб при проведении промывки или разбуривания сопровождается оседанием песка и появлением дополнительных сил трения, в результате чего колонну заклинивает или происходит потеря ее устойчивости. Сначала потеря устойчивости происходит в плоскости, которая по мере увеличения значения критической силы превращается в спираль. Для предотвращения этих явлений используют двухкомпонентные промывочные жидкости на основе воды или легкой нефти с азотом и добавлением ПАВ.

ТАБЛИЦА 1. Зависимость критической силы при потере устойчивости от диаметра обсадной колонны и диаметра колонны гибких труб

Диаметр обсадной трубы, мм	Критическая сила, Н при диаметре колонны гибких труб, мм					
	24	33	35	42	55	60
100	1 777	8 172	10 990	28 624	137 807	250 729
200	331	1 316	1 705	3 857	13 466	20 461

Для анализа ситуаций и оценки вероятности появления потери устойчивости колонн труб, расположенных в горизонтальных участках необходимо знать величину критической силы, при которой это явление возникает. Процесс потери устойчивости сопровождается принятием ее оси криволинейной формы. Будем полагать ее близкой к синусоиде. Моментом потери устойчивости будем полагать ситуацию, при которой гибкая труба деформируясь начинает касаться одновременно в диаметральной плоскости стенки обсадной колонны или стенок скважины в двух или более точках. Т.е. ее ось оказывается вписанной во внутреннее пространство скважины. При этом осевая сила, воздействующая на трубу, создает условия для упрочнения контакта гибкой трубы с поверхностью канала в котором она находится – внутренней поверхностью обсадной трубы или стенки скважины.

Для определения условий возникновения потери устойчивости определим зависимость критической силы $P_{кр}$ от условий работы гибкой

ФАКТЫ

Недостаток

колтюбинга – высокое гидравлическое сопротивление и низкая изгибная жесткость гибких труб

трубы. Найдем ее минимальное значение, при котором происходит плоский изгиб трубы.

Согласно условиям образования упругих деформаций при потере устойчивости определим радиус кривизны оси трубы R исходя из закона Гука при изгибе [1]

$$R = El_x / M_x,$$

где El_x – жесткость при изгибе, M_x – крутящий момент, изгибающий трубу. Для рассматриваемого случая величина максимального изгибающего момента в упругой области деформирования будет

$$M_x = S_t W_x,$$

где S_t – предел текучести материала трубы, до которого деформации трубы будут упругими. (В силу близости значений, примем предел упругости и предел текучести равными). W_x – осевой момент сопротивления трубы изгибу. Эта величина может быть представлена как

$$W_x = I_x / r,$$

где r – максимальное расстояние от оси трубы до поверхности, т.е. наружный радиус гибкой трубы.

Подставив значение момента, получим

$$R = El_x / S_t W_x = E r / S_t.$$

Основываясь на геометрических соотношениях наружной поверхности синусоиды, ограниченной стенками скважины, можно записать, что

$$L = 2 (2f (R - f))^{0.5},$$

где L – длина полуволны деформированной оси трубы, f – прогиб наружной поверхности гибкой трубы.

ТАБЛИЦА 2. Зависимость давления проталкивания от диаметра обсадной колонны и диаметра колонны гибких труб

Диаметр обсадной трубы, мм	Давление проталкивания Па при диаметре колонны гибких труб					
	24	33	35	42	55	60
100	6,1	14,9	17,9	32,3	92*	138*
200	1,1	2,4	2,8	4,4	8,9	11,3

* значения давлений, превышающих прочность тубы

Затем подставив полученное значение длины полуволны L в формулу Эйлера [2], найдем критическую силу

$$P_{кр} = \pi^2 El_x / L^2.$$

Подставив все полученные значения в формулу Эйлера можно получить единую формулу для определения критической силы, вызывающей потерю устойчивости гибкой трубы, находящейся в стесненных условиях во внутренней полости обсадной трубы. В окончательном виде формула для определения критической силы будет иметь вид

$$P_{кр} = \pi^2 El_x / 8f((E r / S_t) - f).$$

Как видно, критическая сила зависит от жесткости трубы и прочностных и деформационных характеристик материала, из которого она изготовлена.

Результаты расчетов, выполненных для произвольных условий расположения труб различных диаметров, расположенных в скважинах с внутренним диаметром 100 и 200 мм показаны в табл. 1.

Наиболее наглядно эта зависимость иллюстрируется графиками на рис. 1.

Видно, что увеличение наружного диаметра гибкой трубы приводит к нелинейному росту критической силы. При этом чем меньше внутренний диаметр скважины, тем меньше склонность трубы к потере устойчивости. Это вполне логично, если проанализировать изменение критической силы при уменьшении диаметра скважины до значения, равного наружному диаметру труб, – гибкая труба вообще потеряет склонность к потере устойчивости.

Поскольку применение тяжелого низа с колонной гибких труб не имеет смысла, то перемещение ее на горизонтальных участках возможно за счет «гидравлического» продавливания. При этом давление в колонне гибких труб должно создавать осевое усилие, превышающее критическую силу. Ограничивающим значением этого давления является величина, соответствующая тангенциальным напряжениям, разрушающим трубу. Значение давления, обеспечивающего перемещение торца

ФАКТЫ

Увеличение

наружного диаметра гибкой трубы приводит к нелинейному росту критической силы

Уменьшение

диаметра скважины до значения, равного наружному диаметру труб, приводит к утрате склонности к потере устойчивости

трубы без учета сил трения и преодолевающего только критическую силу, приведено в табл. 2. Максимальное давление для труб принято равным 40 МПа.

Для выполнения этих операций на конце колонны гибких труб необходимо установить клапан, который запирает канал выхода технологической жидкости из внутренней полости гибких труб. Когда клапан закрыт, то давление жидкости, воздействуя на его торец, создает усилие, выпрямляющее трубу и проталкивающее ее. После проталкивания трубы клапан должен быть открыт, и поток жидкости будет использован для выполнения технологических операций (конструкция устройства в настоящем материале не раскрывается).

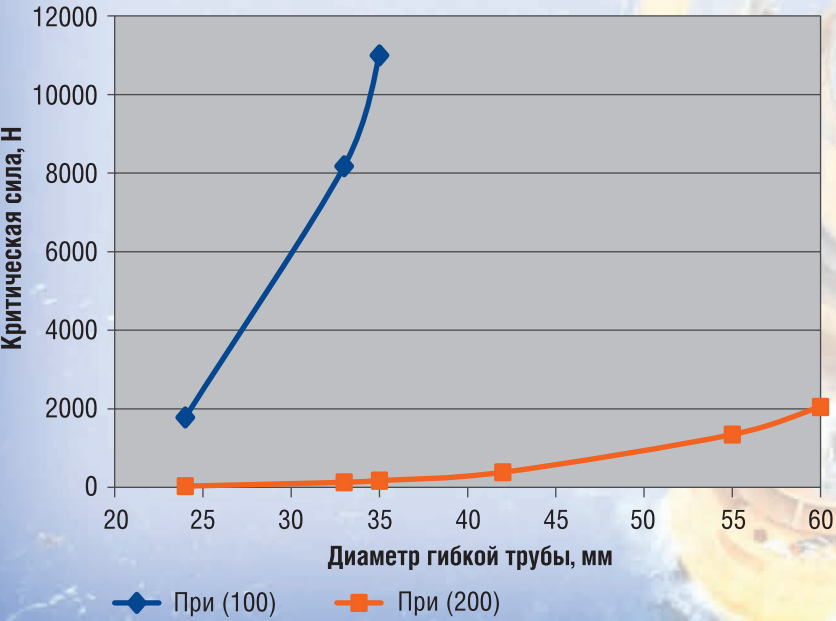
Анализ полученных результатов показывает, что наиболее рациональной с точки зрения исключения потери устойчивости при перемещении колонны гибких труб является использование максимально возможных диаметров. При этом предпочтительными являются скважины с минимальными диаметрами ствола или колоннами обсадных труб. ●

Литература

- 1. Феодосьев В.И. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2004, – 592 с.
- 2. Писаренко Г.С. и др. Справочник по сопротивлению материалов. Киев: Изд-во Наукова думка, 1974, 689 с.
- 3. Вайншток С.М. и др. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 224 с.

KEYWORDS: oil service, well operation, offshore production, coiled tubing technologies, well overhaul.

РИС. 1. Сейсмо-геологический разрез Северо-Восточной части Азовского моря [1]



ЗАЩИЩЁННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА



Планшет F110-EX

Высокая производительность, максимальная защищённость.

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



Планшет EX80 ЛИДЕР ОТРАСЛИ.

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



Getac рекомендует Windows 10 Pro.

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

Getac Russia Office

127106, Москва, Алтуфьевское шоссе, д. 1/7, Бета-центр, офис 218

Phone: +7 495 755 90 96

E-Mail: alex.kuznetsov@getac.com

<https://ru.getac.com/aboutgetac/about.html>

Посетите наш сайт для получения краткого аналитического отчёта по нефтегазовому рынку

RuggedSolution.getac.com/RussiaOil



Защищенные устройства для непростых ситуаций



**BUMPER
TO
BUMPER**

Полный сервисный цикл
Лучшая поддержка
Залог долговечности

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



Getac Russia Office

127106, Москва, Алтуфьевское шоссе, д. 1/7, Бета-центр, офис 218

Phone: +7 495 755 90 96

E-Mail: alex.kuznetsov@getac.com

<https://ru.getac.com/aboutgetac/about.html>

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА УТИЛИЗАЦИИ ПЛАВУЧИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПЛАТФОРМ ДЛЯ ДОБЫЧИ И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

В ТЕОРИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СУДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДОИЗМЕЩЕНИЯ НА ПЕРВОНАЧАЛЬНЫХ СТАДИЯХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕРАЗРЫВНО СВЯЗАНО СО ЗНАЧЕНИЕМ ЕГО КОЭФФИЦИЕНТА УТИЛИЗАЦИИ: ОТНОШЕНИЕМ МЕЖДУ ЕГО ГЛАВНЫМ ПАРАМЕТРОМ И ПОЛНЫМ ВОДОИЗМЕЩЕНИЕМ. БАЗА ДАННЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ УТИЛИЗАЦИИ МОРСКИХ ТРАНСПОРТНЫХ СУДОВ ПОСТОЯННО ПОПОЛНЯЕТСЯ, ОДНАКО ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА УТИЛИЗАЦИИ МОРСКИХ ПЛАВУЧИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПЛАТФОРМ С ФУНКЦИЯМИ ДОБЫЧИ, ХРАНЕНИЯ И ОТГРУЗКИ УГЛЕВОДОРОДОВ (FPSO) РАНЕЕ НЕ ВЫПОЛНЯЛОСЬ. РЕЗУЛЬТАТОМ ВЫПОЛНЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЯВЛЯЮТСЯ КОЭФФИЦИЕНТЫ УТИЛИЗАЦИИ ПЛАТФОРМ FPSO, ПО КОТОРЫМ МОЖНО ОПРЕДЕЛИТЬ ИХ МАССОГАБАРИТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НА НАЧАЛЬНЫХ СТАДИЯХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

IN THE THEORY OF SHIP DESIGN, THE DEFINITION OF DISPLACEMENT AT THE INITIAL DESIGN STAGES IS INEXTRICABLY LINKED WITH THE VALUE OF ITS UTILIZATION RATE: THE RATIO BETWEEN ITS MAIN PARAMETER AND THE TOTAL DISPLACEMENT. THE DATABASE OF UTILIZATION RATES OF MARINE TRANSPORT VESSELS IS CONSTANTLY UPDATED, HOWEVER, DETERMINING UTILIZATION RATE OF MARINE FLOATING TECHNOLOGICAL PLATFORMS WITH THE FUNCTIONS OF PRODUCTION, STORAGE, AND SHIPMENT OF HYDROCARBONS (FPSO) HAS NOT PREVIOUSLY BEEN PERFORMED. THE RESULT OF THE RESEARCH PERFORMED IS UTILIZING THE FACTORS OF THE FPSO PLATFORMS WITH WHICH IT IS POSSIBLE TO DETERMINE THEIR WEIGHT AND SIZE CHARACTERISTICS AT THE INITIAL DESIGN STAGES

Ключевые слова: плавучие нефтегазопромысловые сооружения, водоизмещение, коэффициент утилизации водоизмещения, главные размеры, морская нефтегазодобыча.



**Бережной
Константин
Геннадьевич,**
инженер 1 категории
ФГУП «Крыловский
государственный
научный центр»

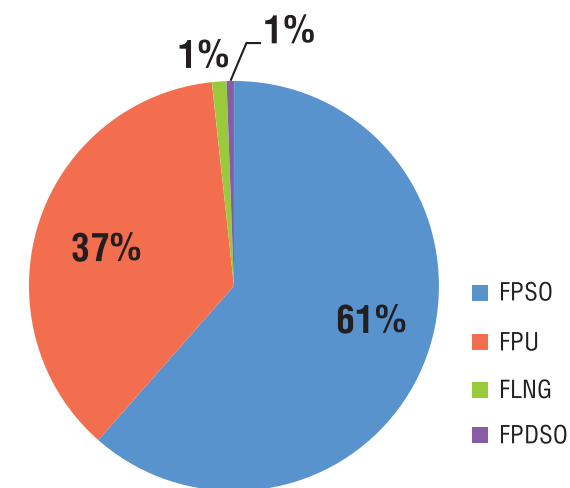
В вопросах проектирования морских судов и плавучих сооружений, посвященных определению основных элементов и характеристик судна, метод последовательных приближений представляется одним из основных. На начальном этапе проектирования прежде всего назначаются требуемые параметры и закладываются основы будущего судна, его элементы и характеристики, которые на последующих стадиях уточняются. Особенностью науки проектирования является то, что аналитическое решение задачи по определению неизвестных элементов судна/платформы в процессе разработки проекта практически невозможно. Это связано с большим количеством неизвестных элементов, что не позволяет определить их путем составления соответствующего числа уравнений, выражающих те или иные качества судов [1].

В фундаментальных работах по проектированию судов [2, 3, 4] предлагается делить все неизвестные величины на две группы [1]:

- главные неизвестные, имеющие решающее значение, которым должен удовлетворять проектируемый объект (водоизмещение полное и порожнее, вместимость корпуса, мощность СЭУ, главные размеры и коэффициенты формы);
- второстепенные неизвестные, влияние которых на качества проектируемого объекта является влиянием второго порядка (составляющие нагрузки масс).

Определение главных размеров целесообразно выполнять путем совместного решения уравнений теории проектирования судов, описывающих основные

РИС. 1. Функциональные типы технологических платформ



мореходные и эксплуатационные качества морского сооружения – плавучесть, остойчивость и вместимость [2].

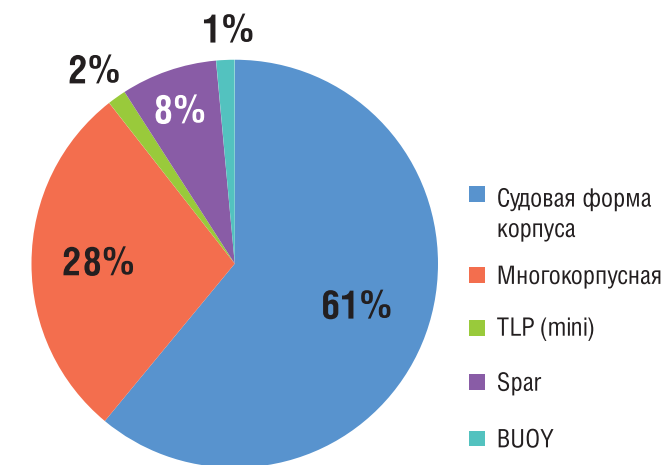
Во главе всего на начальных стадиях проектирования, к примеру морских транспортных судов, принципиальным остается вопрос определения водоизмещения, которое можно определить при известном значении коэффициента утилизации: отношением между его главным параметром и полным водоизмещением.

Данным подходом также можно пользоваться при определении водоизмещения и главных размеров плавучих технологических платформ. База данных коэффициентов утилизации водоизмещения морских транспортных судов постоянно пополняется, однако доступные сведения об определении коэффициента утилизации водоизмещения морских плавучих технологических платформ отсутствуют.

Современные плавучие технологические платформы выполняют широкий спектр задач, связанных с добычей углеводородов на глубоководном шельфе. Условно, по выполняемым функциям можно разделить все технологические платформы на следующие типы [5]:

- Floating Production Unit (FPU) – выполняют функции добычи, переработки добытого сырья и отгрузки полученных продуктов по трубопроводу на берег либо в плавучее хранилище (FSO);

РИС. 2. Архитектурно-конструктивные типы технологических платформ



- Floating Storage and Offloading (FSO) – плавучее нефтехранилище, эксплуатируется совместно с FPU;
- Floating Production Storage and Offloading (FPSO) – объединяют функции платформ FPU и FSO, имеют оборудование для переработки, хранения и отгрузки добытых углеводородов на челночный танкер;
- Floating Production Drilling Storage and Offloading (FPDSO) – платформа FPSO с буровым оборудованием для строительства эксплуатационных скважин.

Плавучие технологические платформы, которых в мире насчитывается в настоящее время около 400 единиц, с близкими функциональными возможностями (рис. 1) могут иметь различные архитектурно-конструктивные типы, в том числе и с традиционной судовой формой (208 – FPSO, 4 – FLNG 2 – FPDSO), полупогружные установки (ППУ) (53 – FPU), платформы на натяжных связях (TLP) (19 – FPU), платформы цилиндрической формы корпуса значительной (Spar) (25 – FPU, 1 – FPSO) и малой осадки (BUOY, 5 – FPSO) (рис. 2). Это объясняется различием между внешними условиями на месторождениях, составом добываемого продукта и удаленностью относительно берега. Преобладание FPSO судовой формы над другими типами плавучих добывающих систем обусловлено тем, что данные платформы:

- многофункциональны, обеспечивают добычу и переработку сырья, а также его хранение и отгрузку;

- имеют достаточные палубные площади для размещения технологического комплекса;
- обладают значительной грузоместимостью;
- пригодны для разработки глубоководных и удаленных от берега нефтегазовых месторождений, где прокладка трубопровода весьма затруднительна;
- являются экономически эффективным решением для разработки небольших месторождений, так как при их выработке могут быть оперативно перемещены на другую точку эксплуатации;
- могут быть использованы в сочетании с другими техническими средствами (стационарной платформой, подводной инфраструктурой, TLP и т.д.) и поэтому гибко приспособляются к условиям новых месторождений при повторном использовании.

Принцип определения водоизмещения через коэффициент утилизации может быть использован для платформ FPSO судовой формы корпуса и BUOY. В качестве главного параметра принимается грузоподъемность – масса добытой нефти для хранения в корпусе и последующей отгрузки на челночный танкер. Обобщенные результаты показывают, что коэффициент утилизации платформ различной формы корпуса варьируется в широком диапазоне – от 0,1 до 0,9.

УДК 629.563

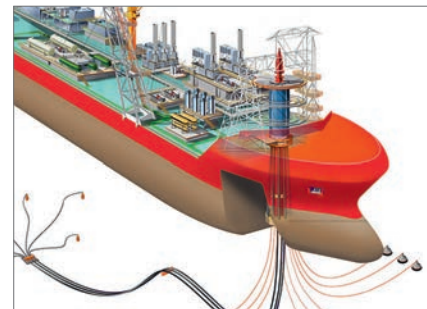
РИС. 3. Системы удержания платформ FPSO судовой формы корпуса



3.1. Распределенная швартовка



3.2. Внешняя турель



3.3. Внутренняя турель

Значительный разброс данного коэффициента для платформ судовой формы корпуса можно объяснить следующими факторами:

- Система удержания. Применяются системы удержания 3 основных типов, которые в разной доле «используют» вместимость корпуса и могут иметь значительную массу:
 - распределенная швартовка, состоящая из распределенных по длине корпуса стандартных морских якорных устройств. Устройства располагаются на палубе и включают в себя непосредственно якоря, якорные цепи, лебедки, цепные ящики (рис. 3.1). Данный способ удержания на точке подходит для акватории с глубиной моря обычно не более 50 метров и соответствует минимальным потерям вместимости и грузоподъемности для размещения оборудования системы удержания;
 - внешняя турель – расположение точки швартовки FPSO к якорной системе удержания на выносной консоли (рис. 3.2). При данном варианте имеют место потери в грузоподъемности по причине наличия дополнительных корпусных надделок и подкреплений для консоли, но в то же время вместимость внутри корпуса на расположение оборудования расходует минимально – значительная масса и минимальная вместимость корпуса;
 - внутренняя турель – расположение значительного по массе и объему турельного

устройства внутри корпуса (рис. 3.3). Имеет место значительная масса и вместимость корпуса.

- Масса верхнего строения. Каждое месторождение ввиду своей уникальности требует различных методов добычи и, как следствие, разного состава и массогабаритных характеристик верхнего строения. Масса верхнего строения может варьироваться от 3 до 40 тыс. т.
- Совместная добыча углеводородов. Некоторые платформы помимо добычи нефти ведут добычу газа, который не хранится на платформе, а отправляется на берег по трубопроводу. Оборудование по его переработке составляет значительную часть водоизмещения.

С учетом данных особенностей обобщены графики, характеризующие значения коэффициента утилизации водоизмещения (η , %) в зависимости от грузоподъемности платформ FPSO цилиндрической формы корпуса типа BUOY (рис. 4), а также судовой формы корпуса с распределенной системой швартовки (рис. 5), внутренней (рис. 6) и внешней турелью (рис. 7). Далее с использованием коэффициента η при известном значении грузоподъемности (часто задается в техническом задании) можно определить водоизмещение в первом приближении.

$$D = \frac{P_{сп}}{\eta} \quad (1)$$

При отсутствии данных о требуемой грузоподъемности ее значение определяется исходя из автономности (a , сутки) по

отгрузке, производительности платформы по углеводородам ($P_{угл}$, т/сутки), а также вероятности отмены отгрузки в море по наступлении критичных для данного процесса гидрометеороусловий (волнение, ветер).

$$P_{сп} = P_{угл} * a + \frac{1}{T} \sum_{i=1}^m t_m \quad (2)$$

Водоизмещение морской платформы принято делить на две основные составляющие – корпус и верхнее строение. В составе определенного по (1) водоизмещения D также присутствует масса верхнего строения (технологического комплекса), определение которого является важным аспектом проектирования добычных платформ. Оценке массы верхнего строения посвящены исследования для плавучих и стационарных платформ [6, 7] с учетом которых выполнена работа [8], результаты которой можно использовать для определения параметров технологического комплекса на ранних стадиях проектирования.

Масса верхнего строения платформ зависит от производительности по нефти и попутному нефтяному газу (если имеется) и закачке воды в пласт (если имеется) [8]:

$$P_{BC} = 1,1(P_H(y) + P_T(z) + P_B(i) + M(y)) \quad (3)$$

где:

1,1 – 10% запас на неопределенность [6]. В случае эксплуатации в регионах с низкими температурами рекомендуется использовать значение 1,2 для учета дополнительной массы на вентеризацию оборудования [6].

РИС. 4. Зависимости коэффициентов утилизации водоизмещения от грузоподъемности платформ FPSO цилиндрической формы корпуса

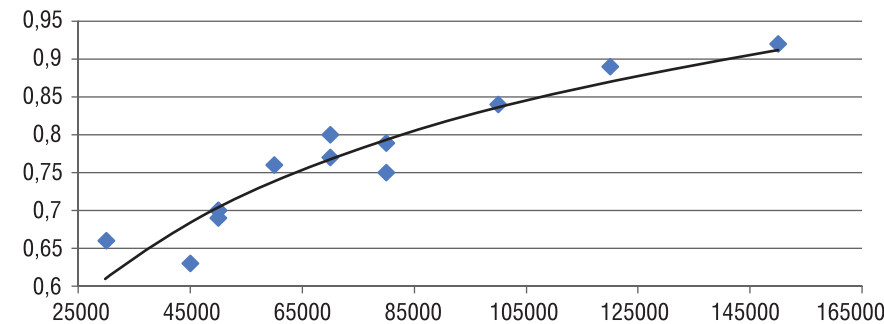


РИС. 5. Зависимости коэффициентов утилизации водоизмещения от грузоподъемности платформ FPSO с распределенной системой швартовки

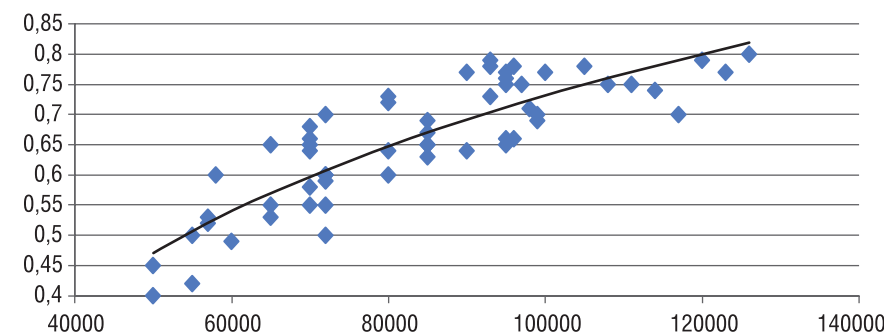


РИС. 6. Зависимости коэффициентов утилизации водоизмещения от грузоподъемности платформ FPSO с внешней турелью

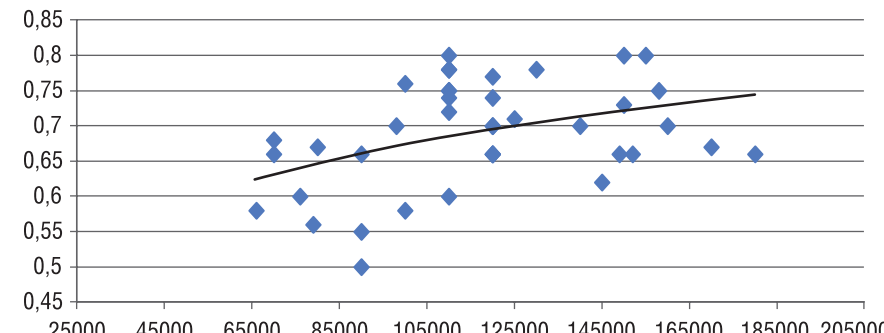
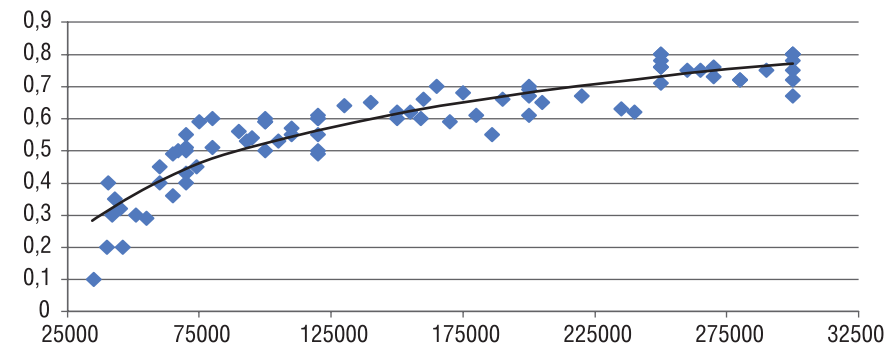


РИС. 7. Зависимости коэффициентов утилизации водоизмещения от грузоподъемности платформ FPSO с внутренней турелью



$P_H(y) = 15,3(y) + 900$ (т) – масса технологических модулей для переработки нефти, зависящая от производительности по нефти – y (м³/сутки);

$P_T(z) = 750(z)^{0,2}$ (т) – масса технологических модулей для переработки попутного газа, зависящая от производительности – z (тыс. м³/сутки);

$P_B(i) = 325(i)^{0,325}$ (т) – производительность по закачке воды – i (м³/сутки);

$M(y) = 0,5(y)^{0,2} + 2500$ (т) – условно постоянные массы верхнего строения (модули электроуправления, корпусные конструкции, отгрузочное устройство, прочие модули и т.д.), зависящие преимущественно от производительности по нефти – y (м³/сутки).

Выявленные значения коэффициентов утилизации платформ FPSO для судовой формы корпуса и типа BUOY позволяют определить водоизмещение порожней платформы. В зависимости от производительности по нефти, попутному газу и пластовой воде можно определить массу верхнего строения. Вычет из водоизмещения порожней массы верхнего строения дает проектанту представление о массе корпуса плавучей технологической платформы.

Определение водоизмещения по коэффициенту утилизации водоизмещения плавучих технологических платформ в среднем дает погрешность порядка (-20...+30%), что соответствует классу точности 3 по [9]. ●

Литература

1. С.И. Логачев, Введение в проектирование морских судов и плавсооружений, Санкт-Петербург, 2014 г., с. 27, 38.
2. Ашик В.В. Проектирование судов, Л: Судостроение, 1985 г.
3. Бронников А.В. Проектирование судов, Судостроение, 1991 г.
4. Ногид Л.М. Проектирование морских судов. Часть первая. Методика определения элементов проектируемого судна, Судостроение, 1964 г.
5. Бережной К.Г., Вербицкий С.В. Типы морских технологических платформ: их преимущества и недостатки // Морские интеллектуальные технологии – Санкт-Петербург, 2015 г., № 3 (29), Т. 2, С. 33–46.
6. Вербицкий С.В., Чеснокова И.Г. К вопросу об оценке веса верхних строений морских технологических платформ // Труды ФГУП «Крыловский государственный научный центр» – Санкт-Петербург, 2012, вып. № 70 (354).
7. S.K. Chakrabarti. Handbook of offshore engineering, part 1, 2005 г.
8. Бережной К.Г., Петрова И.П. Определение параметров технологического комплекса морских добычных платформ, Сборник материалов «XV Молодежной научно-технической конференции «Взгляд в будущее – 2017», изд. СПб. – АО ЦКБ МТ «Рубин», с. 559–567.
9. AACE International Recommended Practice No. 18R-97.

KEYWORDS: floating oil and gas structures, the displacement, the coefficient of utilization of the displacement, main dimensions, offshore oil and gas production.

СИНЕРГИЯ ОПЫТА И ИННОВАЦИЙ

«Трест Коксохиммонтаж» для современного нефтегазового строительства



РЫНОК СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА (СПГ) – ОДИН ИЗ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ ПРИРОСТА МИРОВОЙ ТОРГОВЛИ ГАЗОМ УЖЕ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ ИМЕННО СПГ. ПОЭТОМУ СТРОИТЕЛЬСТВО В РОССИИ КРУПНЫХ ПРОИЗВОДСТВ ПО СЖИЖЕНИЮ ГАЗА – ЭТО НЕ ТОЛЬКО РЕАЛИЗАЦИЯ УНИКАЛЬНЫХ И СЛОЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, НО И СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА, ОТ СВОЕВРЕМЕННОГО РЕШЕНИЯ КОТОРОЙ ЗАВИСИТ МЕСТО РОССИИ НА МИРОВОМ РЫНКЕ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

THE LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG) MARKET IS ONE OF THE MOST PROMISING ENERGY MARKETS. THE MAIN PART OF THE INCREASE IN GLOBAL GAS TRADE HAS BEEN ALREADY DETERMINED BY LNG. THEREFORE, THE CONSTRUCTION OF LARGE GAS LIQUEFACTION PLANTS IN RUSSIA IS NOT ONLY THE IMPLEMENTATION OF UNIQUE AND COMPLEX TECHNOLOGICAL PROCESSES, BUT ALSO A STRATEGIC TASK, WHERE RUSSIA'S PLACE IN THE GLOBAL ENERGY MARKET DEPENDS ON ITS TIMELY SOLUTION

Ключевые слова: СПГ, Трест Коксохиммонтаж, СПГ-Высоцк, ресурсосберегающие технологии, импортозамещение.

До настоящего времени на территории нашей страны работали всего два крупнотоннажных завода по сжижению природного газа: «Сахалин-2» (производительностью 9,6 млн тонн) и «Ямал СПГ» (производительностью 16,5 млн тонн). В конце апреля был запущен среднетоннажный завод «Криогаз-Высоцк» (производительностью 660 тыс. тонн СПГ в год).

СПГ-Высоцк: новые рынки и новые возможности

Пуск терминала по производству и перегрузке сжиженного природного газа в порту Высоцк Ленинградской области – это возможность

использовать потенциал для реализации гигантских газовых ресурсов на новых направлениях как внутри страны (в первую очередь это Калининградская и Ленинградская области), так и за ее пределами – в страны Балтийского региона. В первую очередь это будет бункеровка, заправка судов, также заправка автотранспорта и газификация удаленных потребителей от газотранспортной системы.

Этот сложный, многоэтапный проект стал крупнейшим на Северо-Западе и одним из трех крупнейших в Европе заводов по производству СПГ.

СПГ-терминал в порту Высоцк Ленинградской области возведен на ресурсной базе магистрального газопровода «Ленинград – Выборг – Госграница».

В комплекс «СПГ-Высоцк» входят газопровод-отвод от магистрального газопровода, две технологические линии производительностью по 40 тонн СПГ в час общей мощностью 660 тыс. тонн в год, резервуар для хранения СПГ на 42 тыс. м³, а также транспортная инфраструктура, состоящая из зоны отгрузки в морской транспорт с причалом в порту и зоны отгрузки в автомобильный транспорт.

СПГ – природный газ (преимущественно метан, CH₄), искусственно сжиженный путём охлаждения до минус 160 °С для удобства хранения или транспортировки. При сжижении природный газ уменьшается в объёме примерно в 600 раз. Для хозяйственного применения преобразуется в газообразное состояние на специальных регазификационных терминалах

Сжижение газа происходит по особой технологии, в основе которой лежит применение многокомпонентного смешанного хладагента, представляющего собой комбинацию различных углеводородов с разной температурой испарения, что обеспечивает полное и эффективное предварительное охлаждение и дальнейшее сжижение природного газа.

Тактическое решение стратегической задачи

«Трест Коксохиммонтаж» стал одним из основных подрядчиков по строительству СПГ-терминала в Высоцке. В рамках строительства компанией был внедрен ряд передовых ресурсосберегающих отечественных технологий, повышающих уровень экологической безопасности, а также применены системы современных антикоррозионных покрытий и гидроизоляция бетонных поверхностей, увеличивающая влагонепроницаемость, для надежной работы оборудования в условиях приморского климата.

Генеральный директор «Треста Коксохиммонтаж» Сергей Фуфаев отмечает, что в проекте использованы новейшие технологии

В ходе работ необходимо было решить ряд технически сложных задач связанных с выполнением погрузо-разгрузочных работ крупнотоннажного модульного оборудования, включая холодные блоки массой 250 тонн каждый, до 20 метров длиной, транспортировка которых была осуществлена морским транспортом с последующим их монтажом. Это стало возможным благодаря использованию крановой техники грузоподъемностью 550 и 750 тонн. Также впервые в своей практике «Трест Коксохиммонтаж» взялся за

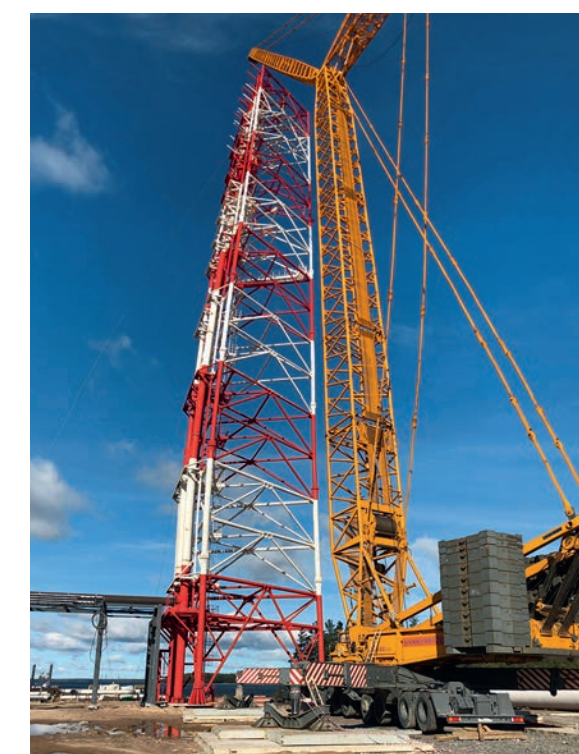
«Это первое производство сжиженного природного газа в Балтийском регионе. Для Ленинградской области это важный проект. Реализация второй очереди СПГ даст возможность форсировать перевод транспорта на газ», – сказал губернатор Александр Дрозденко

такое сложное гидротехническое сооружение, как причал. Ход строительства требовал возведения транспортного узла в кратчайшие сроки. Ситуация не позволяла ждать смежников, поэтому пришлось браться за сооружение причала, чтобы не выстраивать в очередь последующие технологические шаги. Задача была с успехом решена.

По словам главы «Новатэка» Леонида Михельсона, были привлечены только российские строительные компании, а доля отечественных материалов и оборудования, используемых для строительства завода, достигла 70%

монтажа. «Специалисты компании применили модульную стратегию производства работ. Монтаж основного технологического оборудования выполнялся укрупненными блоками (модулями). Это позволило существенно сократить сроки строительства, а также возвести объект с минимальным воздействием на окружающую среду при значительной экономии средств».

Важно, что сооружение объекта выполнено исключительно отечественными специалистами, общее число которых превышало 3 тыс. человек. «Мы всегда соблюдаем сроки строительства и не выходим за рамки бюджета. Именно благодаря слаженной работе заказчика и подрядчика эти два наших основных правила в работе были соблюдены», – подчеркивает С. Фуфаев.



Глобальные ценности локального проекта

Реализация проекта в порту Высоцк позволит не только увеличить долю российских энергоресурсов на европейских рынках, но и улучшить экологическую обстановку в балтийской акватории за счет перевода морского транспорта на использование СПГ в качестве топлива для судов.

«Продажа СПГ на мировые рынки – перспективная и стратегически важная задача для России. Это не только новая ниша торговли углеводородами, но еще и следование современным тенденциям ответственного отношения к окружающей среде. Внедряя новые технологии в строительстве, мы всегда помним о приоритете бережного отношения к экологии», – говорит гендиректор «Треста Коксохиммонтаж».

KEYWORDS: LNG, Trest Koksokhimmontazh, LNG-Vysotsk, resource-saving technologies, import substitution.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

Верхнеюрские и нижнемеловые клиноформные комплексы Баренцево-Карского шельфа

Мордасова Алина Владимировна,
научный сотрудник,
к.г.-м.н.

Ступакова Антонина Васильевна,
заведующая кафедрой,
д.г.-м.н.

Ершова Дарья Константиновна,
аспирантка

Суслова Анна Анатольевна,
ведущий научный сотрудник,
к.г.-м.н.

Гиляев Ринар Мавлетович,
аспирант

Пронина Наталья Владимировна,
доцент,
к.г.-м.н.

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых,
геологический факультет,
МГУ имени М.В. Ломоносова

В НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ КАРСКОГО ШЕЛЬФА ОТКРЫТЫ УНИКАЛЬНЫЕ ЛЕНИНГРАДСКОЕ И РУСАНОВСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. В КОНУСАХ ВЫНОСА ВАЛАНЖИН-ГОТЕРИВСКОГО ВОЗРАСТА В ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО ШЕЛЬФА ОТКРЫТЫ НЕПРОМЫШЛЕННЫЕ СКОПЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ОДНАКО СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕЮРСКИХ-НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАРЕНЦЕВО-КАРСКОГО ШЕЛЬФА ДО СИХ ПОР ОСТАЮТСЯ СЛАБО ИЗУЧЕННЫМИ. НА ОСНОВЕ СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОГО И ЦИКЛОСТРАТИГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА И ИНТЕГРАЦИИ ДАННЫХ ПО НОРВЕЖСКОМУ И РОССИЙСКОМУ СЕКТОРАМ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО ШЕЛЬФА СОЗДАНА ЕДИНАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ БАРЕНЦЕВО-КАРСКОГО РЕГИОНА. В РАЗРЕЗЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ И НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАРЕНЦЕВА, КАРСКОГО МОРЕЙ И ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ МЕГАСИНЕКЛИЗЫ ВЫДЕЛЕННЫ ЕДИНЫЕ ОСАДОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ, ОГРАНИЧЕННЫЕ РЕГИОНАЛЬНЫМИ НЕСОГЛАСИЯМИ. КАЖДЫЙ ОСАДОЧНЫЙ КОМПЛЕКС СОДЕРЖИТ КАК ФЛЮИДОУПОРЫ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ГЛИНИСТОГО СОСТАВА, ТАК И ПЕСЧАНЫЕ ПЛАСТЫ-КОЛЛЕКТОРЫ. АНАЛИЗ РАЗМЕРОВ И МОРФОЛОГИИ КЛИНОФОРМНЫХ ТЕЛ ПОЗВОЛИЛ ВОССТАНОВИТЬ УСЛОВИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ И СПРОГНОЗИРОВАТЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ В НИХ ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

UNIQUE LENINGRADSKOYE AND RUSANOVSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELDS HAVE BEEN DISCOVERED IN THE LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF THE KARSKY SHELF. NON-INDUSTRIAL ACCUMULATIONS OF OIL AND GAS HAVE BEEN DISCOVERED IN THE REMOVAL CONES OF THE VALANGINIAN-GOTERISH AGE IN THE WESTERN PART OF THE BARENTS SEA SHELF. HOWEVER, THE STRUCTURE AND OIL AND GAS POTENTIAL OF THE UPPER JURASSIC – LOWER CRETACEOUS SEDIMENTS OF THE BARENTS – KARA SHELF ARE STILL POORLY STUDIED. ON THE BASIS OF SEISMIC AND STRATIGRAPHIC AND CYCLOSTRATIGRAPHIC ANALYSIS AND INTEGRATION OF DATA FOR THE NORWEGIAN AND RUSSIAN SECTORS OF THE BARENTS SEA SHELF, A SINGLE REGIONAL MODEL OF THE STRUCTURE OF THE BARENTS-KARA REGION HAS BEEN CREATED. IN THE SECTION OF THE UPPER JURASSIC AND LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF THE BARENTS, KARA SEAS AND THE WEST SIBERIAN MEGASINECLISE, SINGLE SEDIMENTARY COMPLEXES LIMITED BY REGIONAL DISAGREEMENTS WERE DISTINGUISHED. EACH SEDIMENTARY COMPLEX CONTAINS BOTH FLUID-PROOFS OF PREDOMINANTLY CLAY COMPOSITION, AND SANDY RESERVOIRS. ANALYSIS OF THE SIZE AND MORPHOLOGY OF THE CLINOFORM BODIES MADE IT POSSIBLE TO RESTORE THE CONDITIONS OF THEIR FORMATION AND PREDICT THE DISTRIBUTION OF SANDY RESERVOIRS IN THEM

Ключевые слова: Баренцево-Карский шельф, верхнеюрские «черные» глины, нижнемеловые отложения, сейсмостратиграфический комплекс, клиноформа, циклит, поверхность несогласия, палеогеография, обстановки осадконакопления, природный резервуар, флюидоупор.

На Карском шельфе в 1992 г. открыты уникальные Русановское и Ленинградское газоконденсатные месторождения. Продуктивными являются песчаники танопчинской (баррем-альб) и марессалинской (альб-сеноман) свит, флюидоупором – глинистые породы яронгской свиты (альб). В Западно-Сибирском НГБ в Приобской зоне нефтенакпления с песчаниками неокотских клиноформ связаны нефтяные залежи.

Исследования нижнемеловых отложений в западной части Баренцева моря начались в 1990–2000-х гг. при бурении на юрские продуктивные пласты. В песчаниках конусов выноса валанжин-готеривского возраста было обнаружено нефте- и газонасыщение по керну. Это подтолкнуло геологов к активному изучению конусов выноса раннемелового возраста, сформированных на склонах растущих поднятий (т.н. «clastic wedge»). В результате в 2011–2013 гг. были открыты непромышленные нефтяные и газовые скопления Скалле, Салина и Нунатак в прогибе Хаммерфест (Seldal, 2005, www.npd.no). Продуктивность нижнемеловых толщ в российском секторе Баренцева моря установлена в процессе бурения на Лудловской и Ледовой площадях и в скважинах на арх. Шпицберген (Верба, 2007).

В качестве флюидоупоров для нижнемеловых залежей выступают верхнеальб-сеноманские

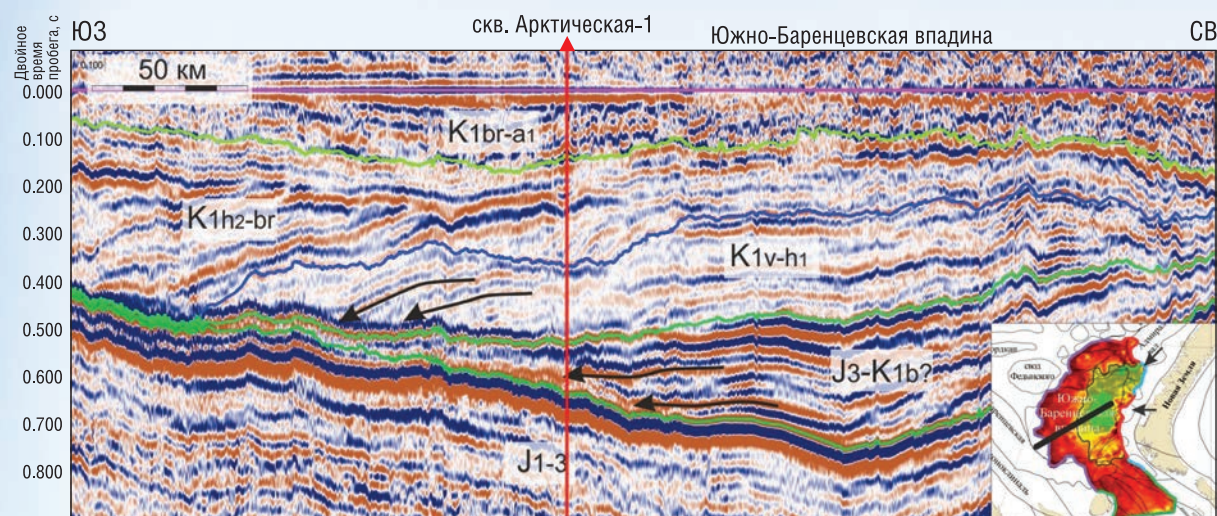
ФАКТЫ

1992 г.
на шельфе Карского моря
открыты Русановское
и Ленинградское
газоконденсатные
месторождения

и неокотские глинистые отложения. Отрицательным фактором для сохранности нижнемеловых залежей явился мезозойско-кайнозойский апифит, который привел к значительному сокращению области распространения альб-сеноманской покрывки и возможности оттока углеводородов (УВ) в бортовых частях впадин.

Верхнеюрско-нижнемеловые отложения являются наиболее доступными для бурения на нефть и газ в акватории Баренцева и Карского морей и обладают доказанной нефтегазоносностью. На основе интерпретации 49 тыс. пог. км региональных сейсмических профилей, анализа данных ГИС и керна по 30 морским скважинам реконструированы палеогеографические условия и дан прогноз развития природных резервуаров и закартированы области развития основных флюидоупоров в нижнемеловом разрезе Баренцево-Карского шельфа.

РИС. 1. Проградация верхнеюрских и нижнемеловых клиноформ к центру Южно-Баренцевской впадины. Отмечается подошвенное прилегание косослоистых толщ к кровле верхнеюрских «черных» глин (Мордасова, 2018)



Сейсмостратиграфические комплексы и анализ геометрии клиноформ

Для создания региональной модели строения верхнеюрско-нижнемеловых отложений на временных сейсмических разрезах (ВСР) были выделены границы сейсмических комплексов и подкомплексов и различные типы косослоистых отражений – клиноформ. Клинформы образуются по схеме бокового наращивания слоев в условиях лавинной седиментации (Шимкус, Шлезингер, 1984). Поэтому их высота от бровки до подошвы связана с пространством аккомодации и глубиной водоема: чем больше глубина бассейна осадконакопления, тем выше будут клиноформы. В клиноформном теле выделяется мелководная часть – ундаформа, склоновая часть – собственно клиноформа и наиболее глубоководная часть – фондоформа.

Береговая линия и граница мелководного шельфа геоморфологически выражаются в перегибе бровки клиноформ различного масштаба. Миграция бровок указывает на смещение палеогеографических зон во времени и закономерную смену литотипов (Helland-Hansen, Hampson, 2009, Schlager, Adams, 2001).

Сигмовидные клиноформы формируются при повышении относительного уровня моря (ОУМ), когда осадконакопление происходит не только в склоновой части, но и в мелководной путем вертикального наращивания слоев (Helland-Hansen and Hampson, 2009). При этом наблюдается хорошая сохранность прибрежно-морских фаций. Косые параллельные и тангенциальные клиноформы формируются при стабильном ОУМ или его понижении, при этом ундаформа не накапливается или размывается (Helland-Hansen and Hampson, 2009). При падении ОУМ в фондоформе за счет выноса грубозернистого материала вглубь бассейна происходит формирование конусов выноса – перспективных песчаных резервуаров.

ФАКТЫ

620 м

наибольшая глубина
Карского моря

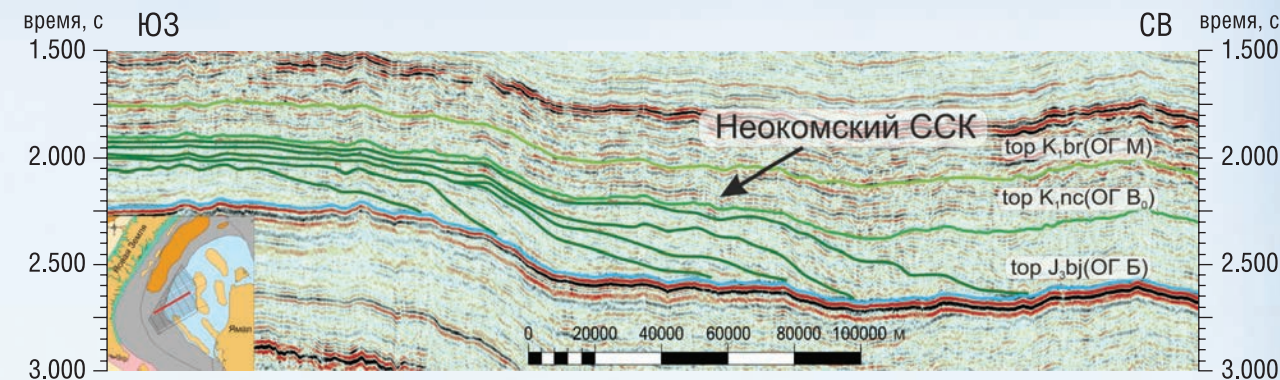
Баренцево море

Нижнемеловые отложения обнажаются на современном дне Баренцева моря и достигают мощности до 2 400 м. Нижняя граница представлена подошвенным прилеганием клиноформ к кровле верхнеюрских битуминозных черных глин (Мордасова и др., 2017, Суслова, 2014; рис. 1).

В нижнемеловом разрезе можно выделить два ССК, разделенных региональными поверхностями несогласия: верхнеюрско-неокомский клиноформный комплекс и ниже-верхнемеловой комплекс. Ниже-верхнемеловой ССК обладает субпараллельным внутренним строением в российском секторе шельфа, однако одновозрастные клиноформы отмечены в норвежской части (Marin et al., 2017). Границей между комплексами служит региональное несогласие в барремском ярусе, которое на сейсмическом профиле выражено в виде кровельного прилегания (Мордасова, 2018).

Верхнеюрско-неокомский ССК характеризуется клиноформным строением и подразделяется на три подкомплекса: верхнеюрско-берриасский (J3), валанжин-нижнеготеривский (S0), готерив-барремский (S1). Подкомплексы J3 и S0 представляют собой крупные пологонаклонные (высота 170–220 м, углы наклона 0,2–0,25°) клиноформные тела, проградирующие на запад, в случае

РИС. 2. Строение неокомского ССК Южно-Карской впадины на временном сейсмическом профиле



с подкомплексом S0 – также к центру Северо-Баренцевской впадины (Kairanov et al., 2018).

Подкомплекс J3 вскрыт в дистальной части скважинами Арктическая-1 и сложен кремнистыми битуминозными глинами и аргиллитами, в верхней части – аргиллитами и глинами с многочисленными остатками аммонитов, белемнитов, фораминифер, радиолярий и костей рыб (Киреев и др., 2009). Высокие содержания Сорг до 16,7 % (Кирюхина, 2013), глинисто-кремнистый состав и находки фауны указывают на то, что в подошве клиноформного тела J3 осадконакопление происходило в условиях относительно глубоководных, благоприятных для концентрации ОВ. Постепенно за счет поступления обломочного материала содержание Сорг падало, а впадина заполнялась.

В подкомплексе S1 выделяется несколько типов клиноформных тел, углы наклона которых изменяются в пределах 1–2°. В западном и юго-западном направлении проградируют преимущественно сигмовидные готерив-барремские клиноформы. Они достигают в высоту 100–150 м, что указывает на их формирование в условиях шельфовой впадины.

В центральной части Южно-Баренцевской впадины выделяются косые параллельные клиноформные тела высотой 50–90 м. Согласно описанию шлама из скв. Арктическая-1, эти клиноформы сложены аргиллитами темно-серыми с редкими прослоями серых алевролитов, известковистых аргиллитов и остатками фораминифер и радиолярий, что указывает на их образование в условиях мелководного шельфа, вероятно, продельты.

Косые тангенциальные клиноформные тела высотой 110–140 м проградируют со стороны свода Федынского и в юго-западном направлении. В подножии отмечаются тела с относительно плоской нижней и выпуклой верхней границей, которые могут быть связаны с отложениями конусов выноса и содержать песчаные пласты-коллекторы (Мордасова, 2018). Эти клиноформы формируются на склоне шельфовой впадины, для них характерно отсутствие прибрежно-морских фаций.

В ниже-верхнемеловом ССК выделяется 4 подкомплекса: баррем-нижнеаптский (S2), апт-нижнеальбский (S3), средне-верхнеальбский (S4), альб-сеноманский (S5). На границе подкомплексов

ФАКТЫ

-1,8 °C

температура воды
Карского моря
у поверхности

S3 и S4 отмечаются эрозионные врезы – раннеальбское несогласие.

В подкомплексах S4 и S5 выделены клиноформные тела высотой до 50–70 м, с углами наклона 1–2°, что указывает на мелководные условия накопления (Мордасова и др., 2017).

Картирование бровок клиноформ различного типа позволяет выделить основные палеогеографические границы – бровку мелкого шельфа, склон и подножие относительно глубоководной впадины – и проследить их смещение во времени.

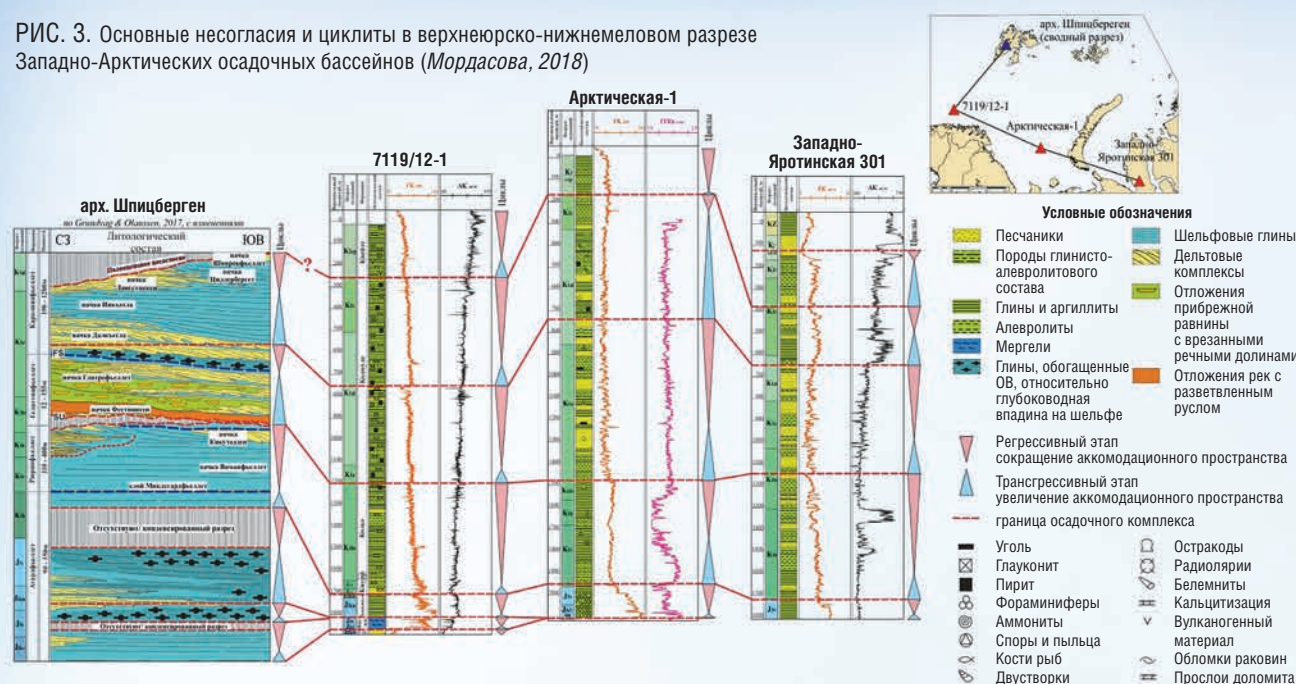
Карское море

В Южно-Карской впадине, подобно Западно-Сибирскому и Баренцевоморскому бассейнам, неокомские отложения имеют клиноформное строение. В южной части Карского шельфа клиноформы с юго-запада встречаются с восточными в районе западного окончания Русановского мегавала. Мощность клиноформных отложений здесь достигает 400 м. Глубина залегания подошвы комплекса достигает 3000 м в наиболее погруженной части. Возраст клиноформного комплекса Южно-Карской впадины оценивается как берриасс-готеривский.

На сейсмических профилях в центральной части Южно-Карской впадины выделено шесть клиноформных тел восточного – юго-восточного падения. Эти

клиноформы преимущественно восточного падения, сигмовидной формы. Высота клиноформ достигает 320–400 м, а седиментационные углы клиноформ

РИС. 3. Основные несогласия и циклиты в верхнеюрско-нижнемеловом разрезе Западно-Арктических осадочных бассейнов (Мордасова, 2018)



достигали $1^{\circ}20' - 2^{\circ}50'$. Полученные параметры позволяют сопоставить вышеописанные клиноформы Южно-Карской впадины с сигмовидными клиноформами 4 типа Южно-Баренцевской впадины и предложить единый подход к созданию палеогеографических карт. Однако, судя по высоте клиноформ, бассейн осадконакопления в Южно-Карской впадине был более глубоководным, нежели на Баренцевоморском шельфе.

Циклостратиграфический анализ и геологическая интерпретация сейсмических типов клиноформ

На основе каротажных данных проведен циклостратиграфический анализ (рис. 3). Циклиты ограничены поверхностями несогласия и соответствуют сейсмическим подкомплексам. Барремское, нижнеальбское и сеноманское несогласия наблюдаются как в Южно-Баренцевской впадине, так и на арх. Шпицберген и в Западно-Сибирской синеклизе (Мордасова и др., 2017; Карагодин, 1980; Grundvag and Olausen, 2017). Возраст циклитов и несогласий определялся по моллюскам, комплексам фораминифер и остракод – руководящей фауне для верхнеюрского и нижнемелового отделов (Павлов и др., 1988ф, Куприянова, 2013).

Границы циклитов совпадают с границами комплексов фауны и являются изохронными. В пределах каждого циклита выделяются типовые разрезы, которые характеризуют ту или иную часть клиноформных тел и позволяют оценить условия осадконакопления. Анализируя смену типовых разрезов по площади можно восстановить палеогеографические условия накопления циклитов, проследить заполнение депоцентров осадконакопления во времени.

Согласно анализу цикличности в пределах клиноформ высотой более 100 м выделено три

ФАКТЫ

До 4 м

доходит толщина многолетних льдов в Карском море

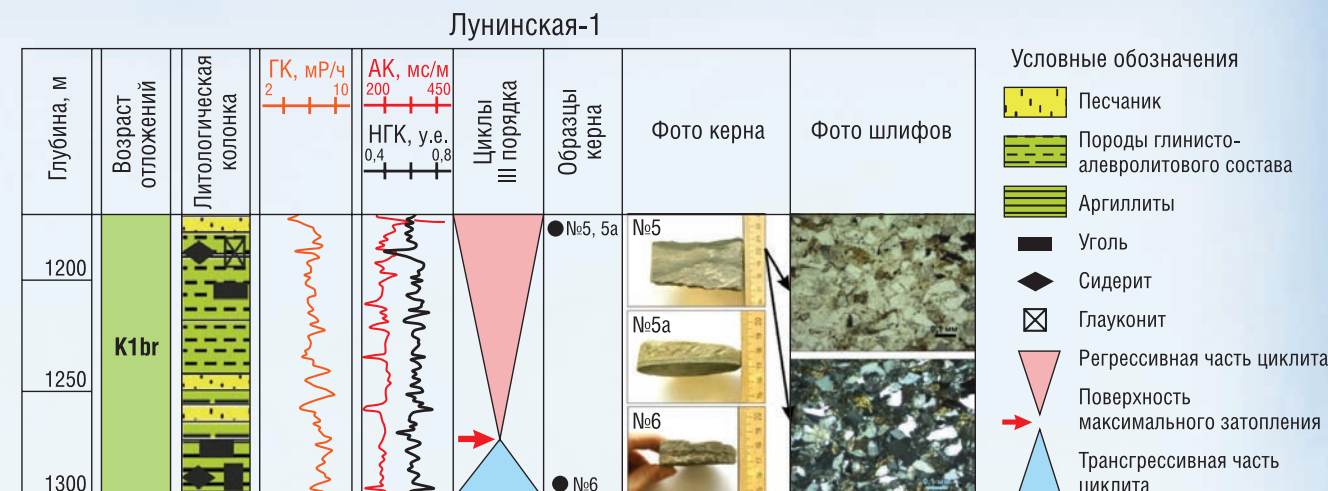
типовых разрезов: типовой разрез мелководной части, склоновой части и глубоководной части клиноформного тела. Полный набор типовых разрезов наблюдается в сигмовидных клиноформах, в тангенциальных и пологонаклонных клиноформах разрез ундаформы отсутствует.

Типовой разрез ундаформы характеризуется дифференцированными показателями ГК, регрессивным трендом вверх по разрезу. По составу породы представлены как глинистыми, так и песчанистыми разностями. В скв. Лунинская-1 в ундаформе керном охарактеризованы песчаники готерив-барремского возраста со слоями алевролита и углистого аргиллита, с зернами глауконита и стяжениями сидерита (рис. 4).

Для склоновой части характерно увеличение мощности, монотонный характер кривой ГК, преимущественно глинистый состав, остатки нормально-морской фауны и пониженные содержания Сорг. Сорг в образцах, отображенных из готерив-барремских отложений скважины Северо-Мурманская-1, меняется в пределах 0,4–1,2 %.

Для подножия относительно глубоководной впадины на шельфе характерны высокие показания ГК с четким регрессивным трендом, которые отражают постепенное заполнение впадины вверх по разрезу и постепенное снижение

РИС. 4. Типовой разрез ундаформы. Песчаные пласты развиты преимущественно в регрессивной части циклита



содержание Сорг из-за разубоживания. Для пород характерно обилие пиритизированных остатков нормально-морской фауны.

Следующий этап исследований – прогноз развития природных резервуаров. Толщи преимущественно глинистого состава формируются на этапе морской трансгрессии и при максимальном затоплении. Эти толщи, как правило, имеют региональное распространение и выдержанные мощности и поэтому могут рассматриваться как флюидоупоры. Песчаные коллекторские горизонты могут формироваться на этапе регрессии: при нормальной регрессии они образуются в ундаформе, при форсированной регрессии происходит вынос грубообломочного материала вглубь бассейна и в фондоформе образуются конуса выноса. В качестве аналога песчаных пластов ундаформы можно привести «шельфовые» песчаные пласты группы БС в неокоских клиноформах Западно-Сибирского НГБ (Наумов, Хафизов, 1986, Нежданов и др., 2000, Бородин, Курчиков, 2015).

Палеогеография Баренцево-Карского шельфа в неокосское время. Прогноз развития природных резервуаров

Для палеогеографических реконструкций использовались седиментационные модели, разработанные для клиноформных толщ неокоса Западной Сибири (Бородин, Курчиков, 2015, Ершов, 2017) и триаса Баренцева моря (Glorstad-Clark et al., 2011). В ундаформе предполагается развитие мелководно-морских и прибрежно-морских фаций, клиноформа формирует склон шельфа, а в фондоформе располагается относительно глубоководная шельфовая впадина.

Позднеюрское время характеризуется некомпенсированным осадконакоплением, в это время обширная часть шельфа покрыта морем и создаются условия для концентрации ОВ в осадке (Суслова, 2014, Кирюхина 2013). С началом тектонической активизации обрамляющих поднятий в неокосское время на Баренцево-Карском шельфе господствует лавинная

ФАКТЫ

В 2013 г.

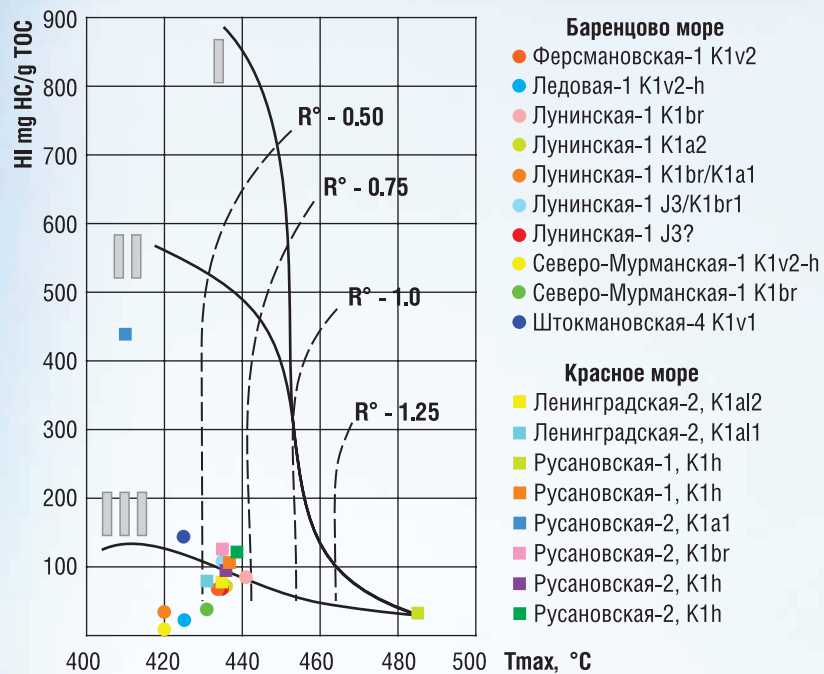
в Печорском море была добыта первая арктическая нефть

седиментация и формируются клиноформные толщи; на склонах растущих поднятий формируются масштабные конседиментационные линзы. В начале неокосского времени клиноформы Южно-Карской впадины проградировали в северо-восточном направлении. Вероятно, источником сноса служило складчатое сооружение Урала. К концу готерива, кроме материала с юго-запада (Урала), происходило поступление осадков и с западного направления. В раннемеловую эпоху Новоземельская складчатая область испытала очередной импульс воздымания, и в окружающие впадины поступила новая порция терригенного материала.

В готериве-барреме на Баренцевоморском шельфе происходило активное заполнение относительно глубоководной впадины на шельфе: депоцентр осадконакопления смещался на юго-запад региона, в восточной части формировалась дельтовая равнина (Мордасова, 2018). Песчаные отложения формировались в прибрежно-морских условиях и условиях дельтовой равнины, а также в депоцентре впадины в виде конусов выноса.

В барреме – начале аптского века режим лавинной седиментации сохраняется лишь в юго-западной части Баренцевоморского шельфа; в восточной части и на Карском шельфе формируется толща прибрежно-морского и континентального генезиса.

РИС. 5. Тип органического вещества и степень зрелости верхнеюрско-нижнемеловых НГМТ Баренцева моря. Диаграмма Ван-Кревелена (Мордасова, 2018)

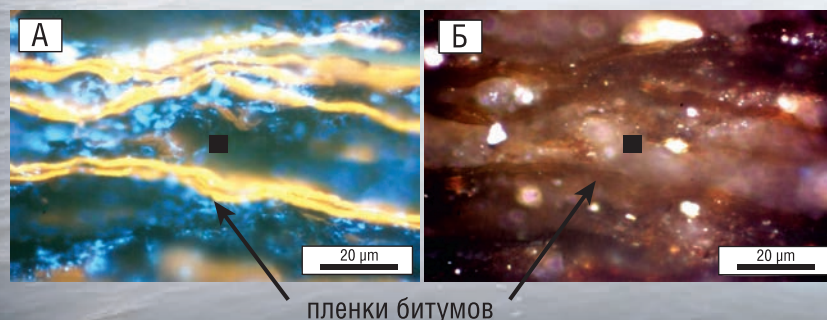


На рубеже баррема-апта отмечается общий апшифт и рост инверсионных поднятий на севере Баренцевоморского шельфа (Kairanov et al, 2018). Снос осадочного материала происходил с востока и северо-востока региона в Южно-Баренцевскую, Северо-Баренцевскую впадины, а также прогибы Хаммерфест и Нордкапп. Дополнительными источниками сноса в разное время служили обрамляющие шельф поднятия.

Источники углеводородов и прогноз скоплений нефти и газа

В.С. Захаренко, Г.С. Казанин и др. по данным высокоразрешающей сейсморазведки над Штокмановским газоконденсатным месторождением отметили следы присутствия газовых скоплений в апт-альбских отложениях: аномалии типа «плоское» и «яркое» пятно, а также следы газовых гидратов: BSR и бугристое дно с выходами газа (Захаренко и др., 2014). При этом наблюдаются признаки миграции газа (т.н. акустические трубы) в меловые

РИС. 6. Пленки жидких битумов в углистых алевролитах и аргиллитах барремского возраста из скважины Лунинская-1



ловушки непосредственно из Штокмановского месторождения, что указывает на вторичный генезис газовых залежей в нижнемеловых отложениях.

Однако не стоит исключать и возможные источники жидких УВ, не связанные с юрскими залежами. Верхнеюрские черные битуминозные глины содержат преимущественно ОБ сапропелевого типа, содержание Сорг достигает 27,9 % (Бро и др., 1993; Leith et al., 1992; Кирюхина, 2013). Основные очаги генерации УВ верхнеюрскими отложениями связаны с центральной частью Южно-Баренцевской впадины, бассейнами Хаммерфест и Бьорная (Кирюхина, 2013). Генерация началась в конце раннемеловой эпохи, когда уже были сформированы основные ловушки в нижнемеловых отложениях. Для меловых залежей Южно-Карской впадины источником УВ являются глинисто-кремнисто-битуминозные отложения баженовской свиты, которые достигли в этой области градации катагенеза МК2-МК-3 (Тектоническая схема, 2004).

В нижнемеловых отложениях в западной части БМШ также выделены потенциальные НГМТ, которые могут служить дополнительным источником УВ для литологически ограниченных залежей фондаформы (рис. 5).

Для нижнемеловых НГМТ прогиба Хаммерфест характерны более высокие содержания Сорг (до 6 %) и высокие значения индекса HI, что указывает на сапропелевое ОБ. Зрелость соответствует началу «нефтяного окна»: Tmax = 434 °C, R° = 0,55–0,6 % (www.npd.no). В одновозрастных отложениях бассейна Бьорная (скважина 7219/8-1S) отмечаются повышенные Сорг = 2 – 3,8%, однако, значения R° = 0,9-1,5% указывают на высокую степень выработанности этих НГМТ. В отложениях свиты Колмуле так же выявлены потенциальные НГМТ в бассейне Бьорная (7219/8-1S), однако они еще не достигли ГЗН (Мордасова, 2018).

Потенциальные НГМТ позднеюрско-раннемелового возраста изучены в восточной части акватории по образцам керна из скважин Лунинская-1, Северо-Мурманская-1, Штокмановская-4, Ферсмановская-1, Ледовая-1,

Ленинградская-2, Русановская-1 и 2. Согласно результатам пиролитических исследований, меловые глинисто-алевритовые отложения Баренцево-Карского шельфа обогащены ОБ третьего типа (гумусовое), обладают низким и удовлетворительным генерационным потенциалом (рис. 5). Содержание Сорг колеблется от 0,13 до 5,45 %, HI не превышает 142 мг УВ/г Сорг в валанжин-барремских образцах, достигая 434 мг УВ/г Сорг в образце из альбских отложений скв. Русановская-2. Значения Tmax меняются в пределах 410–441 °C. Наилучшими показателями обладают глинистые отложения, сформированные в барремское-аптское время (Ступакова и др., 2015).

Углететрографические исследования ОБ барремских отложений Лунинской седловины показывает, что ОБ сложено витринитом и сгустками аморфного, вероятно альгогенного вещества. В пределах развития альгогенного (водорослевого) ОБ началась генерация жидких УВ (рис. 6).

Это проявилось в виде коричневых капель, линз и пленок битумоида внутри скоплений альгогенного ОБ, который в ультрафиолетовом свете ярко светится в желто-оранжевых тонах. Присутствие параавтохтонного битумоида является индикатором начала процессов генерации УВ. Жидкие УВ развиты также вокруг скоплений АОВ и формируют самостоятельные пленки в межзерновом пространстве породы, значимые для первичной миграции.

Заключение

Циклическое клиноформное строение нижнемеловых отложений и современный структурный план определяют направления поиска новых объектов в изучаемой толще. В сигмовидных клиноформных телах предполагается развитие протяженных песчаных пластов в ундаформе, в тангенциальных клиноформах прогнозируются песчаные конуса выноса в подножии. С «шельфовыми» пластами ундаформы могут быть связаны пластово-сводовые залежи УВ в районе Штокмановской и Демидовско-Лудловской седловин и Обручевского мегавала. Песчаные пласты конусов выноса в подножии тангенциальных клиноформ рассматриваются в качестве литологически ограниченной ловушки УВ и прогнозируются в юго-западной части Южно-Баренцевской впадины. Основным перспективным объектом в норвежском секторе Баренцева моря являются конуса выноса, сформированные на склонах растущих поднятий. Преимущественно газовый состав УВ определяет сохранность флюидоупоров как основной фактор, влияющий на прогноз новых скоплений в нижнемеловом комплексе Баренцево-Карского региона.

В целом перспективы нефтегазоносности нижнемелового клиноформного комплекса Южно-Карской впадины и прогибов западной части Баренцевоморского шельфа оцениваются как более благоприятные, нежели восточной части Баренцевоморского шельфа. Это объясняется рядом причин: катагенетической зрелостью верхнеюрских НГМТ и лучшей сохранностью нижнеаптского и верхнеальб-сеноманского флюидоупоров. ●

Литература

1. Бородин В.Н., Курчиков А.Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири // Геология и геофизика, 2015, т. 56, № 9, с. 1630–1642.
2. Карагодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. – М.: Недра, 1980. 242 с.
3. Киреев Г.И., Руденко М.Н. и др. Отчёт по теме: «Комплексная обработка материалов бурения скважин Баренцевоморского региона (скважины № 1-Адмиралтейская, № 1-Крестовая, № 1-Арктическая, № 1-Ферсмановская)» (Государственный контракт № 01/12/70-5 от 18 июня 2008 г.), в 5 книгах.
4. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. // Геология и геофизика, 2014, т. 55, № 5–6, с. 745–776.
5. Кирюхина Н.М. Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, М.: МГУ, Геологический факультет, 2013.
6. Куприянова Н.В. Баррем-аптские остракоды шельфа Баренцева моря и их биостратиграфическая и палеофаунальная интерпретация // Материалы по биостратиграфии, фауне и флоре фанерозоя России, Атлантики и Антарктиды. Труды НИИГА – ВНИИОкеангеология. Т. 226. – СПб.: ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга», 2013. С. 130–153.
7. Мордасова А.В., Суслова А.А., Ступакова А.В. Сейсмостратиграфические комплексы нижнемеловых отложений Баренцева моря // Георесурсы. – 2017. – Том 1. – С. 36–42. DOI: 10.18599/grs.19.5.
8. Мордасова А.В. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемеловых отложений Баренцевоморского шельфа. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, М.: МГУ, Геологический факультет, 2018.
9. Наумов А.Л., Хафизов Ф.З. Новый вид литологических ловушек в неоконских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1986. – №26. С. 31–35.
10. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Издательство Академии горных наук, 2000. 249 с.
11. Официальный сайт Норвежского Нефтяного директората (Norwegian Petroleum Directorate); URL: <http://www.npd.no>
12. Павлов Л.А., Матигоров А.А., Егорова О.Л. Изучение литолого-фаунального состава пород, корреляция разрезов и составление эталонных коллекций мезозойско-палеозойских отложений Баренцева и Карского морей по материалам бурения ПО «Арктикоморнефтегазоразведка». Отчет по теме 4/86-88. Мурманск. 1988. С. 248.
13. Ступакова А.В., Кирюхина Т.А., Суслова А.А., Норина Д.А., Майер Н.М., Пронина Н.В., Мордасова А.В. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна // Георесурсы. – 2015. – № 2 (61) – С. 13–26.
14. Суслова А.А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9, № 2. С. 1–19.
15. Тектоническая схема: Схема катагенеза органического вещества в кровле верхнеюрских отложений Западно-Сибирского мегабассейна, масштаб: 1:2500000, составлена: 2004 г., редактор(ы): Фомин А.Н.
16. Шимкус К.М., Шлезингер А.Е. Клиноформы осадочного чехла по данным сейсморазведки // Литология и полезные ископаемые, 1984, № 1, с. 105–116.
17. Allen, P., Allen L. R. 1990. Basin analysis. Principles and applications// Blackwell Scientific Publications. 451 p.
18. Glorstad-Clark E., Birkeland E.P., Nystuen J.P., Faleide J.I., Midthandal I. Triassic platform-margin deltas in the western Barents Sea // Marine and Petroleum Geology, 28, 2011, pp. 1294–1314.
19. Grundtv g, S.A., Olaussen, S. (2017): Sedimentology of the Lower Cretaceous at Kikutodden and Keilhaufjellet, Southern Spitsbergen: implications for an onshore-offshore link. Polar Research, 36:1, 1302124, DOI: 10.1080/17518369.2017.1302124.
20. Helland-Hansen, W., Hampson G.J. Trajectory analysis: Concepts and applications // Basin Research. 2009. Vol.25, № 5. P. 454–483.
21. Kairanov, B., Escalona, A., Mordasova, A., Sliwinski, K.K., Suslova, A. Early Cretaceous tectonostratigraphic evolution of the north central Barents Sea// Journal of Geodynamics, 2018. №119. – P. 183–198. DOI:10.1016/j.jog.2018.02.0092018.
22. Marin, D., Escalona, A., Sliwinski, K.K., N. hr-Hansen, H., Mordasova, A. Sequence stratigraphy and lateral variability of Lower Cretaceous clinoforms in the southwestern Barents Sea//AAPG bulletin, издательство American Association of Petroleum Geologists (United States). – 2017. – Vol. 101, № 9. – P. 1487–1517. DOI: 10.1306/10241616010.
23. Schlager W., Adams E.W. Model for the sigmoidal curvature of submarine slopes // Geological Society of America. Geology. 2001. Vol. 29. № 10. P. 883–886.
24. Seldal J. Lower Cretaceous: the next target for oil exploration in the Barents Sea? // Petroleum Geology Conference series. 2005. Vol. 6. P. 231–240.

KEYWORDS: the Barents-Kara shelf, upper Jurassic black clays of the lower Cretaceous sediments, seismo-stratigraphic complex, clinoform, cyclicity, the surface of disagreement, paleogeography, depositional environments, natural reservoir, the fluid stop.

ПРОГРЕССИВНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ВИСЯЧИХ СВАЙ ДЛЯ РАБОТЫ В СЛОЖНЫХ ГРУНТОВЫХ УСЛОВИЯХ

РЕШЕНИЕМ ПРОБЛЕМЫ СНИЖЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НА ЭТАПЕ УСТРОЙСТВА СВАЙНЫХ ФУНДАМЕНТОВ В СЛОЖНЫХ ГРУНТОВЫХ УСЛОВИЯХ, В ЧАСТНОСТИ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ, ЯВЛЯЕТСЯ РАЗРАБОТКА ПРОГРЕССИВНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ВИСЯЧИХ СВАЙ. В СТАТЬЕ ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД, НАПРАВЛЕННЫЙ НА РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ СВАЙ. ИДЕЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ИЗМЕНЕНИИ ФОРМЫ ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ СВАИ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ДЛИНЫ ПЕРИМЕТРА, ОГРАНИЧИВАЮЩЕГО НЕИЗМЕННУЮ ПО ВЕЛИЧИНЕ ПЛОЩАДЬ. ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ УСТРОЙСТВЕ СВАЙНЫХ ФУНДАМЕНТОВ В СЛОЖНЫХ ГРУНТОВЫХ УСЛОВИЯХ ПОЗВОЛИТ УМЕНЬШИТЬ МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА ИЗГОТОВЛЕНИЕ САМИХ ФУНДАМЕНТОВ И СОКРАТИТЬ ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ, ДОЛЯ КОТОРЫХ ПРИ ОСВОЕНИИ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДОСТАТОЧНО ВЕЛИКА

SOLUTION TO THE PROBLEM OF REDUCING FINANCIAL COSTS AT THE STAGE OF INSTALLATION OF PILE FOUNDATIONS IN DIFFICULT SOIL CONDITIONS, IN PARTICULAR IN PERMAFROST CONDITIONS, IS THE DEVELOPMENT OF PROGRESSIVE DESIGNS OF HANGING PILES. THE ARTICLE PROPOSED AN APPROACH AIMED AT THE RATIONAL USE OF BUILDING MATERIALS IN THE MANUFACTURE OF PILES. THE IDEA OF THE TECHNICAL PROPOSAL IS TO CHANGE THE SHAPE OF THE CROSS SECTION OF THE PILE IN ORDER TO INCREASE THE LENGTH OF THE PERIMETER, WHICH LIMITS THE AREA OF THE SAME SIZE. THE APPLICATION OF THE OBTAINED RESULTS OF THEORETICAL AND LABORATORY RESEARCH IN THE CONSTRUCTION OF PILE FOUNDATIONS IN DIFFICULT GROUND CONDITIONS WILL REDUCE MATERIAL COSTS FOR THE MANUFACTURE OF THE FOUNDATIONS THEMSELVES AND REDUCE TRANSPORTATION COSTS, THE PROPORTION OF WHICH DURING THE DEVELOPMENT OF NEW FIELDS IS LARGE ENOUGH

Ключевые слова: висячая свая, грунт, несущая способность, поперечное сечение.

Грузин Владимир Васильевич,
«Казахский агротехнический университет им. Сакена Сейфуллина»,
кафедра «Вычислительная техника и программное обеспечение»,
академик Академии военных наук РК,
д.т.н., профессор

Грузин Андрей Васильевич,
доцент кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология»
ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет»,
к.т.н.

Русанова Анастасия Дмитриевна,
ассистент кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология»
ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет»

Дальнейшие перспективы развития нефтегазовой отрасли в России тесно связаны с освоением новых нефтегазоносных районов Крайнего Севера. Одним из факторов, существенно осложняющих развитие производственной инфраструктуры, помимо погодных и климатических условий, является наличие обширных территорий с наличием сложных грунтовых условий. В существующих нормативных документах регламентирован процесс реализации проекта по устройству свайных фундаментов на всех его этапах. Это касается не только особенностей инженерно-геологических изысканий на месте будущего строительства, но и непосредственно самого этапа проектирования, включающего в себя выбор принципа использования залегаемых грунтов, а также

этапов строительства объекта и последующего его технического сопровождения в течение всего срока его эксплуатации вплоть до заключительного этапа – демонтажа [1].

Кроме того, актуализированные редакции действующих нормативных документов накладывают на разрабатываемые проектные решения дополнительные ограничения, связанные с вопросами экологической безопасности и охраны окружающей среды. Очевидно, что все перечисленные факторы не могут не влиять на рост материальных и

временных затрат на всех этапах реализации проектов в сложных грунтовых условиях, тем самым уменьшая их инвестиционную привлекательность, а в перспективе повышая сроки их окупаемости и снижая конкурентоспособность добываемых природных ресурсов.

Решение проблемы сокращения расходов, в том числе и при устройстве грунтовых оснований и возведении фундаментов зданий и сооружений технологической инфраструктуры транспорта, хранения и переработки углеводородного сырья в условиях районов Крайнего Севера, видится, с одной стороны, в использовании новых материалов с улучшенными потребительскими, эксплуатационными свойствами. Примером такого подхода могут служить технологии, использующие при производстве работ нулевого цикла материалы с улучшенными теплоизолирующими свойствами, что позволяет снизить не только тепловые потери при транспорте и хранении жидких углеводородов, но одновременно и обеспечить их необходимые несущие свойства [2]. Другим перспективным инженерным решением проблемы является использование прогрессивных технологий на строительной площадке, таких как, например, направленное изменение физических и механических свойств грунтов оснований [3–5]. Подобные технологии позволяют полнее использовать местные минеральные ресурсы при устройстве грунтовых оснований зданий и сооружений, возводимых вдали от источников материалов с необходимыми строительными свойствами и баз снабжения.

Не в полной мере исчерпан потенциал и конструктивного подхода в решении проблемы снижения материальных затрат при устройстве оснований и фундаментов. Именно такой подход, как правило, в большей степени адаптирован к существующим технологиям и используемым строительным машинам и механизмам и не требует значительных дополнительных капитальных вложений для его реализации. Так, например, изменение формы поперечного сечения сваи влияет на её несущую способность по грунту основания, а изменение формы нагрузки на грунты основания может значимым образом влиять на устойчивость зданий и сооружений [6–9]. Именно такой инженерный подход и предлагается для решения комплексной проблемы возможно полного использования строительных материалов и одновременного сокращения транспортных расходов при устройстве свайных фундаментов в сложных грунтовых условиях.

Постановка задачи

Решение проблемы рационального использования строительных материалов при устройстве свайных фундаментов объектов нефтегазовой отрасли в сложных грунтовых условиях может быть реализовано в поиске новых конструкций свай, обеспечивающих без дополнительных материальных затрат большую несущую способность при одновременном обеспечении технологических требований их изготовления.

Теоретические исследования

В соответствии с действующими нормативными документами несущая способность основания F_u вертикально нагруженной висячей сваи при использовании, например, многолетнемерзлых грунтов по принципу I определяется по формуле [1]:

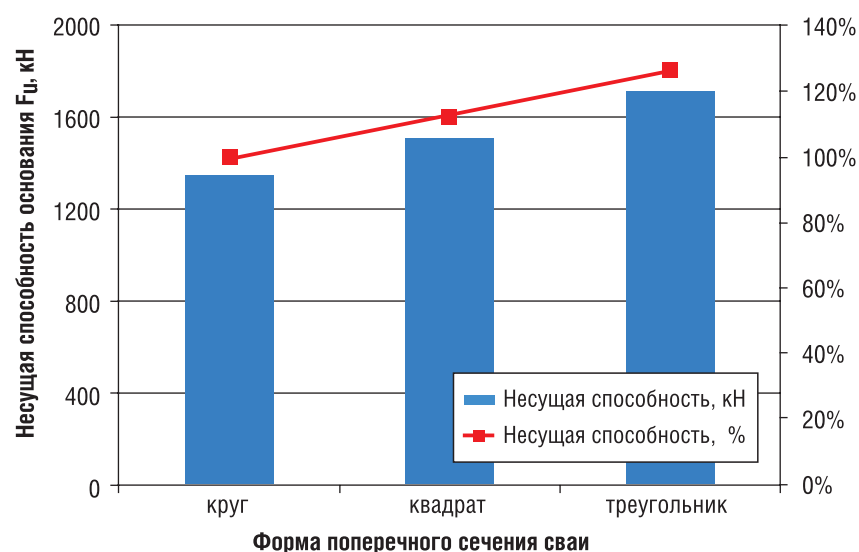
$$F_u = \gamma_t \gamma_c \left(RA + \sum_{i=1}^n R_{af,i} A_{af,i} \right), \quad (1)$$

где γ_t – температурный коэффициент, учитывающий изменения температуры грунтов основания из-за случайных изменений температуры наружного воздуха; γ_c – коэффициент условий работы основания; R – расчетное сопротивление мёрзлого грунта под нижним концом сваи, кПа; A – площадь опирания сваи на грунт, м²; $R_{af,i}$ – расчетное сопротивление мёрзлого грунта или грунтового раствора сдвигу по боковой поверхности смерзания сваи в пределах i -го слоя грунта, кПа; $A_{af,i}$ – площадь поверхности смерзания i -го слоя грунта с боковой поверхностью сваи, м²; n – число выделенных при расчете слоев многолетнемерзлого грунта.

В свою очередь, несущая способность F_d забивных свай трения, работающих на сжимающую нагрузку, при использовании многолетнемерзлых грунтов по принципу II определяется по формуле [10]:

$$F_d = \gamma_c (\gamma_{cr} RA + u \sum \gamma_{cf} f_i h_i), \quad (2)$$

РИС. 1. Влияние формы поперечного сечения вертикально нагруженных свай, используемых в многолетнемерзлых грунтах по принципу I, на их несущую способность по грунту основания



где γ_c – коэффициент условий работы сваи в грунте; γ_{cR} – коэффициент условий работы грунта под нижним концом сваи; R – расчетное сопротивление грунта под нижним концом сваи, кПа; A – площадь опирания сваи, м²; u – наружный периметр поперечного сечения ствола сваи, м; γ_{cf} – коэффициент условий работы грунта на боковой поверхности сваи; f_i – расчетное сопротивление i -го слоя грунта на боковой поверхности ствола сваи, кПа; h_i – толщина i -го слоя грунта, соприкасающегося с боковой поверхностью сваи, м.

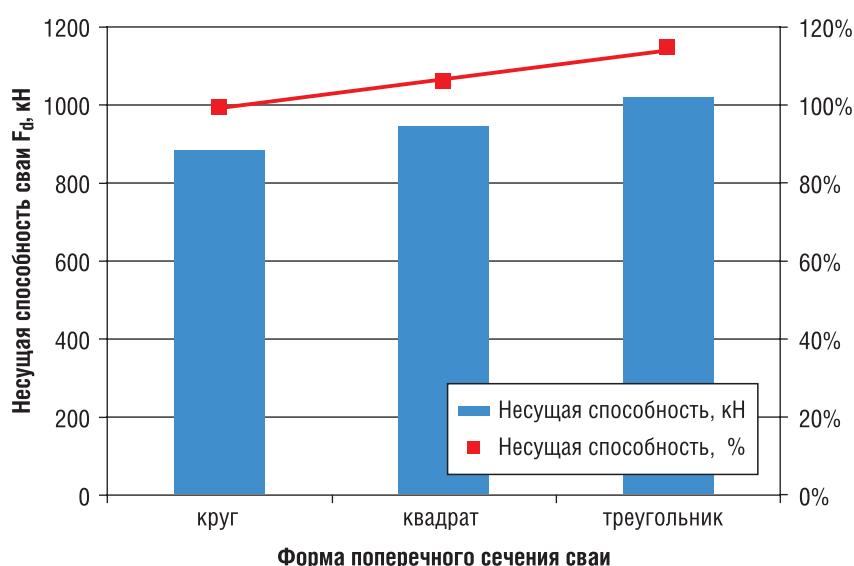
Несущая способность F_d набивных свай трения, работающих на сжимающую нагрузку, при использовании многолетнемерзлых грунтов по принципу II определяется по формуле [10]:

$$F_d = \gamma_c (\gamma_{cR} R A + \gamma_{cf} u \sum f_i h_i). \quad (3)$$

Анализ зависимостей (1)–(3) позволяет определить перспективные направления повышения несущей способности свай, работающих в многолетнемерзлых грунтах, при использовании последних как по принципу I, так и по принципу II. Одним из таких направлений может быть увеличение площади боковой поверхности сваи, контактирующей с грунтом, без увеличения площади её поперечного сечения, что позволяет при неизменности длины сваи обеспечивать одинаковый

расход строительных материалов для изготовления сваи. Очевидно, что увеличение площади контакта «боковая поверхность сваи–грунт», в свою очередь, обеспечивается увеличением длины периметра поперечного сечения. В формуле (1), в отличие от формул (2) и (3), значение периметра отсутствует в явном виде. Тем не менее, зная площадь поверхности смещения грунта с боковой поверхностью сваи и глубину её погружения в многолетнемерзлый грунт, можно выполнить расчет данного параметра.

РИС. 2. Влияние формы поперечного сечения вертикально нагруженных свай, используемых по принципу II, на их несущую способность по грунту основания

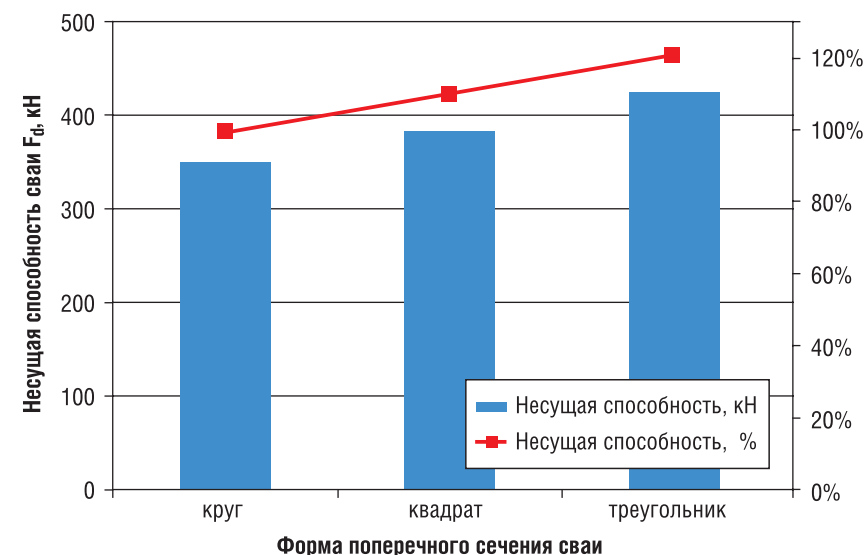


Для подтверждения предположения о влиянии формы поперечного сечения на несущую способность свай, работающей в многолетнемерзлых грунтах, был выполнен сравнительный расчёт. В качестве исходных данных для расчёта несущей способности вертикально нагруженной свай были использованы геометрические размеры сваи С100.35-А800 [11]. С учётом равенства площадей поперечного сечения исследуемых свай были рассчитаны геометрические размеры двух других сечений: круглого и треугольного.

При выполнении сравнительного расчёта по формуле (1) несущей способности основания F_u вертикально нагруженных свай, используемых в многолетнемерзлых грунтах по принципу I [1], были приняты следующие начальные условия и допущения:

- рассматриваемые сваи имеют одинаковую длину и равные площади поперечного сечения, что с удовлетворительной достоверностью обеспечивает примерно равный расход материалов на их изготовление;
- многолетнемерзлые грунты основания однородны по составу и представлены незасолёнными суглинками и глинами, с льдистостью $i_i < 0,2$, температура грунта не изменяется с глубиной и равна $T_0 = -1^\circ\text{C}$;

РИС. 3. Влияние формы поперечного сечения вертикально нагруженных свай трения, используемых по принципу II, на их несущую способность по грунту основания



- расчётные значения прочностных характеристик мерзлых грунтов приняты по справочным таблицам [1];
- в расчётах безразмерный температурный коэффициент γ_t , учитывающий изменения температуры грунтов основания из-за случайных изменений температуры наружного воздуха, принят равным единице $\gamma_t = 1$.

Результаты расчётов представлены графически на рисунке 1.

При выполнении сравнительного расчёта по формулам (2) и (3) несущей способности F_d соответственно забивных и набивных свай трения, работающих на сжимающую нагрузку и используемых по принципу II [10], были приняты следующие начальные условия и допущения:

- рассматриваемые сваи имеют одинаковую длину и равные площади поперечного сечения, что с удовлетворительной достоверностью обеспечивает примерно равный расход материалов на их изготовление;
- основания однородны по составу и представлены глинистыми грунтами с показателем текучести $I_L = 0,3$;
- расчётные сопротивления грунта под нижним концом сваи и на боковой поверхности приняты по справочным таблицам [10].

Результаты расчётов несущей способности F_d для забивных свай

трения представлены графически на рисунке 2, для набивных свай трения – на рисунке 3.

Лабораторные исследования

На базе научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» Омского государственного

РИС. 4. Лабораторный стенд для изучения усилий, возникающих в процессе погружения / извлечения моделей свай различной конструкции



технического университета были проведены стендовые испытания моделей свай (см. рисунок 4). В качестве формы поперечного сечения моделей были использованы круг, квадрат и равносторонний треугольник. В лабораторных исследованиях были использованы модели, изготовленные, как из бетона, так и из дерева (см. рисунок 5). Обязательным условием при изготовлении моделей из выбранного материала было соответствие равенство между собой площадей поперечного сечения и длин моделей:

$$\begin{cases} A_{\text{круг}} = A_{\text{квадрат}} = A_{\text{треугольник}} \\ L_{\text{круг}} = L_{\text{квадрат}} = L_{\text{треугольник}} \end{cases}, \quad (4)$$

где A – площадь поперечного сечения соответствующей формы модели, м²; L – длина модели, м. Как для моделей, изготовленных из бетона, так и для моделей, изготовленных из дерева, площадь поперечного сечения A равнялась 0,001024 м², а длина моделей L составила 0,240 м.

Условия нагружения модели имитировали погружение сваи вдавливанием в дисперсный несвязный грунт (принцип II). В качестве дисперсного несвязного грунта был использован воздушно-сухой песчаный грунт средней крупности. Скорость погружения для всех моделей была постоянной и равнялась $1,25 \cdot 10^{-3}$ м/с.

В ходе лабораторных исследований при погружении моделей в песчаный грунт регистрировалось изменение усилия вдавливания (см. рисунок 6).

РИС. 5. Модели свай, изготовленные из бетона (А) и дерева (Б)

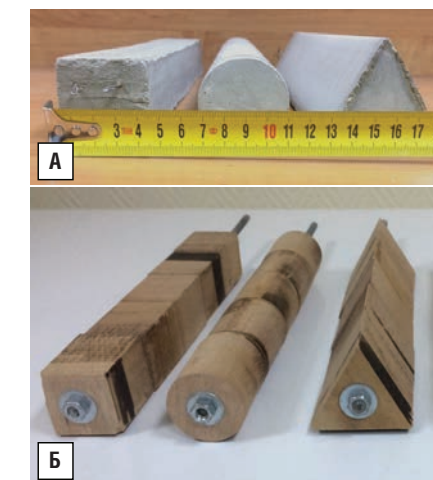


РИС. 6. Изменение усилия вдавливания с течением времени для моделей свай, изготовленных из дерева, с различной формой поперечного сечения

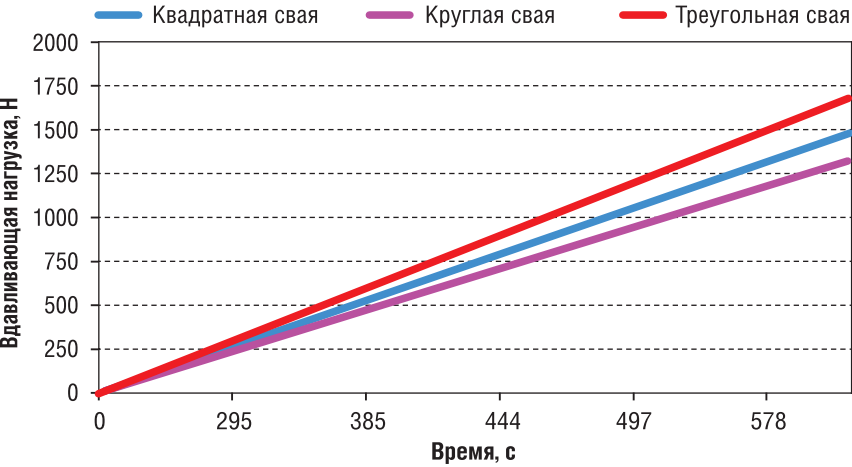
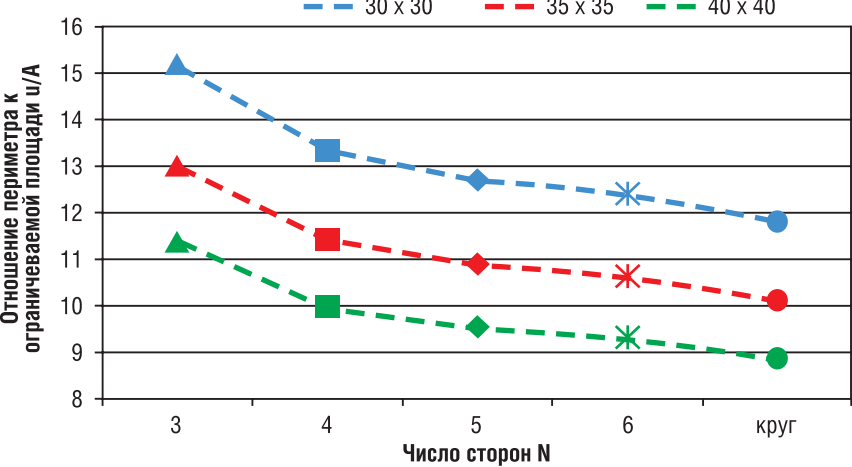


РИС. 7. Влияние числа сторон N равностороннего N-угольника на отношение u/A для различных площадей поперечного сечения свай (по ГОСТ 19804-2012)



Обсуждение

Ранее выполненными исследованиями была показана принципиальная возможность повышения несущей способности сваях по грунту основания [12]. Для анализа перспектив использования поперечных сечений свай, отличных от

традиционных форм, таких как круг и квадрат, предлагается использовать численный параметр, характеризующий отношение периметра к площади, им ограничиваемой – u/A (см. рисунок 7). Очевидно, что чем больше его величина, тем большее расчётное сопротивление грунта на боковой поверхности сваи будет достигнуто.

Как видно из представленных графиков, наибольший выигрыш по несущей способности сваи за счёт её боковой поверхности будет достигнут при использовании в качестве формы поперечного сечения равностороннего треугольника. Рост величины параметра u/A для треугольника по сравнению с квадратом составляет 14%, по сравнению с кругом – 28,6%. В то же время рост величины параметра u/A для квадрата по сравнению с кругом составляет всего 12,8%. Очевидно, что полученные численные данные характеризуют максимальное, достижимое только теоретически, значение возможного увеличения несущей способности сваях свай.

По результатам выполненных расчётов на основе существующих инженерных методик (1)–(3) было уточнено, вне зависимости от принципа использования многолетнемерзлого грунта, влияние формы поперечного сечения сваи на её несущую способность (см. таблицу 1).

Анализ полученных данных подтверждает значимое увеличение несущей способности сваях и перспективность при использовании в качестве поперечного сечения равностороннего треугольника в сравнении как с круглым, так и с квадратным сечениями. Имеющий место разброс полученных значений увеличения несущей способности сваи обусловлен не только принципом использования многолетнемерзлых грунтов, но и самими грунтами (их составом и свойствами), а также геометрическими параметрами сваи, характером применяемых для устройства свайных фундаментов технологий и рядом других факторов.

Полученные теоретические данные получили подтверждение в ходе

ТАБЛИЦА 2. Максимальное усилие вдавливания моделей свай в песчаный грунт

Форма поперечного сечения модели	Круг	Квадрат	Треугольник
Максимальное усилие вдавливания	1325 Н	1484 Н (+ 12,0 %)	1679 Н (+ 26,7 %)

выполнения лабораторных исследований с моделями свай, имеющими различную форму поперечного сечения (см. таблицу 2).

Как видно из представленных данных, наибольший прирост в 26,7 % максимального усилия вдавливания по сравнению с цилиндрической моделью наблюдался при испытании модели с треугольным поперечным сечением. У модели с квадратным поперечным сечением этот прирост составил всего 12 %. Наблюдаемый прирост максимального усилия вдавливания для модели с треугольным сечением по сравнению с моделью имеющей квадратной сечение составил 13,1 %.

Заключение

Решение проблемы снижения капитальных затрат на этапе строительства зданий и сооружений технологической инфраструктуры нефтяной и газовой отрасли возможно, в том числе, и благодаря внедрению прогрессивных конструкций свайных фундаментов [13, 14]. Результаты выполненных исследований позволяют сделать вывод о перспективности использования прогрессивных конструкций сваях свай с поперечным сечением в форме равностороннего треугольника в условиях многолетнемерзлых грунтов. Предлагаемое

конструктивное решение позволяет рационально использовать строительные материалы, обеспечивая одновременно снижение массы изделия без ухудшения его эксплуатационных свойств. Уменьшение массы изделия, в свою очередь, приведёт к снижению транспортных расходов, доля которых при освоении новых месторождений традиционно достаточно велика. Кроме того, необходимо отметить и такое важное качество предлагаемого решения, как простота технологии изготовления свай с треугольным поперечным сечением, что, очевидно, должно способствовать быстрому и безболезненному освоению производством новой продукции. ●

Литература

1. СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88».

2. Gruzin, A. V. The Artificial Additives Effect to Soil Deformation Characteristics of Oil and Oil Products Storage Tanks Foundation / A.V. Gruzin, V.V. Tokarev, V.V. Shalai, Yu.V. Logunova // Procedia Engineering. – 2015. – №113. – pp. 158-168. – DOI: 10.1016/j.proeng.2015.07.311.

3. Абраменков Д.Э., Грузин А.В., Грузин В.В., Нуждин Л.В. Технология и механизация подготовки оснований и устройства свайных фундаментов / Под общ. ред. В.В.Грузина. – Караганда: Болашак-Баспа, 2002. – 264 с.

4. Абраменков Д.Э. Средства механизации и технология строительного производства: монография / Д.Э. Абраменков, А.В. Грузин, В.В. Грузин ; под общ. ред. д.т.н., проф. З.А. Абраменкова. – Saarbrücken, Germany: Palmarium academic publishing, 2012. – 327 с.

5. Gruzin A.V. Theoretical researches of rammer’s operating element dynamics in a soil foundation of oil and oil products storage tank / A.V. Gruzin, V.V. Gruzin, V.V. Shalay // Procedia Engineering. – 2016. – № 152. – pp. 182–189. – DOI: 10.1016/j.proeng.2016.07.689.

6. Русанова А.Д. Забивная свая повышенной несущей способности / А.Д. Русанова, А.Ю. Ваганов, Е.О. Фомин, А.В. Грузин // Россия молодая: передовые технологии – в промышленность. – 2015. – № 2. – С. 131–135.

7. Грузин А.В. Влияние геометрии фундаментов объектов трубопроводного транспорта углеводородов на пространственное распределение сжимающих напряжений в их грунтовых основаниях / А.В. Грузин, В.В. Грузин // Деловой журнал Neftegaz.RU. – М.: ООО Инф. агентство Нeftegaz.RU интернэшнл. – 2017. – № 12. – С.18–25.

8. Gruzin A.V. Method of the cast-in-place friction pile well walls local soil compaction [Electronic resource] / A.V. Gruzin, V.V. Gruzin // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1050. – DOI: 10.1088/1742-6596/1050/1/012031.

9. Грузин А.В., Грузин В.В. Приём локального уплотнения грунта стенок скважины сваях набивной сваи // Проблемы машиноведения: материалы II Междунар. науч.-техн. конф. (Россия, Омск, 27–28 февр. 2018 г.). – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2018. – С. 50–55.

10. СП 24.13330.2011 «Свайные фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85».

11. ГОСТ19804-2012 «Сваи железобетонные заводского изготовления. Общие технические условия».

12. Грузин А.В., Грузин В.В. Анализ удельной несущей способности свай с различной формой поперечного сечения // Актуальные проблемы современности: Международный научный журнал. – Караганда: Болашак-Баспа, 2009. – № 12 (46). – С. 27–30.

13. Свая : иннов. пат. 29424 Республика Казахстан, МПК7 E02D 5/30, E02D 27/35 / В.В. Грузин, А.В. Грузин, А.П. Ищенко, Л.С. Щеглов, В.М. Смирнов, Т.К. Балгабеков; заявитель и патентообладатель АО «Казахский агротехнический университет им. С. Сейфуллина. – №2014/0112.1; заявл. 03.02.14; опубл. 25.12.14., Бюл. № 12. – 1 с.: ил.

14. Свая : пат. 2594499 Российская Федерация, МПК7 E02D 5/30 / А.В. Грузин, А.Д. Русанова, Л.Б. Антропова, А.Ю. Ваганов, Е.О. Фомин; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Омский государственный технический университет». – № 2015111914/03; заявл. 01.04.15; опубл. 20.08.16, Бюл. № 23. – 1 с.: ил.

KEYWORDS: *hanging pile, the soil bearing capacity, the cross section.*

ТАБЛИЦА 1. Несущая способность сваях свай по грунту основания

Принцип использования многолетнемерзлых грунтов		Форма поперечного сечения сваи		
		Круг	Квадрат	Треугольник
Принцип I		1357 кПа	1516 кПа (+ 11,7 %)	1712 кПа (+ 26,2 %)
Принцип II	Забивная	890 кПа	950 кПа (+ 6,7 %)	1022 кПа (+ 14,8 %)
	Набивная	352 кПа	385 кПа (+ 9,4 %)	426 кПа (+ 21,0 %)



ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТРАНСПОРТНО- КОММУНИКАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ

Митько Арсений Валерьевич,
вице-президент, председатель
Совета молодых учёных Севера
Арктической общественной
академии наук, кандидат
технических наук, доцент

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ РОЛЬ ТРАНСПОРТНО-КОММУНИКАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ АРКТИКИ, В РЕШЕНИИ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ РОССИЙСКОГО СЕВЕРА, А ТАКЖЕ ДАЕТСЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РАЗВИТИЯ ЕЁ ЭЛЕМЕНТОВ В СИСТЕМЕ МЕЖДУНАРОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ УЧАСТИЯ КИТАЯ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ РАЗВИТИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ И ПРАКТИЧЕСКОГО УЧАСТИЯ В ТРАНСПОРТНЫХ ОПЕРАЦИЯХ НА ТРАССАХ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ

THE ARTICLE DISCUSSES THE ROLE OF THE TRANSPORT AND COMMUNICATION SYSTEM OF THE ARCTIC IN SOLVING THE SOCIO-ECONOMIC PROBLEMS OF THE RUSSIAN NORTH, AND ALSO PROVIDES AN ECONOMIC ASSESSMENT OF THE FEASIBILITY OF DEVELOPING ITS ELEMENTS IN THE SYSTEM OF INTERNATIONAL COOPERATION AND EVALUATING THE PROSPECTS FOR CHINA'S PARTICIPATION IN SOLVING PROBLEMS OF INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT AND PRACTICAL PARTICIPATION IN TRANSPORT OPERATIONS ROUTES OF THE NORTHERN SEA ROUTE

Ключевые слова: транспортно-коммуникационная система, Арктика, ледокольный флот, Северный морской путь, запасы углеводородов.

Арктика – важный стратегический регион, являющийся зоной интересов не только арктических государств – России, США, Канады, Дании, Норвегии, но и Европейского союза и других стран с развитой экономикой, таких как Китай и Япония. Через Арктику проходят кратчайшие морские пути между Европой и Тихоокеанским регионом. В связи с ростом экономического сотрудничества со странами Азиатско-Тихоокеанского региона наблюдается устойчивая тенденция переориентации грузопотоков на восточное направление. Арктическая транспортная система включает Северный морской путь, автодорожную, речную, авиационную, железнодорожную и автомобильную составляющую, а также береговую инфраструктуру (порты, средства навигационно-гидрографического и гидрометеорологического обеспечения, связи).

Развитие транспортной системы арктических территорий для обеспечения перевозок по меридиональному международному транспортному коридору предусматривает как модернизацию имеющейся портовой инфраструктуры, так и создание новых портово-производственных комплексов в Арктической зоне Российской Федерации, осуществление дноуглубительных работ на основных арктических речных магистралях.

Масштабные проекты по строительству арктических заводов по производству сжиженного природного газа (далее – СПГ) невозможно осуществить без форсированного развития транспортной инфраструктуры. Поэтому уже в прошлом году на северо-восточном побережье полуострова Ямал на принципах государственно-частного партнерства начал строиться новый российский арктический морской порт Сабетта, через который доставляется большая часть грузов для строительства завода «Ямал СПГ» и обустройства Южно-Тамбейского газового месторождения. Из морского порта Сабетта, в строительство которого федеральный бюджет вкладывает более 47 млрд рублей, будут отправляться в Европу и Азию танкеры с российским арктическим СПГ.

Северный морской путь в ближайшей перспективе должен стать одной из самых востребованных мировых логистических трасс. Развитие заполярных территорий России обеспечит энергетическую и экономическую безопасность нашего государства

ФАКТЫ

100 МЛН Т

– такой объем перевозок необходимо обеспечить к 2030 г. по СМП

в условиях обостряющейся геополитической обстановки. По данным экспертов, только неразведанные запасы традиционных углеводородов в Арктике составляют около 30% общего объема неразведанных запасов природного газа в мире, 13% общего объема неразведанных запасов нефти и 20% мировых запасов газового конденсата, большая часть которых находится в ее российской части, на долю которой приходится 40% всех Арктических территорий планеты.

Важнейшие задачи развития Северного морского пути предусматривают его сохранение как единой национальной и транзитной транспортной магистрали России, обеспечение его устойчивого и безопасного функционирования в интересах социально-экономического развития страны, транзитных и региональных перевозок, защиту приоритета российского флота и укрепления позиций России в Арктике. Созданная в России за последние годы система регулирования безопасности судоходства и охраны морской среды в акватории Северного морского пути, по результатам правоприменительной практики в навигации 2017 года подтвердила свою эффективность.

Благодаря освоению Арктики появилась возможность круглогодичной транспортировки грузов между Европой и Юго-Восточной Азией по Северному морскому пути вдоль российского побережья Северного Ледовитого океана. Сейчас большая часть этих грузов перемещается на океанских судах по «южному» маршруту –



через Индийский океан и Суэцкий канал. Однако их доставка по СМП на треть короче «южного» пути и более безопасна.

Созданы и развиваются системы комплексной безопасности арктического судоходства, управления транспортными потоками в районах интенсивного движения судов, включая навигационно-гидрографическое, гидрометеорологическое, ледокольное и иные виды обеспечения, аварийно-спасательные центры. Кроме модернизации транспортной инфраструктуры Арктической зоны, ведется модернизация арктического транспортного флота и обновление ледокольного флота на основе современных технологий в рамках реализации государственных программ строительства ледоколов, в том числе с ядерными энергетическими установками.

С модернизацией Северного морского пути тесно связано создание эффективной системы авиационного обслуживания северных районов на базе глубокой модернизации аэропортовой сети и развития малой авиации.

Основной задачей авиационного транспорта Арктики в предстоящие годы должно стать полное удовлетворение спроса населения на воздушные перевозки и обеспечение его доступности. Крупными транспортно-логистическими узлами (арктическими хабами) для магистральных и международных перевозок станут аэропорты Мурманска, Архангельска и Анадыря. Аэропортами федерального значения будут Нарьян-Мар, Салехард, Норильск, Хатанга, Тикси, Певек.

Ведется оснащение местных аэропортов современными системами захода на посадку (ГЛОНАСС), новыми воздушными судами малой авиации и легкими многофункциональными вертолетами. В рамках развития транспортной системы Арктической зоны Российской Федерации, планируется формирование опорной сети автомобильных дорог, входящих в состав международных транспортных коридоров и интегрированными с евразийскими транспортными системами. Основные перспективы социально-экономического развития Арктической зоны Российской Федерации в части развития железнодорожной инфраструктуры связаны с реализацией масштабных проектов «Белкомур» (Архангельск – Сыктывкар – Пермь), общей протяженностью 1 161 км, и «Северный широтный ход» (Салехард – Надым – Пангоды – Новый Уренгой – Коротчаево), общей протяженностью 707 км, обеспечивающих расширение пропускной способности действующих и создание новых железнодорожных линий.

Вместе с тем Арктическая зона станет местом испытаний и внедрения новых видов внедорожного транспорта, новых летательных аппаратов (экранопланов, дирижаблей), судов на воздушной подушке. Уже сегодня арктическое побережье оснащено

ФАКТЫ

к 2020 г.

необходимо построить 50 танкеров-нефтевозов дедевитом 20–70 и 80–100 тыс. т; 30 судов-газовозов вместимостью 150–200 тыс. м³, по 10 сухогрузных судов дедевитом 10–25 и 40–70 тыс. т, 7 крупнотоннажных контейнеровозов

контрольно-корректирующими станциями ГЛОНАСС, и успешно проведены натурные испытания отечественной системы низкоорбитальной спутниковой связи «Гонец», что позволяет обеспечить национальный суверенитет над информационными потоками и обеспечивает связь в отдаленных малонаселенных арктических поселениях.

Модернизация и развитие арктической транспортной системы (включая развитие ледокольного флота нового поколения) обеспечит всестороннее развитие российского сектора Арктики повысит транзитный потенциал России, а также будет способствовать улучшению условий жизни коренных, малочисленных народов Севера.

Правовые аспекты

С принятием Федерального закона от 28 июля 2012 г. № 132-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части государственного регулирования торгового мореплавания в акватории Северного морского пути», Правил плавания в акватории Северного морского пути, утвержденных приказом Минтранса России от 17 января 2013 г. № 7, приказов ФСТ России от 4 марта 2014 г. № 45-т/1 «Об утверждении тарифов на ледокольную проводку судов, оказываемую ФГУП «Атомфлот» в акватории Северного морского пути» и № 46-т/2 «Об утверждении Правил применения тарифов на ледокольную проводку судов в акватории Северного морского пути» (прилагаются), а также созданием федерального государственного казенного учреждения «Администрация Северного морского пути» (распоряжение Правительства Российской Федерации от 15 марта 2013 г. № 358-р «О создании федерального государственного казенного учреждения») создана стройная система регулирования вопросов по обеспечению безопасности судоходства и охране морской среды в акватории Северного морского пути, которая по результатам правоприменительной практики подтвердила свою эффективность.

Планы Поднебесной

Среднесрочные планы Поднебесной в отношении СМП поражают масштабностью: КНР заявляет, что к 2020 году каждая шестая тонна национального экспорта будет отправляться по СМП, причем эти перевозки будут обеспечивать китайские, а не российские ледоколы. Китай уже строит на верфях Финляндии второе ледокольное судно, а также планирует строить атомные суда для полярных исследований – государство уже выделило средства на исследования и разработку соответствующих технологий.

Невольно возникает вопрос, как рост присутствия Китая в Арктике отразится на позициях России в этом регионе? Мнения экспертов разделяются: одни уверены в непоколебимости российских позиций и рассматривают Китай как дополнительный фактор экономического развития данной территории, другие говорят о неизбежной потере Россией своих транзитных преимуществ как обратной стороне наращивания арктического присутствия Китая и характеризуют ситуацию как опасную, вплоть до угрозы военных действий. Как бы то ни было, очевидно, что «китайский фактор» начал менять Севморпуть, и с этим России приходится считаться.

Интерес Китая к Арктике возник не в одночасье, а формировался в течение нескольких лет. Китайцы начали изучать Арктический бассейн с середины 90-х годов прошлого столетия в ходе арктических экспедиций, а уже в 2000-х годах стали озвучивать весьма амбициозные планы в отношении своего присутствия в пределах СМП. Так, согласно исследованию «Китай готовится к Арктике, свободной ото льда», опубликованному Стокгольмским институтом исследования проблем мира (SIPRI) в 2010 году, Китай придает возрастающее значение последствиям таяния льдов в Северном Ледовитом океане в результате изменения климата, а следовательно, и перспективам свободной навигации в Арктике в летние месяцы. «Перспективы свободной навигации в Арктике в летние месяцы, благодаря чему торговые пути станут короче и появится доступ к нетронутым энергоресурсам, подтолкнули китайское правительство выделить большие средства на исследование Арктики», – отмечается в документе.

В августе 2012 года китайское судно Xuelong («Сюэлу», или «Снежный дракон») в рамках пятой арктической экспедиции КНР прошло от Чукотского до Баренцева моря, затем свернуло в Норвежское море – так состоялся первый в новейшей истории проход китайского судна по СМП. Путь, который считается будничным плаванием для русских, китайцы обозначили как «открытие морского пути из Азии в Европу». На первый взгляд звучит пафосно, однако, если вдуматься, то для Китая это действительно открытие в экономическом плане. Экономические выгоды Китая при доставке товаров в Европу по СМП, по сравнению с использованием традиционных торговых путей, очевидны: маршрут из Шанхая до Гамбурга через СМП, проходящий

ФАКТЫ

к 2030 г.

потребуется построить 2 атомных ледокола мощностью 60 МВт и лидер мощностью 110–130 МВт

от Берингова пролива на востоке до Новой Земли на западе, на 6400 км короче южного, идущего через Малаккский пролив и Суэцкий канал. Экономия времени прохождения судов составляет порядка 20 суток. Если в среднем судно тратит за сутки 50–60 тонн топлива при цене около \$600–700, то экономия в денежной форме при использовании СМП составит около \$600 тыс. за рейс [3].

Во многих СМИ «Снежный дракон» называют ледоколом, но это не совсем так. «Снежный дракон» – это судно класса «Витус Беринг» (проект 10621), построенное на Херсонском судостроительном заводе в 1993 году. Это не ледокол в классическом понимании, а судно-снабженец усиленного ледового класса. Строительство таких судов в СССР было связано с необходимостью снабжения населенных пунктов и объектов на трассе Севморпути. После распада Советского Союза эти суда оказались в разных странах и стали использоваться ими главным образом для арктических и антарктических экспедиций.

Сначала его предполагалось использовать только для научно-исследовательских экспедиций в Антарктику, но, как видим, постепенно спектр его применения расширился. Это стало возможным во многом благодаря техническим характеристикам судна. «Снежный дракон» способен преодолевать льды толщиной 1–1,5 м, оснащен универсальной системой погрузки и выгрузки, которая предусматривает как вертикальный, так и горизонтальный способ ведения грузовых операций. Водоизмещение судна составляет 21 тыс. тонн. На судне имеется вертолетная площадка, способная принимать тяжелые вертолеты, оно оборудовано и аппаратным устройством. «Снежному дракону» не нужны специально оборудованные причалы, он может доставлять грузы к любому берегу и даже к ледовому припаю. Вместе с тем перспектива использования «Снежного дракона» для регулярных коммерческих рейсов по СМП у экспертов вызывает определенные сомнения, что

логично хотя бы потому, что изначально судно сооружалось под другие задачи. Это судно с достаточно малым объемом трюмов и небольшой для своих размеров контейнеровместимостью и в то же время с требуемыми для обеспечения предусматривавшейся проектом ледопроходимости тяжелым корпусом, мощной энергоустановкой и «ледовым» винтом, поэтому коммерческий эффект перевозок будет минимальным. Кроме того, поскольку судно было приспособлено для выполнения функций научно-исследовательского и научно-экспедиционного судна, это не могло не повлечь дополнительного снижения его грузоподъемности и грузоместимости. Впрочем, скепсис скепсисом, но эксплуатация «Снежного дракона» уже позволила Китаю начать подготовку собственных специалистов по ледокольному флоту, а, как известно, «кадры решают всё». Если в 1990-е годы тренировки китайских экипажей осуществлялись под руководством украинского капитана, то теперь Китай располагает командой подготовленных специалистов и в целом готов к реализации конкретных проектов по проводке судов. Также эксперты с большой вероятностью предполагают, что уже готовится и смена собственных китайских капитанов ледокольного флота. А ведь подготовка капитанов ледокольного флота сопоставима с подготовкой космонавтов.

В настоящее время Китай ведет строительство ряда ледокольных судов. Заказ на разработку первого из этой серии получила финская компания Aker Arctic: соответствующий контракт был заключен летом 2012 года с Государственным океанографическим управлением КНР совместно с Управлением КНР по делам Арктики и Антарктики и Институтом полярных исследований КНР. Стоимость проекта составляет более 5 млн евро. Судно, запроектированное финской компанией, будет первым созданным в Китае ледоколом, то есть словосочетание «китайский ледокол» обретет буквальное значение. Как сообщают официальные источники в КНР, необходимость его строительства связана с «удовлетворением возросших потребностей Китая в полярных научных исследованиях». Судно будет оснащено передовым научным оборудованием для исследований в области сезонной полярной морской геологии, морских гравитационных, магнитных и сейсмических исследований, а также отбора проб для мониторинга изменения климата. Сообщается, что данное судно возьмет на себя миссию действующего китайского ледокольного судна «Снежный дракон» на участках со сложной ледовой обстановкой. Новое судно будет оснащено вертолетной площадкой, на его борту смогут размещаться до 90 человек. Ледокол будет иметь длину более 120 м, максимальную ширину 22,3 м, осадку 8,5 м. Льды толщиной 1,5 м оно сможет преодолевать на скорости 2–3 узла. Ледокол будет иметь двойную классификацию: Китайского классификационного общества (CCS) и судоходного регистра Lloyds.

Как считают эксперты, по размерам и отдельным аспектам назначения строящееся китайское судно сравнимо с недавно построенными на верфях России дизель-электрическими ледоколами

ФАКТЫ

Необходима разработка общегосударственной программы создания системы арктических портов

«Москва» и «Санкт-Петербург» (проект 21900), а также научно-исследовательским судном «Академик Трешников» (проект 22280). Ледоколы проекта 21900 представляют собой двухпалубные суда с двумя полноповоротными винторулевыми колонками суммарной мощностью 16 МВт и предназначены для обеспечения проводок крупнотоннажных судов и танкеров шириной 40–50 м в российские порты Северо-Западного региона в зимний период, для буксировки судов и других плавучих сооружений во льдах и на чистой воде, тушения пожаров на плавучих объектах и других сооружениях, выполнения аварийно-спасательных работ и оказания помощи судам, терпящим бедствие в ледовых условиях и на чистой воде.

Сейчас на Выборгском судостроительном заводе ведется постройка еще трех таких ледоколов по усовершенствованному проекту 21900М, место их предстоящей эксплуатации – СМП. Мощность на валах – 17,4 МВт, ледопроходимость (продвижение непрерывным ходом в сплошном ледяном поле) – до 1,5 м. Эти суда представляют собой вероятный максимум по части ледовых качеств в ущерб мореходности и экспедиционным качествам. Что касается судна «Академик Трешников», то оно предназначено для обеспечения деятельности Российской антарктической экспедиции. Его основными задачами являются доставка груза и замена персонала антарктических станций, проведение научно-исследовательских работ и изучение природных процессов и явлений в океане, вывоз отходов и мусора из Антарктики. Это двухпалубное судно с развитым баком и носовой грузовой площадкой, с развитой в корму средней надстройкой, кормовой вертолетной площадкой и вертолетным ангаром со средним расположением машинных помещений, двухвальной дизель-электрической энергетической установкой переменного тока, с винтами фиксированного шага, носовым и кормовым подруливающими устройствами, с грузовыми танками, помещениями для перевозки взрывоопасных грузов,

сухогрузными и рефрижераторными трюмами. Ледопроходимость при скорости 2 узла – 1,1 м. В целом судно обладает хорошими мореходными и экспедиционными качествами при приемлемых ледовых качествах. Характеристика построенных российских судов лишний раз подтверждает, что чудес в технике не бывает и одно качество судна (например, ледокольное) обычно жертвуется в пользу другого (например, экспедиционного). В связи с этим можно предположить, что и китайскому ледоколу будут присущи определенные ограничения. Однако окончательные выводы можно будет сделать только по результатам его эксплуатации.

В начале текущего года пресс-служба Академии военных наук Народно-освободительной армии КНР сообщила, что в перспективе Китай планирует использовать для проведения полярных исследований атомные суда. «По сравнению с кораблями, на которых стоят обычные двигатели, атомные суда надежнее и не нуждаются в регулярной дозаправке, что делает обоснованным их использование в полярных экспедициях», – говорится в сообщении. Также там отмечается, что скоро крупнейшая китайская судостроительная компания China Shipbuilding Industry Corp. намерена начать разработку технологий конструирования атомных судов для полярных исследований. Правительство Китая уже выделило средства одному из исследовательских центров корпорации на исследования в сфере технологий создания кораблей на ядерном топливе. Данное заявление вызывает два вопроса. Первый: сможет ли Китай создать собственные атомные технологии? И второй: если Китай создаст свои атомные ледоколы, будут ли они допущены для работы на СМП?

Сейчас КНР не располагает гражданскими атомными реакторами, пригодными для работы на судах, имеются только реакторы для ВМФ («лодочные») достаточно давней разработки. Но в будущем всё может измениться – в КНР уже развернута программа создания корабельного атомного реактора нового поколения в связи с планами по строительству атомных авианосцев. Теоретически такие реакторы можно будет использовать и на коммерческих судах, однако их эффективность не будет высокой, как, впрочем, и любое другое конверсионное решение. Что касается возможности создания «гражданских» реакторов малой мощности – это вопрос трудно предсказуемый по времени, инвестициям и результату. Для достижения намеченной цели Китай может пойти по пути накопления опыта, то есть построить «пробный» ледокол, эксплуатировать его, невзирая на издержки, и постепенно собирать ценную статистику, с тем чтобы в перспективе построить усовершенствованное судно.

Российские перспективы

В обозримой перспективе Китай если и сможет стать конкурентом России на СМП, то только в сегменте перевозчиков, но никак не в сегменте ледокольного флота. Согласно «Правилам

ФАКТЫ

17,4 МВт

мощность на валах ледоколов, строящихся на Выборгском судостроительном заводе, место их предстоящей эксплуатации – СМП

Все проливы, все прибрежные воды СМП входят в категорию российских внутренних вод

плавания в акватории Северного морского пути» по СМП могут проходить иностранные суда (в акватории СМП действует разрешительный порядок плавания судов), однако ледокольную проводку могут обеспечивать только ледоколы, имеющие право плавания под государственным флагом РФ. Все проливы, все прибрежные воды СМП входят в категорию российских внутренних вод, и чтобы в них попасть, иностранному ледоколу нужно специальное разрешение на уровне правительства РФ. В настоящее время сложно прогнозировать какие-либо изменения в «Правилах плавания в акватории Северного морского пути», но, на взгляд экспертов, нельзя исключать ситуацию, когда подобный шаг будет вызван объективной необходимостью. В настоящее время поколение российских атомных ледоколов типа «Арктика» уже вырабатывает свой ресурс: в отстое уже находятся два первых ледокола – «Арктика» и «Сибирь», дорабатывает свой срок «Россия», которая сегодня работает только в Белом море.

Между тем можно сказать, что с финансированием строительства новых российских атомных ледоколов вопрос окончательно не решен. Не может ли получиться так, что, пока наша страна будет размышлять на эту тему, Китай разработает и построит свои собственные ледоколы, а нам ничего не останется, как перейти на их использование? Пока этот вопрос скорее риторический, но в свете существующих в России и Китае тенденций в отношении СМП подобная перспектива уже не выглядит фантастической. Также следует отметить, что ряд участников рынка и экспертов сегодня склоняются к тому, что в скором времени без атомных ледоколов в Арктике можно будет если не обойтись, то использовать их только при необходимости в связи с облегчением ледовой обстановки, вызванной потеплением в Арктике. (Не этим ли руководствуется российское правительство, сокращая финансирование ледокольной программы?) Но в данном вопросе не всё так очевидно.

Сейчас много говорят о таянии льдов в Арктике и прогнозируют, что в скором времени атомные ледоколы будут вовсе не нужны, но не надо забывать, что есть и научная точка зрения о том, что потепления в Арктике не будет, и она не менее авторитетна. Вне зависимости от того, будет наблюдаться потепление или нет, в зимний период в обозримом будущем без атомных ледоколов не обойтись.

Как видим, предположения о том, что Россия может ослабить свои позиции на СМП, как под действием «китайского фактора», так и вследствие корректировки собственных планов, вовсе не надумана. Китай постепенно проявляет всё больший интерес к освоению СМП, выделяет на это государственные средства и принимает соответствующие государственные программы. По мере того как его интересы и намерения будут переходить в конкретные действия, ситуация на СМП, естественно, будет меняться. А это для России как минимум повод насторожиться и отнестись к ситуации более внимательно.

Пока же наше государство заключает контракты с Китаем на совместное освоение СМП, не особо заботясь о том, кто в конечном итоге будет получать львиные доли прибылей от использования арктического транзитного пути и оказания на нем соответствующих услуг, чьи суда, ледоколы и специалисты будут работать на СМП в ближайшее время и быть ли на самом деле в Российской Арктике атомному ледокольному флоту.

Заслуживает внимания экспертное мнение посла по особым поручениям Министерства иностранных дел РФ, представителя России в Арктическом совете Антона Васильева:

– Россия заинтересована в использовании «фактора Китая» в развитии Арктики в целом и Северного морского пути (СМП) в частности. Сотрудничество развивается стабильно, и никаких неприятных сюрпризов от Китая в этой сфере мы не ожидаем.

Экономический интерес России связан, во-первых, с тем, что Китай представляет собой емкий рынок сбыта российских углеводородов, которые планируется добывать в районе СМП. Во-вторых, и Китай, и Россия заинтересованы в развитии транзита по СМП, который предоставляет дополнительные экономические преимущества прежде всего странам Европы и Восточной Азии. При этом приоритетом российской политики в Арктике по очевидным причинам является сотрудничество с государствами, расположенными в Арктическом регионе. И все основные «правила игры» в Арктике должны устанавливаться ими – восемью приарктическими государствами, входящими в Арктический совет, разумеется, при соблюдении норм международного права. Что касается отношений с неарктическими государствами, которые стремятся к статусу наблюдателей Арктического совета, – к ним в настоящее время относится и Китай, – то они строятся на основе целого ряда принципов, отраженных в принятых Арктическим советом

ФАКТЫ

В 2011 г.

принято решение ввести единый, без подразделения на категории, статус наблюдателя

в 2011 году «Критериях наблюдателей Арктического совета».

Основной из них – уважение неарктическими государствами суверенитета, суверенных прав и юрисдикции стран Арктического совета. Также среди важнейших критериев – содействие реализации целей Арктического совета (укрепление сотрудничества, взаимодействия и координации между государствами – членами Совета), уважение культуры, традиций и специфики жизненного уклада коренных народов Севера. Если государство заявляет о намерении получить статус наблюдателя в Арктическом совете – оно должно соответствовать этим критериям и принять обязательства по их соблюдению.

Относительно статуса наблюдателей Арктического совета хочу пояснить. До недавнего времени существовало две категории наблюдателей – временный и постоянный. Но на министерской сессии Арктического совета в Нууке (Гренландия) в мае 2011 года было принято решение ввести единый, без подразделения на категории, статус наблюдателя. Для пяти соискателей статуса наблюдателя, которые подали заявки до установления нового правила (к ним относится и Китай, подавший заявку в 2006 году), Арктический совет в порядке исключения продлил действие статуса «временный наблюдатель». Эти временные привилегии сохраняются до ближайшей сессии министров Арктического совета.

В любом случае получение КНР статуса наблюдателя Арктического совета не сможет изменить положения дел в Арктике и повлиять на позиции России в регионе: этот статус просто дает возможность наблюдать за ходом деятельности Арктического совета и в какой-то степени участвовать в его работе. В целом в Арктике ситуация сегодня позитивная, стабильная и предсказуемая, а ее главной чертой является крепнущее сотрудничество арктических государств. ●

KEYWORDS: *transport-communication system, the Arctic, the icebreakers, the Northern sea route, hydrocarbon reserves.*

DHIGALI

MALDIVES

Откройте для себя потрясающе красивый остров, покрытый зеленью тропических растений, окруженный потрясающим коралловым рифом, расположенный в Раа атолле – Dhigali Maldives!

www.dhigali.com

Для бронирования:
reservations@universalresorts.com

СПГ-БУНКЕРОВКА

О необходимости актуализации системы российских стандартов

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ СПГ ЯВЛЯЕТСЯ НАИБОЛЕЕ ПРЕДПОЧТИТЕЛЬНЫМ ВИДОМ ТОПЛИВА ДЛЯ СУДОВ ПО СРАВНЕНИЮ С НЕФТЯНЫМ ТОПЛИВОМ. ТЕМ НЕ МЕНЕЕ СУЩЕСТВУЮТ ОЧЕВИДНЫЕ ФАКТОРЫ, ЗАМЕДЛЯЮЩИЕ ВНЕДРЕНИЕ СПГ В КАЧЕСТВЕ СУДОВОГО ТОПЛИВА, ОДИН ИЗ НИХ – НЕОДНОЗНАЧНАЯ СИТУАЦИЯ С НАЛИЧИЕМ НОРМАТИВНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СВЯЗАННОЙ С БУНКЕРОВКОЙ СУДОВ СПГ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

CURRENTLY, LNG IS THE PREFERRED FUEL FOR SHIPS COMPARED TO PETROLEUM FUEL. NEVERTHELESS, THERE ARE OBVIOUS FACTORS SLOWING DOWN THE INTRODUCTION OF LNG AS MARINE FUEL; ONE OF THEM IS THE AMBIGUOUS SITUATION WITH THE AVAILABILITY OF REGULATORY SUPPORT FOR ACTIVITIES RELATED TO THE BUNKERING OF LNG VESSELS IN THE RUSSIAN FEDERATION

Ключевые слова: сжиженный природный газ, bunkеровка, нормативные акты, стандарты топлива, танкеры.

Буянов Александр Сергеевич,
заместитель генерального
директора
АО «ЦНИИМФ»,
к.э.н.

Семенов Владимир Евгеньевич,
старший научный сотрудник
отдела международного
и морского права
АО «ЦНИИМФ»

Реуцкий Александр Александрович,
инженер 2-й категории сектора
проектирования морских
систем освоения шельфа
ФГУП «КГНЦ»

Численность морских газотопливных судов неуклонно увеличивается. На начало 2018 г. введено в эксплуатацию более 120 морских газотопливных судов различных типов. Предполагается, что к 2030 г. их число может превысить 3 700 единиц.

Опыт выполнения бункеровочных операций с жидким нефтяным топливом (ЖНТ) насчитывает без малого столетие. Ряд процедур бункеровки СПГ схожи с процессом бункеровки ЖНТ. При видимой схожести отдельных процессов бункеровки судов этими видами топлива, физические характеристики СПГ требуют разработки специальных стандартов, регламентирующих все этапы технологического и организационного процесса бункеровки судов. Так, например, ужесточение требований пожарной

безопасности и требований по предотвращению утечек СПГ усложняют процесс проведения бункеровки и предъявляют повышенные требования к квалификации членов команды. Различия, в частности, проявляются в процедурах подготовки и контроля качества топлива, мерах предотвращения разливов и обеспечения безопасности, порядке подготовки специализированных судовых систем и ряде других.

Сравнительный анализ нормативной базы и технологии проведения бункеровки судов ЖНТ и СПГ показал, что прямой перенос существующей практики и нормативного обеспечения бункеровки судов ЖНТ на процесс бункеровки судов СПГ не возможен. Для активизации перехода судов на СПГ требуется создание нового и доработка существующего нормативного обеспечения, регламентирующего технологические процессы и процедуры бункеровки судов СПГ.

Анализ зарубежных и отечественных нормативных документов различных уровней, положения которых распространяются на процесс бункеровки судов СПГ, позволил выделить три основные группы документов:

- международные кодексы, конвенции, директивы;
- международные стандарты;

УДК 665.62



РИС. 1. Танкер ПАО «Совкомфлот» на СПГ

- руководства и рекомендации: международных обществ и ассоциаций; Европейского союза, отдельных стран; администраций морских портов.

Ниже представлены краткие комментарии по результатам аналитического обзора наиболее значимых документов по исследуемой проблеме.

Международные кодексы

Международный Кодекс по безопасности для судов, использующих газы или иные виды топлива с низкой температурой вспышки (Кодекс МГТ) / International Code of Safety for Ships Using Gases of Other Low–Flashpoint Fuels (IGF Code) [1]

На сегодняшний день вышеназванный документ является основным международным нормативно-правовым инструментом, регулирующим безопасность эксплуатации морских судов, работающих на СПГ (исключая собственно суда-газовозы). Кодекс имеет обязательный характер для сторон Конвенции СОЛАС и содержит ряд требований, относящихся к бункеровке судов, входящих в область его распространения (пассажирские суда, перевозящие более 12 пассажиров, и грузовые суда валовой вместимостью 500 и более, совершающие международные рейсы). В части «С» Кодекса рассматривается подготовка экипажа и действия экипажа по техническому обслуживанию при проведении бункеровки и судовых работ.

Структура Кодекса подчиняется следующему иерархическому порядку: на высшем уровне формулируются цели в той или иной области обеспечения безопасности судов; на втором уровне излагаются функциональные требования и соответствующие им критерии, которые должны быть удовлетворены для достижения соответствующих целей; третий уровень содержит правила, которые должны быть выполнены для обеспечения безопасности эксплуатации судов, использующих газы или иные виды топлива с низкой температурой вспышки.

Так, например, к судам, использующим СПГ в качестве топлива, предъявляются следующие требования для обеспечения безопасности:

- наличие на судне экземпляра МГТ или эквивалентных национальных правил;
- наличие на судне сведений обо всех установках и устройствах, использующих СПГ, и процедур их технического обслуживания;
- на судне должны быть предусмотрены эксплуатационные процедуры, в том числе наставления по обращению с топливом, с помощью которого обученный персонал может безопасно работать с системами бункеровки, хранения и передачи топлива;
- на судне должны быть предусмотрены соответствующие процедуры действий в чрезвычайных ситуациях.

Кодекс МГТ предусматривает оценку рисков, обусловленных использованием СПГ в качестве судового топлива, с целью минимизации их последствий для людей, окружающей среды, целостности судна и груза в соответствии с разработанными сценариями возможных аварий и происшествий. При оценке рисков следует учитывать такие факторы, как размещение топливных цистерн СПГ и топливных трубопроводов, техническое обслуживание и эксплуатацию систем и другие.

Описанная структура МГТ предполагает, что требования на трехуровневой основе, как описано выше, должны быть раскрыты при помощи более детальных технических инструментов на следующем, более низком уровне, которыми могут быть международные и национальные стандарты, правила классификационных обществ, отраслевые нормативы, технические условия и т.п.

Международный кодекс постройки и оборудования судов, перевозящих сжиженный газы наливом / International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code)

Основной концепцией Кодекса является соответствие типов судов опасным свойствам перевозимых ими грузов. Кодекс, прежде всего, рассматривает вопросы безопасности, обеспечиваемой конструкцией и оборудованием судов.

Для целей рассматриваемой проблемы наибольший интерес представляют изложенные в вышеназванных Кодексах требования к взаимодействию соответствующих береговых и судовых служб, осуществляющих передачу СПГ. Кроме того, требования Кодексов могут полностью или частично распространяться на суда, осуществляющие бункеровку судов СПГ, на определение протяженности опасных зон вокруг судна-бункеровщика и на другие аспекты безопасности.

Международные стандарты

ISO 20519:2017 Ships and marine technology – Specification for bunkering of liquefied natural gas

fuelled vessels / Суда и морские технологии – Требования к бункеровке судов, использующих сжиженный природный газ в качестве топлива [2]

В 2018 г. компанией ООО «Газпромнефть Марин Бункер» был выполнен и зарегистрирован в Федеральном информационном фонде стандартов официальный аутентичный перевод данного стандарта на русский язык.

В стандарте ISO 20519 излагаются требования к конструкции бункеровочных систем, рассматриваются технологический процесс и процедуры бункеровки, оценка риска, системы менеджмента и управления качеством, вопросы обучения персонала. В нормативных приложениях приводятся проверочные листы при бункеровке с плавучего бункеровщика, общие положения по оценке риска и контролируемых зон.

В части требований, предъявляемых к мобильным установкам (автоцистерны, железнодорожные цистерны, съемные танк-контейнеры), резервуарам, трубопроводам, шлангам, насосам и арматуре, предусматривается, что они должны быть изготовлены в соответствии со стандартами ISO или иными стандартами, утвержденными государственными организациями по стандартизации, являющимися членами ISO в технических комитетах в сфере погрузки, разгрузки и транспортировки криогенных жидкостей.

Конструкция наливного терминала СПГ должна соответствовать требованиям местных стандартов. В случае их отсутствия, оператор терминала должен получить документ, выпущенный компетентной организацией или лицом, подтверждающий соответствие конструкции терминала разделам действующего стандарта, опубликованного ISO или организациями-членами ISO, а также методическому руководству, опубликованному SGMF (Society for Gas as a Marine Fuel / Общество по использованию газа в качестве судового топлива).

Стандарт содержит требования к соответствию компонентов любых систем передачи СПГ (рукава, трубопроводы, стендеры, шланги, арматура,

разрывные муфты, изолирующие фланцы и др.) положениям Европейского стандарта EN ISO 16904:2016 «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и испытание рукавов для перекачивания сжиженного природного газа на обычных береговых причалах» и ряда других стандартов. В документе детализированы требования к бункерирующим судам, проверочным листам безопасности и др.

Однако следует отметить, что непосредственно технологическая схема бункеровки СПГ должна согласовываться для конкретного судна непосредственно с администрацией портов с проведением HAZID/HAZOP анализа.

ISO/TS 18683:2015 Guidelines for Systems and Installations for Supply of LNG as Fuel to Ships / Руководство по системам и установкам для передачи СПГ на суда в качестве топлива [3]

Данный стандарт имеет статус технической спецификации (т.е. стандарта технико-эксплуатационных характеристик) и является по существу основным международным документом, устанавливающим минимальные требования к строительству бункеровочных станций (БС), организации взаимодействия «судно – БС», процедурам соединения и разобращения бункеровочных систем. Положения стандарта применимы как к морским судам, так и к судам внутреннего водного плавания.

В данном документе описаны сценарии бункеровки судов, свойства и потенциальные виды опасности, присущие для СПГ, методики определения рисков, функциональные требования к системе бункеровки, требования к обучению персонала. Руководство содержит два нормативных и пять информативных приложений. В нормативных приложениях изложены методики оценки рисков и определения зон безопасности.

Область действия стандарта охватывает район передачи СПГ, установленные вокруг него зоны, манифольды, арматуру, системы безопасности и охраны, оборудование и персонал, участвующий в операциях по передаче СПГ.

Стандарт не имеет обратной силы, и национальные правила и регламенты обладают приоритетом в тех случаях, когда их требования находятся в противоречии со стандартом.

В стандарте описаны типовые условия, ситуации и обстоятельства, определяющие особенности процедуры бункеровки: объем передаваемого бункера и скорость передачи, одновременная бункеровка другими видами топлива, возможность одновременного выполнения других операций на акватории порта, тип оборудования для передачи СПГ, тип бункерируемого судна, гидрометеорологическая обстановка и др.

При этом указывается, что все положения стандарта касаются базовой ситуации: бункеровка судов, осуществляется без одновременного выполнения других (грузовых) операций и без пассажиров на борту. В противном случае необходимо выполнение количественной оценки риска на стадии планирования операции по бункеровке и получения разрешения на нее.

Глава 7 стандарта, регулирующая процедуры анализа рисков, рекомендует их оценку по методикам стандартов ISO 31010, ISO 17776 и ISO/TS 16901. В данной главе изложены этапы количественной и качественной оценок потенциальных рисков.

По результатам анализа и оценки опасностей необходимо подготовить перечень видов опасностей, ранжированных по тяжести последствий и вероятности реализации, рекомендации по снижению рисков и план мероприятий по управлению рисками и их минимизации.

Глава 8 стандарта содержит функциональные требования к станции / пункту бункеровки и перечень факторов, которые необходимо учитывать при строительстве бункеровочной станции. Отмечается, что бункеровка должна осуществляться под контролем признанной системы управления безопасностью.

В разделе 8.3 изложен перечень факторов, обеспечивающих

совместимость БС и судна в процессе бункеровки: заключение сторонами соглашения о количестве и характеристиках СПГ с соответствующей формой документа; безопасную надежную швартовку или надежную фиксацию автоцистерн; совместимость систем противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ / ESD) и систем связи; совместимость фланцев манифольдов; определение безопасного диапазона параметров бункеровки; совместимость опасных зон и вентиляция др.

Документ о проверке совместимости подписывается обеими сторонами до начала бункеровки.

В отличие от других инструментов, регулирующих вопросы передачи СПГ на суда, использующие его в качестве топлива, документ содержит перечень стандартов для типовых соединений и элементов БС на берегу. Для соединения с судовой системой рекомендуется использование фланца стандарта ANSI.

Стандарт ISO/TS 18683 включает детальные сведения в отношении подготовки персонала БС, документации по эксплуатации и техническому обслуживанию БС, действиям в чрезвычайных ситуациях и срокам хранения документов. Семь приложений к стандарту имеют практический характер: формы документов, размеры соединительных элементов, ссылки на международные и национальные стандарты, образцы проверочных листов и т.п.).

ISO 28460:2010 Petroleum and natural gas industries – Installation and equipment for liquefied natural gas – Ship-to-shore interface and port operations / Нефтяная и газовая промышленность – Установки и оборудование для сжиженного природного газа. Порядок взаимодействия судно–берег и портовые операции [4]

Вышеназванный стандарт конвертирован в российский стандарт ГОСТ Р ИСО 28460-2018 [5]. Документ регламентирует порядок проведения следующих операций: безопасного прохода танкера СПГ в порт, его швартовки, стоянки и отхода от причала; передачи груза; доступа с причала на танкер СПГ; оперативной связи между берегом и танкером СПГ; всей аппаратуры, каналов передачи данных и электрических соединений, используемых при взаимодействии судно–берег, включая береговые установки электроснабжения.

Стандарт применяется: службами лоцманской проводки и управления движением судов; капитанами обеспечивающих буксировку и швартовку судов; операторами терминалов; операторами танкеров СПГ; компаниями, осуществляющими бункеровку судов, доставку на суда смазочных материалов и запасов, а также других компаний, обслуживающих судно во время пребывания танкера СПГ на терминале.

Настоящий стандарт применяется только к обычным береговым терминалам СПГ и танкерам СПГ, осуществляющим прием/отгрузку СПГ в международной торговле. Он также может служить руководством при проведении операций, осуществляемых на удалении от берега и в прибрежной полосе.

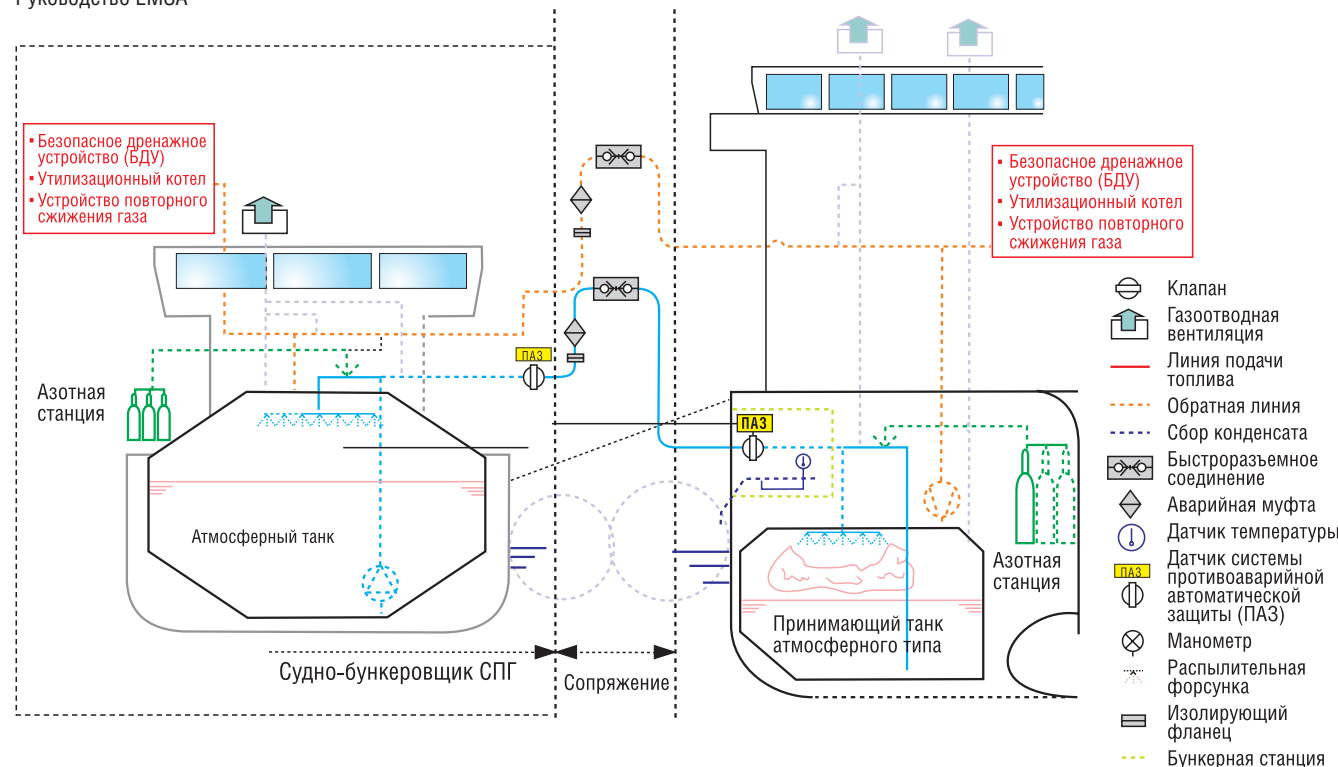
Руководства и рекомендации международных организаций и администраций морских портов

The European Maritime Safety Agency (EMSA) / Европейское агентство по безопасности на море

Руководство по бункеровке СПГ Европейского агентства по безопасности на море (EMSA Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities/Administrations) [5] является наиболее полным и последовательным международным инструментом европейского уровня в области безопасности



РИС. 2. Типовая технологическая схема бункеровки СПГ при помощи бункеровщика (атмосферный танк – атмосферный танк), Руководство EMSA



бункеровки природным газом. Руководство учитывает имеющийся опыт создания инфраструктуры бункеровки СПГ странами Северной Европы, которые являются инициаторами расширения использования СПГ на судах, и предназначено для портовых властей и администраций. Задачей портовых властей является координация действий всех служб, направленная на эффективное исполнение БС своих функций и своевременное и безопасное осуществление бункеровки всех подавших заявки судов.

Положения документа распространены на следующие операции: хранение СПГ, процесс бункеровки, выдача разрешений и сертификации на проведение бункеровки, оценка сопутствующих рисков, документальное оформление бункеровки, обучение персонала, действия в условиях чрезвычайных ситуаций и др.

В документе учтены особенности бункеровки, определяемые типами бункеруемых судов, различными способами передачи топлива, местом передачи (порт, рейд, терминал), способом доставки СПГ к берегу, фактом промежуточного хранения СПГ в береговых / портовых емкостях или его отсутствия.

Руководство содержит требования к оператору БС, который должен представить и реализовать план управления бункеровкой судна, обеспечивающий безопасность и реализацию природоохранных мер в течение жизненного цикла станции. Должны быть разработаны планы действий в чрезвычайных ситуациях – как внутренний план оператора, так и внешний план портовых властей, с проведением соответствующих учений и актуализацией планов при необходимости.

Согласно Руководству в порту должна быть отведена зона безопасности вокруг БС, которая на практике обычно определяется поставщиком СПГ, а утверждается властями порта. Кроме зоны безопасности, вокруг БС должна быть охранная зона для ограничения доступа в нее третьих лиц, определяемая и утверждаемая властями порта. При определении зоны безопасности должны быть определены максимально допустимые расстояния между бункеруемым судном и другими судами.

Способы безопасной швартовки судна, в том числе зависящие от условий погоды, течений, должны быть утверждены властями порта.

Руководство содержит требования к обустройству бункеровочных станций.

При определении расположения БС следует учитывать такие факторы, как близость пригодных водных путей, районов обработки и перегрузки опасных веществ, расстояние до служб аварийного реагирования, до мест с высокой концентрацией населения и коммерческой деятельности, а также расстояние или смежное расположение с охранными зонами.

При определении размеров и производительности БС Руководство предлагает проанализировать в ходе разработки проекта технического предложения БС большой перечень аспектов: технические, юридические, эксплуатационные, финансовые, экономические, социальные, аспекты риска и устойчивой работы.

Выбор приемлемого варианта проекта должен быть основан на результатах рекомендуемых видов анализа – SWOT, LCA (Life-Cycle Analysis) и MCA (Multi Criteria Analysis).

В документе содержатся направления, по которым следует оценивать потенциальный риск, определена ответственность портовых властей.

В Руководстве указывается, что при всех мерах обеспечения безопасности следует учитывать вероятность чрезвычайных происшествий и опасных ситуаций. Поэтому система предотвращения таких происшествий и ситуаций должна быть разделена на три уровня:

- первый уровень – предотвращение;
- второй уровень – системы аварийного реагирования;
- третий уровень – системы минимизации последствий аварии или инцидента.

В Руководстве подробно рассматриваются различные схемы бункеровки судов («автоцистерна – судно», «береговой терминал – судно», «судно – судно»). Для каждого варианта бункеровки в виде схематичных рисунков представлена технологическая схема с основным используемым оборудованием. Рассматриваются два типа танков для хранения СПГ – «типа С» и атмосферные танки.

International Association of Classification Societies (IACS) / Международная ассоциация классификационных обществ (МАКО)

МАКО разработала Руководство по бункеровке СПГ (IACS Rec. 142 LNG bunkering guidelines) [6], особенностью которого является то, что практически все положения документа относятся только к одному процессу бункеровки судна СПГ.

Операции по бункеровке судов распределяются по трем фазам: предбункеровочная, бункеровочная и завершающая. В руководстве отражены особенности технологии бункеровки СПГ при различных типах емкостей для хранения СПГ на бункеруемом судне и на бункеровщике (цистерна типа С, цистерна с атмосферным давлением). Рассмотрена технология бункеровки судов СПГ при трех схемах: «автоцистерна – судно», «береговой терминал – судно», «судно – судно».

Для схемы бункеровки «судно – судно» руководством предусматривается возможность получения топлива не только от специализированных судов-бункеровщиков, но и от танкеров-газовозов вне зависимости от их размеров. Бункеровка судов

от автоцистерн целесообразна в тех случаях, когда объем бункера не превышает 200 м³ при среднем объеме автоцистерны 40 м³, а характер эксплуатации судна позволяет располагать достаточным временем стоянки для бункеровки СПГ.

До начала бункеровки судна СПГ участники процесса должны составить план управления процессом, задачей которого является согласование технических и коммерческих аспектов используемых методов, скорости передачи, температуры и давления передаваемого топлива. В руководстве приводится примерное содержание плана. В плане отражаются все сведения об имеющихся сертификатах, процедурах, проверочных листах, относящихся к безопасной передаче СПГ. В составе плана обеими сторонами на основании результатов оценки риска операций по бункеровке СПГ разрабатывается инструкция по обеспечению безопасности бункеровки и план реагирования на чрезвычайные ситуации (внезапная перемена гидрометеороусловий; нарушение зон безопасности и охранных зон; отключение энергоснабжения судна и/или БС; отказ систем слежения / управления / безопасности (ESD); потеря связи и др.).

Руководство содержит технические требования к системам бункеровки, первым из которых указана недопустимость утечки СПГ в атмосферу. Газы, используемые для продувки систем, должны быть возвращены либо на бункеруемое судно, либо на БС. Для обнаружения утечек СПГ должны быть предусмотрены соответствующие устройства.

В руководстве изложены требования и рекомендации по эксплуатации всех систем, обеспечивающих процесс бункеровки судна СПГ. Так, например, системы, обеспечивающие передачу жидкости и паров, включающие стендеры и/или шланги, должны отвечать требованиям стандарта ISO/TS 18683 для расчетной температуры СПГ не выше -196 °С. Должны быть предусмотрены средства сброса давления, например, для жидкости, оставшейся в участке трубы между двумя отсечными клапанами.

В расчетах по надежности систем (шланги, стендеры, манифольды) должны быть учтены все возникающие в процессе бункеровки усилия (собственный вес элементов системы, усилия вследствие относительных перемещений бункеруемого и бункерующего судов, усилия вследствие подъема шлангов подъемными устройствами, вследствие аварийного разобщения муфты и т.п.). Рекомендованные руководством стандарты для шлангов: EN 1474-2, EN 12434 или BS 4089.

Для осуществления оценки потенциальных рисков, возникающих при бункеровке судов СПГ, рекомендовано применение стандарта ISO/TS 18683. Установление границ зон безопасности и охранных зон рекомендовано на основе стандарта ISO/TS 18683.

Society for Gas as a Marine Fuel (SGMF) / Общество по использованию газа как морского моторного топлива

SGMF разработало и предлагает всем заинтересованным сторонам ряд рекомендаций по использованию СПГ для судов, которые не носят обязательный характер:

- «Руководство по контрактам – количественные и качественные параметры СПГ» – документ описывает переменные величины, которые необходимо измерять для основных типов судовых двигателей, методы замера количества и качества СПГ, обеспечивающие достаточную точность контроля состояния СПГ для безопасной бункеровки судов. Целью данного руководства является обучение и информирование.
- «Правила безопасности бункеровки» – документ составлен при участии МАКО с учетом рекомендаций по бункеровке СПГ (IACS Rec. 142). Настоящие правила распространяются на всех участников бункеровки судов СПГ. Документ содержит данные об опасностях и угрозах, связанных с использованием СПГ, о системах безопасности и руководящих принципах бункеровки.
- «Бункеровка судов с использованием СПГ –

Руководство по оценке квалификации (аттестации) и компетентности специалистов» – документ содержит руководящие принципы для организаций или государственных органов любой стороны, участвующей в процессе передачи СПГ, используемые при определении уровня знаний и компетенций специалистов.

- «Газ как судовое топливо – Вводное руководство» – документ представляет собой введение в использование газа в качестве моторного топлива. Этот документ ориентирован на содействие активному внедрению газа в качестве судового топлива.
- «Одновременно производимые операции (SIMOPs) во время bunkering СПГ» – публикация о проведении типовых операций на судне в порту во время передачи топлива с целью повышения эффективности эксплуатации судна, приводится достаточно подробное описание процесса управления рисками.
- «Рекомендации по контролируемым зонам при bunkering СПГ» – документ содержит сведения по определению местоположения и размера контролируемых зон вокруг bunkеровочного оборудования.

Руководства по bunkering судов СПГ для администраций морских портов

Документы такого типа и уровня разрабатываются в портах, где осуществляется bunkering СПГ. В качестве примеров можно привести Руководства портов Лондона, Роттердама, Хельсинки и Гётеборга:

- Safety manual on LNG bunkering procedures for the Port of Helsinki [7];
- Rotterdam Port Management Bye-Laws, version 2018 [8];
- LNG Operating Regulations Including LNG Bunkering, Gothenburg, 2017 [9];
- LNG Bunkering Code of Practice, London, 2017 [10].

В Руководствах портов описываются основные опасности и опасные зоны, требования к погодным условиям, оцениваются риски и приводятся формы для проверочных листов.

В порту Хельсинки разработано «Руководство по безопасности проведения bunkеровочных

процедур СПГ в порту Хельсинки» («Safety Manual on LNG Bunkering Procedures for the Port of Helsinki»). Разработчик – шведская компания SSPA Sweden AB.

Документ регламентирует безопасное проведение bunkering по схемам «судно–судно» и «автоцистерна–судно» и информирует о том, что других схем в ближайшем будущем порт внедрять не намеревается в связи с тем, что bunkering из береговых хранилищ и bunkering в других портах являются лишь вопросом ближайших нескольких лет. Наставление разработано в полном соответствии с Кодексом МГТ и стандартом ISO/TS 18683 и может служить примером нормативного документа для разработки соответствующих руководств в портах, где планируется сооружение БС СПГ.

Основные разделы документа затрагивают следующие вопросы:

- опасности, связанные с утечкой и разливом СПГ: криогенные опасности, опасности взрыва, возгорания и др.;
- рекомендации по определению опасных и контролируемых зон;
- ликвидация аварийных ситуаций;
- возможность и условия совмещения грузовых и bunkеровочных операций;
- распределение ответственности сторон, участвующих в bunkеровочном процессе, при различных способах bunkering судов;
- процедура аккредитации в порту всех участников bunkеровочного процесса.

В Приложениях содержатся карты порта и формы проверочных листов, рекомендуемых IAPH, для двух способов bunkering: «автоцистерна–судно», «судно–судно».

Приводится список действующих международных, национальных и портовых нормативов, например, «Harbour Regulations of the Port of Helsinki» («Правила порта Хельсинки»). При оценке риска работ по bunkering судов СПГ используются положения стандарта ISO/TS-18683:2015 и финские национальные нормативные акты.



РИС. 3. Руководства по bunkering судов СПГ администраций морских портов

Документ «Подзаконные акты управления порта Роттердам» («2010 Rotterdam Port Management Bye-Laws», March 2018) содержит разделы по bunkering судов, использующих газомоторное топливо. Описывается процедура получения разрешения на проведение bunkering СПГ от муниципального органа, а также случаи, когда bunkering СПГ не может производиться. В Приложениях приводятся проверочные листы по форме IAPH для трех способов bunkering: «автоцистерна–судно», «береговой терминал–судно», «судно–судно» с подробными рекомендациями по заполнению этих форм.

В руководстве «Правила операций с СПГ, включая bunkering СПГ» порта Гётеборг и LNG Operation Regulations Including LNG Bunkering» приводятся: критерии, которым должны удовлетворять участники операций с СПГ; действующие нормы и стандарты; зоны безопасности при швартовке и bunkering; зоны охраны; требования к погодным условиям; формы проверочного листа bunkering, которые заполняются bunkеруемым судном, bunkеровщиком, терминалом и офицером bunkерной гавани порта; распределение ответственности между судном, автоцистерной и терминалом.

«Практическое Руководство по bunkering СПГ» для порта Лондон (Peel Ports London Medway – «LNG Bunkering Code of Practice», London 2017) включает учет практики эксплуатации по проведению bunkеровочных операций, в том числе оценку риска для причала, ответственность участников bunkering и др. Приводятся формы проверочных листов.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в международной нормативной базе достаточно подробно освещены вопросы, связанные с эксплуатацией судов, использующих СПГ в качестве топлива. В числе основных рассматриваются вопросы bunkering СПГ, требования к конструкции bunkеровочных систем, технологическим процессам, оценка рисков, система менеджмент качества, вопросы обучения персонала, вопросы экологии, вопросы портового регулирования, выдачи разрешений, определения контролируемых зон, процессы размещения и организации в порту, системы предупреждения и анализа аварийных происшествий. Разработаны технологии выполнения грузовых и bunkеровочных операций, требования к оборудованию причалов и вопросы сертификации и аккредитации участников процесса.

Анализ российской нормативной базы в части bunkering судов жидким нефтяным топливом и сжиженным природным газом показал, что в настоящее время в РФ отсутствуют нормативно-правовые акты, посвященные использованию СПГ на водном транспорте в качестве топлива, и в частности bunkering СПГ, которая в РФ еще не производится. Ряд действующих российских стандартов, посвященных вопросам СПГ, связан только с вопросами переработки, хранения, передачи и транспортировки СПГ.

Учитывая, что имеющаяся в России нормативная база по bunkering судов посвящена только вопросам bunkering жидким нефтяным топливом, необходима разработка комплекса национальных стандартов по bunkering судов СПГ, гармонизированных с действующими международными стандартами и учитывающих современные научно-технические достижения в данной области.

В связи с этим в 2018 г. компания ПАО «Газпром» инициировала процесс разработки национальных стандартов в области bunkering СПГ. К 2021 г. должны быть разработаны три основных стандарта:

- ГОСТ Р «Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и bunkering сжиженным природным газом. Термины и определения».
- ГОСТ Р «Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и bunkering сжиженным природным газом. Общие требования».
- ГОСТ Р «Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и bunkering сжиженным природным газом. Оборудование причалов».

Кроме того, для гармонизации существующей российской нормативной базы необходимо внести дополнения по учету bunkering судов СПГ в следующие документы:

- Технический регламент о безопасности объектов морского транспорта (Постановление Правительства РФ от 12 августа 2010 г. № 620).
- РД 31.20.01-97 «Правила технической эксплуатации морских судов. Основное руководство».
- «О правилах пожарной безопасности на судах морского флота» (Постановление Минтранса России № 10 от 31.10.2003).
- РД 31.81.10–91 «Правила техники безопасности на судах морского флота».
- Обязательные постановления морских портов, принимающих суда, использующие СПГ в качестве топлива.
- Технический регламент о безопасности объектов внутреннего водного транспорта (Постановление Правительства РФ от 12 августа 2010 г. № 623).
- «Правила пожарной безопасности на судах внутреннего водного транспорта Российской Федерации (с изменениями и дополнениями)» (Приказ Минтранса № 158 от 24.12.2002 г. с изменениями от 22.04.2003 г.).
- РД 212.0182–02 «Руководство по технической эксплуатации судов внутреннего плавания».

Эти документы должны быть дополнены разделами, связанными с bunkering судов СПГ, с учетом особенностей СПГ (взрывоопасность, влияние низких температур, токсичность и др.).

Кроме того необходимо разработать следующие типовые инструкции/руководства:

- типовое руководство по bunkering СПГ в портах, предназначенное для властей и администраций портов, позволяющее унифицировать требования в отечественных портах, согласовать их с международными требованиями. Должно содержать методические указания по разработке отдельных положений Руководства для конкретных портов;
- типовая судовая инструкция по bunkering СПГ, предназначенная для использования судоводателями компаниями как составная часть судовой СУБ. Должна содержать методические указания по разработке положений Инструкции для различных способов bunkering и конкретных типов судов.

Разработка и актуализация указанных документов позволит к моменту ввода в эксплуатацию российских судов-bunkеровщиков СПГ избежать нормативно-правового «вакуума» и обеспечит безопасность судоходства. ●

Литература

1. International Code of Safety for Ships Using Gases of Other Low – Flashpoint Fuels (IGF Code).
2. ISO 20519:2017 Ships and marine technology – Specification for bunkering of liquefied natural gas fuelled vessels.
3. ISO/TS 18683:2015 Guidelines for Systems and Installations for Supply of LNG as Fuel to Ships.
4. ISO 28460:2010 Petroleum and natural gas industries – Installation and equipment for liquefied natural gas – Ship-to-shore interface and port operations.
5. EMSA Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities/Administrations.
6. IACS Rec 142 LNG bunkering guidelines.
7. Safety manual on LNG bunkering procedures for the Port of Helsinki.
8. Rotterdam Port Management Bye-Laws, version 2018.
9. LNG Operating Regulations Including LNG Bunkering, Gothenburg, 2017.
10. LNG Bunkering Code of Practice, London, 2017.

KEYWORDS: liquefied natural gas, bunkering, regulations, fuel standards, tankers.

МОРСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ В АРКТИКЕ

ПРОБЛЕМЫ ГЕОТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

Мансуров Марат Набиевич,
д.т.н., профессор,
заведующий отделением
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Шеховцов Андрей Викторович,
заместитель начальника Департамента 336
ПАО «Газпром»

МОРСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ ВООБЩЕ И В АРКТИЧЕСКИХ МОРЯХ В ЧАСТНОСТИ ДОЛЖНЫ СОХРАНЯТЬ УСТОЙЧИВОСТЬ И СТАБИЛЬНОСТЬ ПОЛОЖЕНИЯ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ФАКТОРОВ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ В ТЕЧЕНИЕ ДЛИТЕЛЬНОГО СРОКА. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ГЕОСИТУАЦИОННЫЕ ПРОБЛЕМЫ И НЕШТАТНЫЕ СИТУАЦИИ, ПРОГНОЗИРУЕМЫЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ВОЗНИКАЮЩИЕ В ХОДЕ ИХ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ. ОПРЕДЕЛЕН ПЕРЕЧЕНЬ ГЕОРИСКОВ И ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ МЕХАНИЗМОВ ИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА УСТОЙЧИВОСТЬ И ЦЕЛОСТНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ. НА ОСНОВЕ СОВОКУПНОГО АНАЛИЗА СВЕДЕНИЙ ПО ГЕОГРАФИЧЕСКИМ, ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИМ, ЛИТОДИНАМИЧЕСКИМ, ГЕОЛОГИЧЕСКИМ И СЕЙСМИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ КОНКРЕТНЫХ ТРАСС МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРЕДЛАГАЕТСЯ СФОРМИРОВАТЬ ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И ПРОДУКЦИОННЫЕ ПРАВИЛА, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ЧИСЛЕННО ОЦЕНИТЬ УСТОЙЧИВОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ К ВОЗДЕЙСТВИЮ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ФАКТОРОВ, А ТАКЖЕ СФОРМУЛИРОВАТЬ РЕШЕНИЯ ПО ПРЕОДОЛЕНИЮ ВОЗМОЖНЫХ ОПАСНОСТЕЙ И НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ

OFFSHORE PIPELINES, IN GENERAL, AND IN THE ARCTIC SEAS, IN PARTICULAR, MUST MAINTAIN THEIR STABILITY AND STABILITY WHEN EXPOSED TO NATURAL AND MAN-MADE FACTORS ARISING DURING CONSTRUCTION AND OPERATION OVER A LONG PERIOD OF TIME. THE ARTICLE CONSIDERS GEOSITUATIONAL PROBLEMS AND ABNORMAL SITUATIONS THAT ARE PREDICTED DURING DESIGN AND OCCUR DURING THEIR CONSTRUCTION AND OPERATION. THE LIST OF GEOHAZARDS HAS BEEN DETERMINED AND THE MECHANISMS OF THEIR EFFECTS ON THE STABILITY AND INTEGRITY OF PIPELINES HAVE BEEN ANALYZED. BASED ON THE CUMULATIVE ANALYSIS OF INFORMATION ON THE GEOGRAPHICAL, HYDROMETEOROLOGICAL, LITHODYNAMIC, GEOLOGICAL AND SEISMIC CONDITIONS OF SPECIFIC OFFSHORE PIPELINE ROUTES, IT IS PROPOSED TO FORM DIAGNOSTIC MODELS AND PRODUCTION RULES TO NUMERICALLY ASSESS THE RESISTANCE OF PIPELINES TO THE EFFECTS OF NATURAL AND MAN-MADE FACTORS, AND TO FORMULATE SOLUTIONS TO OVERCOME POSSIBLE HAZARDS AND ABNORMAL SITUATIONS

Ключевые слова: морские трубопроводы, природные и техногенные факторы, модели воздействия, нештатные ситуации, процессы укладки, устойчивость к воздействиям, диагностические модели.

Освоение месторождений нефти и газа на континентальном шельфе России связывается, как правило, с высокой капиталоемкостью, тяжелыми природными условиями, неразвитостью инженерно-технической и транспортной инфраструктур, что делает реализацию морских нефтегазовых проектов весьма рискованным мероприятием. Поэтому концепция обеспечения надежности и безопасности подводных промысловых объектов, к которым относятся морские трубопроводы (далее МТ), должна отличаться от принятой практики освоения морских месторождений в незамерзающих морях. Отличия обусловлены главным образом периодическим или практически постоянным наличием ледового покрова значительной толщины, а также возможностью появления дрейфующих ледовых образований (айсбергов) в межледовый период, что создает серьезные проблемы при обустройстве месторождений.

Устранение отказов подводного трубопровода, особенно в зимний период, существенно влияет на экономические показатели проектов освоения месторождений

Отказы МТ приводят как к прямым потерям – снижению объемов добычи и поставки продукции потребителям, так и к косвенным – деградации функциональных характеристик элементов системы (накопление отложений в трубопроводах, изменение состава пластовой продукции и др.).

ФАКТЫ

ГОСТ
Р 54382-2011

– основной
действующий документ
при проектировании
МТ

Устранение отказов подводного трубопровода, особенно в зимний период, существенно влияет на экономические показатели проектов освоения месторождений. Длительный период недоступности делает экономически оправданными решения, которые отличаются от используемых на месторождениях в южных регионах, а именно, рациональным является повышение показателей эксплуатационной надежности, обеспечивающее снижение потребности в проведении оперативных ремонтов. Снижение потребности в оперативных ремонтах обусловлено также проблемами экологии, поскольку экосистемы шельфа и прибрежной зоны весьма чувствительны к воздействию углеводородного загрязнения.

На достижение безопасности строительства и эксплуатационной надежности промышленных объектов направлены требования СП 305.1325800.2017 «Здания и сооружения. Правила проведения геотехнического мониторинга при строительстве» [1], однако, область применения этого документа не распространяется

на гидротехнические сооружения и морские трубопроводы. Поэтому контроль состояния МТ за счет своевременного выявления изменения контролируемых параметров конструкций и грунтов оснований является необходимой задачей, исключающей переход МТ в ограниченно работоспособное или аварийное состояние.

Геоситуационные и нештатные ситуации, возникающие на МТ

Проектирование, строительство и эксплуатация МТ осуществляется по повышенным требованиям и в отличие от трубопроводов суши имеет определенную специфику, которая весьма детально рассмотрена в [2]. Отличия обусловлены особыми (морскими) условиями: агрессивная морская среда, подводное размещение, повышенная протяженность без промежуточных компрессорных станций, воздействия морского волнения, ветра и течений, сейсмичность, сложный рельеф дна, ограниченные возможности подготовки и контроля трассы, затрудненность или невозможность реализации стандартного для сухопутных трубопроводов регламента обслуживания и ремонтов и т.д.

Указанные условия предопределяют специальные меры безопасности МТ как [2]:

- учет при проектировании МТ всех возможных воздействий на трубопровод, которые могут потребовать дополнительной защиты;
- анализ на стадии проектирования МТ величин допустимых участков провисания и устойчивости трубопровода на дне моря;
- заглубление МТ на участках его выхода на берег ниже прогнозируемой глубины размыва дна акватории и глубины пропахивания дна ледовыми образованиями, прогнозируемые на весь период эксплуатации морского трубопровода;
- прокладка МТ без заглубления только при условии обеспечения его проектного положения в течение всего периода эксплуатации и др.

Выбор конструкции трубопровода осуществляется по результатам исследований технологических, гидрометеорологических, и инженерно-геологических факторов

Реальность аварий МТ, степень их опасностей, небольшой опыт и возможные риски эксплуатации МТ требуют адекватных мер обеспечения безопасности, которые в соответствии с законодательными требованиями [3] должны быть отражены в проектной документации, организации строительства и эксплуатации МТ. Основным действующим документом при проектировании МТ является ГОСТ Р 54382-2011 «Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования» [4],

ФАКТЫ

МТ

являются трудным объектом в плане визуальной инспекции, поэтому последствия нарушений и др. воздействий, обнаруживаются с запозданием

который устанавливает требования и правила на проектирование, изготовление, строительство, испытания, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию, техническое обслуживание и ликвидацию подводных морских трубопроводных систем, а также требования к материалам для их изготовления.

ГОСТ Р [4] требует, чтобы параметры, влияющие на работоспособность трубопроводной системы, контролировались и оценивались. При этом периодичность мониторинга или инспекций должна быть такой, чтобы трубопроводная система не подвергалась опасности вследствие какого-либо ухудшения показателей или износа, которые могут произойти между двумя последовательными интервалами обследования (периодичность должна обеспечить возможность своевременного устранения неисправности). Указывается, что если визуальный осмотр не является надежным, а доступные методы проектирования и накопленный опыт не достаточны для прогнозирования эксплуатационных характеристик системы, то может потребоваться оснащение трубопроводной системы специальными методами мониторинга.

Выбор конструкции трубопровода осуществляется по результатам исследований технологических, гидрометеорологических и инженерно-геологических факторов.

К числу гидрометеорологических факторов относят: географическое расположение района строительства; профиль трассы трубопровода; ледовые условия в районе трассы; подводные и надводные течения; волнения; ветра.

К инженерно-геологическим факторам относятся: геологическое строение района строительства; данные о современных тектонических процессах (разломы, надвиги и т.д.); характеристики верхнего слоя грунтов; физико-механические свойства грунтов.

Технологическими факторами являются: вид транспортируемого

продукта; объемы транспортируемого продукта; давления; температура.

Анализ технологического процесса строительства и эксплуатации МТ показывает, что возможные нештатные ситуации могут быть вызваны самыми разнообразными причинами. Геориски и гидрометеорологические условия на трассах МТ определяются конкретными физико-географическими характеристиками местоположения, к которым относятся: вероятности айсберговой опасности, наличие эрозионных процессов, опасности разжижения грунтов, развития оползневых процессов и газопроявлений. К георискам относятся природные явления, которые при превышении некоторых своих значений, могут вызвать нештатные ситуации при строительстве и эксплуатации МТ.

Многообразие нештатных ситуаций при строительстве МТ можно сгруппировать по следующим кластерам:

- *Нарушения технологического процесса из-за изменения гидродинамических условий.* К этой группе относятся нештатные ситуации, возникающие в зонах сильных течений или вызванные ухудшением метеоусловий.
- *Нарушения, связанные с отличием проектных и фактических данных.* В эту группу входят нештатные ситуации, вызванные отличием фактического профиля дна от проекта, а также обнаружением по трассе трубопровода ранее не выявленных участков дна с низкой несущей способностью, оползней, обусловленных сильными придонными течениями, выходов скального грунта из толщи ила.
- *Нарушения, связанные с деформациями труб.* К этой группе относятся нештатные ситуации, вызванные механическими повреждениями труб (недопустимые значения овальности труб, вмятины на поверхности труб и др.). Они требуют замены поврежденного участка.
- *Нештатные ситуации, связанные с нарушениями наружных покрытий труб.* Устранение этих нарушений производится путем ремонта поврежденных участков, использованием дополнительных защитных покрытий, установкой муфт и т.п.
- *Нарушения электрохимической защиты.* Эта группа объединяет ситуации, связанные с повреждениями кабеля или устройств катодной защиты.
- *Отклонения фактической трассы трубопровода.* Эта группа объединяет ситуации, вызванные нестыковками окончаний участков трубопровода, уложенных различными трубоукладчиками, ошибками работы систем позиционирования трубоукладчиков, в том числе из-за тяжелых погодных условий.
- *Обнаружение пересекаемых инженерных коммуникаций.* В эту группу входят ситуации с пересечением отсутствующего в проекте кабеля или трубопровода.

ФАКТЫ

Математическое ожидание времени между опасными событиями является основной характеристикой, позволяющей оценивать долговечность конструкций и сооружений

- *Экологические опасности.* Эта группа объединяет ситуации, связанные с обнаружением мест захоронения опасных объектов при укладке трубопровода, аварийные ситуации, возникающие при работах на дне из-за опасности нарушения целостности неизвестного нефтепродуктопровода.
- *Археологические причины.* В эту группу включаются ситуации, связанные с обнаружением объектов, обладающих признаками объектов культурного наследия. При обнаружении нештатных ситуаций этой группы потребуются приостановка строительства МТ, обследование обнаруженных объектов, оповещение уполномоченных органов и проведение экспертизы, далее – проведение спасательных археологических работ или обход месторасположения объекта культурного наследия, если трассу нельзя освободить.

В указанный перечень не входят нештатные ситуации, связанные с плохой организацией работ (например, задержки подвоза труб), вызванные случайными причинами (повреждения от ударов якорями, тралами и т.п.), а также ситуации, возникающие при укладке трубопровода в прибрежных зонах (протаскивание, укладка с понтонов и т.п.).

При эксплуатации МТ основными причинами нештатных ситуаций являются ударные повреждения трубопроводов, механические дефекты, подвижки дна и коррозия. Причем важное различие наблюдается во временных характеристиках информации о возникновении и развитии нештатных ситуаций на стадиях строительства и эксплуатации МТ. При монтаже трубопровода информация поступает непосредственно от датчиков, установленных на трубоукладочном судне (например, датчики натяжения труб, датчики положения судна, температуры, скорости ветра, акселерометры и т.д.), а также оперативно поступают данные о геометрии трубы и напряжениях

ТАБЛИЦА 1. Возможные нештатные ситуации, вызванные внешними случайными причинами

Стадия жизненного цикла трубопровода	Причина нештатной ситуации	Возможные последствия
Строительство трубопровода	Зацепление якорем или якорной цепью с трубоукладчика Столкновение судов во время укладки, приведшее к падению объекта на трубопровод	Повреждение при ударе
	Потеря натяжения, падение конца трубы и т.п.	Повреждение трубы
	Повреждение трубы при рытье траншеи, подсыпке гравия, установке защитных покрытий и т.п.	
	Повреждение при строительстве пересечения	Повреждение при ударе
	Удар подводным аппаратом (ROV)	Повреждение при ударе
	Неудачный маневр при установке или перемещении трубы	Удар, сдвиг и абразивный износ
Эксплуатация трубопровода	Упавший якорь, обрыв якорной цепи и т.п.	Повреждение при ударе
	Протаскивание трубы якорем	Удар и сдвиг
	Протаскивание по трубе якорной цепи	Сдвиг трубы и абразивный износ
	Удар траловой доской, сдвиг и протаскивание	Удар и сдвиг
	Столкновение судов	Повреждение при ударе
	Аварийные постановки на якорь	Повреждение при ударе и/или сдвиг
	Утонувшие суда (от столкновения с платформой или с другими судами)	Повреждение при ударе

от датчиков на калибре, протаскиваемом по трубе по мере укладки. Кроме того, непрерывно поступает информация с подводных аппаратов. Поэтому система принятия решений в процессах строительства МТ реагирует на возникшие нарушения практически в реальном времени.

В режиме эксплуатации сведения поступают значительно реже: плановые – обычно раз в год и неплановые – при возникновении опасного события, например землетрясения. Мониторинг производится как с помощью подводного аппарата (внешний осмотр), что позволяет определить состояние покрытия и анодов, так и с помощью средств внутритрубой диагностики, которые оборудуются соответствующими датчиками, позволяющими определить утонение стенки из-за коррозии, дефекты в металле стенки и их размеры, овальность и недопустимые изгибы труб, возможные утечки и т.п. [5]. По результатам обследования принимается решение о технологическом режиме последующей эксплуатации трубопровода.

Типичные нештатные ситуации, вызванные внешними случайными причинами, как при строительстве, так и при эксплуатации трубопровода, приведены в табл. 1.

Важно отметить, что морские трубопроводы являются достаточно трудным объектом в плане визуальной инспекции, поэтому последствия нарушений, ударов и т.п. воздействий обнаруживаются с запозданием.

ФАКТЫ

Нет метода, использующего только один тип диагностической модели и удовлетворяющего всем требованиям к системе диагностики

Влияние георисков на эффективность строительства и эксплуатации МТ

В процессах строительства МТ неустранимые неточности прогнозов погоды, случайный характер естественных стихийных бедствий обуславливают необходимость использования вероятностных методов планирования дорогостоящих технологических процессов. Когда процесс является случайным, его исчерпывающим описанием является вероятностное распределение. Эффективность производственного процесса (укладки трубопровода) оценивается вероятностными методами теории потенциальной эффективности сложных систем [6] с учётом прикладных вариантов и решений [7].

Анализ связей между физической интенсивностью и вероятностью природных явлений, которые могут представлять угрозу целостности трубопровода или

препятствовать процессу его укладки, позволяет получить аналитические выражения для оценки вероятностей георисков и опасных погодных явлений (ОЯ), способных вызывать нештатные ситуации при строительстве и эксплуатации МТ, а также получить, при наличии исходных сведений для конкретного проекта, и численные оценки.

Вероятности разрушений (отказов, аварий) при укладке и эксплуатации морского трубопровода зависят от интенсивностей внешних воздействий. Случайными являются как интенсивности (уровни) этих воздействий, так и возникновение аварий (и повреждений) при заданных уровнях интенсивностей. Эти следствия внешних воздействий также являются случайными, например зависящими от множества неучтённых обстоятельств, «человеческого фактора» и пр. В этой связи риск отдельного ОЯ, приведшего к аварии (отказу, разрушению конструкции трубопровода или судна), может быть вычислен по известной формуле полной вероятности.

$$P\{Q\} = \sum_{j=1}^m P\{Q | X_j\} P\{X_j\}, \tag{1}$$

где $P\{Q\}$ – условная вероятность события Q при воздействии данного типа с интенсивностью X_j , $P\{X_j\}$ – вероятность воздействия с интенсивностью X_j , причём для совокупности интенсивностей (включая «нулевое воздействие» данного типа) должно выполняться условие нормирования вида:

$$\sum_{j=1}^m P\{X_j\} = 1.$$

Примером задачи, в которой данная оценка может применяться непосредственно в виде (1) может служить оценка вероятности Q аварий при технологических операциях, которые приходится производить в непредсказуемых погодных условиях. Распределения интенсивностей воздействий $P\{X_j\}$ надлежит получать из существующих моделей природных процессов и/или статистических данных.

Общим свойством большинства внешних природных воздействий (стихийных явлений) является равная вероятность их появления в любой момент времени. Такого рода события подчиняются закону распределения Пуассона, имеющему вид:

$$P\{\mu = m, t\} = \frac{(vt)^m e^{-vt}}{m!}, \tag{2}$$

где $P\{\mu = m, t\}$ – вероятность того, что случайное число μ событий данного типа за время t будет равно m , причём v – средняя частота или интенсивность событий данного типа в вероятностном смысле, т.е. среднее количество рассматриваемых событий в единицу времени t .

Математическое ожидание времени между опасными событиями является основной характеристикой, позволяющей оценивать долговечность конструкций и сооружений. Если рассматриваемые опасные события являются разрушительными для конструкции,

ФАКТЫ

ОЯ

вызывают дополнительные затраты ресурсов и создают опасности аварий в процессе укладки трубы

то при отсутствии других факторов риска величина математического ожидания является ожидаемым временем службы данной конструкции. В других случаях эта величина позволяет запланировать время непрерывной работы в море, оценить период профилактического обслуживания, дефектоскопического мониторинга сооружения и пр.

Продолжительность работ по укладке трубы с трубоукладочного судна может быть заранее задана лишь в виде «чистого времени» планируемой продолжительности рабочего процесса. При своевременном штормовом предупреждении укладка трубы прекращается, экипаж опускает свободный конец трубы на дно и ждет окончания шторма. Но при ложном штормовом предупреждении (ошибочном прогнозе шторма) прекращение работ оказывается неоправданной задержкой рабочего процесса. Поэтому при сомнительных прогнозах и ожидаемых задержках процесс укладки трубы предлагается выполнить в двух вариантах – без использования прогноза и с его учётом.

Критические нагрузки возможны также при таком сценарии развития шторма, когда шторм окажется более мощным, чем прогнозировалось, и/или развивается быстрее, чем экипаж успеет выполнить весь комплекс работ по консервации трубы в процессе укладки. Тогда часть трубы может оказаться на тресе за бортом; причём и судно, и труба будут испытывать нагрузки, близкие к критическим. Возможность таких критических нагрузок практически означает возможность аварийных ситуаций. При этом вероятность аварий зависит как от интенсивности нагрузок, так и от их продолжительности. Данная задача сводится к оценке вероятности аварий, обусловленных возникновением не предсказанных (несвоевременно предсказанных) штормов. Оценки вероятностей нежелательных событий позволяют оценивать размеры дополнительных временных затрат ущерба, наносимого этими событиями при прокладке трубопровода.

Опасные явления разного рода (землетрясения, шторма, сильный ветер, смерчи и др.) вызывают дополнительные затраты ресурсов и создают опасности аварий в процессе укладки трубы. Очевидно, что при достаточно низкой достоверности прогноза его использование может быть вредным (в технологическом, экономическом или ином смысле). Обычно к наибольшим непроизводительным затратам приводит не предсказанное ОЯ (пропуск опасности), затем по уровню затрат идёт предсказанное ОЯ и далее следуют непроизводительные затраты на мероприятия по ложным тревогам. Поэтому при планировании процесса укладки трубы экономическую эффективность использования прогноза различных ОЯ необходимо оценить заранее.

Модели учета различных георисков и техногенных факторов при укладке морского трубопровода в условиях комбинированных воздействий различных георисков и техногенных факторов должны рассматривать воздействие на трубопровод сил тяжести, сил плавучести, реакций грунта, реакций взаимодействия трубопровода с конструкциями стингера, усилий натяжения на трубоукладчике, волновых нагрузок и нагрузок от течения, а также кинематического нагружения в результате качки судна и селевых/мутьевых/ обломочных потоков или землетрясения.

В исследованиях укладки трубопровода на грунт необходимо выделить три расчетных задачи:

- поведение конструкции трубопровода при больших перемещениях,
- взаимодействие трубопровода с грунтом,
- взаимодействие трубопровода со стингером трубоукладчика.

Эффективным инструментом для таких вычислений является сочетание специализированных численных решений с расчетами в универсальных расчетных комплексах типа ANSYS, базирующихся на методе конечных элементов (МКЭ) и позволяющих ставить и решать задачи в наиболее интегрированной постановке.

При оценках эксплуатационных параметров МТ (устойчивости к внешним воздействиям) используются, с одной стороны, известные подходы теории надёжности, а с другой стороны (при описании самих воздействий) используются известные статистические характеристики силы (физической интенсивности) и частоты этих воздействий. При оценках надёжности трубопроводных систем вероятность отказа в единицу времени принято обозначать буквой λ , причём, как правило, определять в расчёте на километр [8]. Поэтому различные участки трубопровода (имеющего длину L) могут находиться в зонах различных уровней риска и характеризоваться различными значениями λ_l ($l = \overline{1, L}$) параметра λ . Тогда рассматриваемый участок трубопровода в целом характеризуется параметром

ФАКТЫ

Метод

контрольных показателей является одним из простых и часто используемых в инженерной практике методов перехода к однокритериальной задаче

$$\Lambda = \sum_{l=1}^L \lambda_l, \quad (3)$$

а вероятность $Q(t)$ отказа его в течение времени t (лет) эксплуатации имеет вид

$$Q(t) = 1 - \exp(-\Lambda t). \quad (4)$$

Из (3) и (4) видно, что для численной оценки рисков ОЯ необходимо знать: вероятностное распределение интенсивностей воздействий ($P\{x_j\}$ в дискретном случае или $f(x)$ в непрерывном и зависимости вероятностей разрушения трубы от интенсивностей ($P\{Q/x_j\}$ или $q(x)$)).

Распределения интенсивностей воздействий надлежит получать из существующих моделей природных процессов и/или статистических данных. Зависимости же вероятности разрушения трубы от интенсивности физических воздействий могут быть получены в результате определения параметров деформирования и расчетов устойчивости и целостности трубопровода. При отсутствии такого рода количественных данных о прочности трубопровода можно воспользоваться простейшей зависимостью вида

$$q(x) = \begin{cases} 0 & \text{при } x \leq x_{cr} \\ 1 & \text{при } x > x_{cr} \end{cases}, \quad (5)$$

где x_{cr} – предельно-допустимый («критический») уровень воздействия x .

В рассматриваемой постановке совокупность методов, алгоритмов и технологий решения проблемных задач можно представить в виде иерархической семантической сети, описываемой фреймово-продукционными, логическими и табличными моделями, исследованными в работе [9]. Предпосылками, определяющими целесообразность применения методов оценки технического состояния МТ на основе фреймово-продукционных моделей, являются значительный объем и разнородность исходных данных и сведений, определяющий сложное напряженно-деформационное состояние различных участков

трубопровода, а также существенная априорная неопределенность и нечеткость описаний состояний критических участков.

Методы диагностики, используемые при анализе ситуаций

Для проведения мониторинга и диагностики состояния контролируемого процесса необходимо знать связи между причинами нарушений в работе объекта, вызвавших нештатные ситуации, и наблюдаемыми факторами (диагностическими показателями, симптомами). Эти знания формализуются в виде определенного класса моделей, называемых диагностическими. Они описывают нештатные, т.е. нежелательные ситуации на контролируемом объекте. Выделяют три вида диагностических моделей, используемых в системах диагностики [10–13]:

- модели, учитывающие количественные связи между факторами;
- модели, учитывающие только качественные соотношения между ними;
- модели, строящиеся на массивах данных (показателей), характеризующих работу или текущее состояние контролируемого объекта (процесса).

Анализ проблемы показывает, что нет метода, использующего только один тип диагностической модели и удовлетворяющего всем требованиям к системе диагностики. Однако указанные выше модели могут дополнять друг друга при выполнении различных операций, необходимых для диагностирования.

Процедуры диагностики включают в общем случае три этапа:

- обнаружение факта возникновения нарушения состояния контролируемого процесса (объекта);
- определение места его возникновения;
- определение причин, вызвавших данное нарушение и повлекшее возникновение нештатной ситуации.

Необходимо отметить, что диагностики процессов строительства МТ и его эксплуатации некоторым образом различаются. При строительстве МТ место возникновения НС практически всегда известно, в то время как при эксплуатации МТ локализация места возникновения НС является серьезной проблемой, определяемой методами внутритрубной диагностики и внешнего обследования с помощью подводных аппаратов.

Для определения нарушений в контролируемых процессах (объектах) система диагностики производит сравнение параметров его текущего состояния с параметрами возможных его состояний, заложенных в диагностической модели. Для этого используется информация о контролируемом процессе, которая, поступает из различных источников. К сожалению, для точного определения конкретных причин НС, как правило, этой информации оказывается недостаточно.

ФАКТЫ

Основными

причинами нештатных ситуаций являются ударные повреждения трубопроводов, механические дефекты, подвижки дна и коррозия

Это объясняется несколькими причинами:

- ряд факторов, характеризующих состояние трубопровода (например, напряжения в стенках трубы, деформации, радиусы изгиба и др.) прямо не измеряются и должны вычисляться;
- параметры НС, определяются экспертно и с большой степенью неопределенности;
- пороговые значения параметров, характеризующих НС, зависят от многих факторов и повторяются в разных реализациях одних и тех же НС с большим разбросом.

Это приводит к тому, что решения, принимаемые по результатам диагностики, носят вероятностный характер и должны квалифицированно верифицироваться, т.к. ошибочное решение сопряжено с большими финансовыми потерями. Поэтому требования к системам диагностики формулируются следующим образом [10]:

- система должна правильно распознавать ситуацию, даже если отклонения параметров ее описания в модели достаточно велики;
- в случае одновременного возникновения нескольких НС они должны диагностироваться комплексно, т.к. характер требуемых рекомендаций по их устранению может отличаться от тех, которые были предусмотрены для случаев, если те же НС возникли бы порознь;
- обеспечивать по возможности раннее обнаружение НС, что дает дополнительное время на ее устранение и не дает НС развиваться до аварийного состояния;
- при возникновении новой, неучтенной в модели НС система диагностики должна обнаружить и фиксировать ее наличие даже без идентификации причины.

Решение по ликвидации НС, как правило, принимается путем сравнения исходов и выбора на основе результатов сравнения оптимального. Поскольку принятие решения фактически является решением

многокритериальной задачи, наилучшим образом удовлетворить некоторому множеству критериев или целей, которые к тому же часто противоречат друг другу, для нахождения решений могут использоваться самые разные подходы, одним из которых является оценка полезности альтернатив, в которой, особенно в нечетком случае, полезность определяется эмпирически, а многокритериальная задача сводится к некоторому обобщенному критерию и превращается в однокритериальную [17].

Одним из простых и часто используемых в инженерной практике методов перехода к однокритериальной задаче является метод контрольных показателей, например, оценке объема затрат, т.е. стоимости реализации той или иной альтернативы. Этот метод широко используется при анализе рисков при проектировании, для оценки инвестиционных проектов, для управления проектами и т.п. [18, 19]. Он позволяет сравнить альтернативы даже при отсутствии полной информации.

Заключение

В статье рассмотрены характеристики естественной морской среды и нештатные ситуации, которые могут представить угрозу целостности морских трубопроводных систем в Арктике. Проведенный анализ воздействия природных и техногенных факторов на процессы строительства и эксплуатации МТ показывает, что возможные нештатные ситуации могут быть вызваны самыми разнообразными причинами.

Выполнен анализ механизмов воздействия георисков и НС на устойчивость и целостность трубопровода. Проведенная декомпозиция множества георисков и НС по классификационным признакам, учитывающим источники и приводящим к аномальным значениям факторов воздействия, создает научно-методическую основу для построения интегрированных систем геотехнического мониторинга реальных морских трубопроводов.

Модели геотехнического мониторинга морских трубопроводов позволяют учесть максимальное число факторов, влияющих на выбор концепции мониторинга, увеличить оперативность принимаемых решений и конкретных действий по устранению последствий НС за счет выработки в реальном масштабе времени оптимальных по критерию «эффективность—стоимость» рекомендаций по преодолению нештатных ситуаций при строительстве и эксплуатации морских трубопроводов. ●

Литература

- СП 305.1325800.2017 «Здания и сооружения. Правила проведения геотехнического мониторинга при строительстве».
- А. Бурганов, В. Лебедев, Д. Силян, В. Минин. Эксплуатация и ремонт морских трубопроводов. — Ж. *Neftegaz.RU*. 2014, №11–12, с. 28–35.
- Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

ФАКТЫ

Общим

свойством большинства внешних природных воздействий является равная вероятность их появления в любой момент времени

- ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
- Palmer, J.R. Understanding the results of an intelligent pig inspection. [Электронный ресурс] / J.R.Palmer, Ph.Hopkins, D.Eyre // Newcastle: Penspen Integrity, 2011. — 19 p. URL: <http://ru.scribd.com/doc/71811882/Understanding-the-Results-of-an-Intelligent-Pig-Inspection-Penspen>
- Флейшман Б.С. Элементы теории потенциальной эффективности сложных систем. М.: Советское радио, 1971. — 224 с.
- Куракин А.Л., Флейшман Б.С. Два варианта функции осуществимости // *Автоматика*, 1984, № 2, с. 81–82.
- Острейковский В.А., Силян Я.В. Статистический анализ надёжности нефтепромысловых трубопроводов / *Нефтегазовое дело*, 2008, № 2. www.ogbus.ru
- Ушаков В.А. Обнаружение предотказных состояний и идентификация источников их генерации сложных технических объектов. I / В.А. Ушаков, В.С. Дрогайцев // *Вестник СГТУ*. — 2011. — № 4 (60). — Вып. 2. — С. 85–193.
- Venkatasubramanian, V. A review of process fault detection and diagnosis / V.Venkatasubramanian, R.Rengaswamy, K.Yin, S.N.Kavuri // *Computers and Chemical Engineering*, 2003. V. 27. P. 293–346.
- Yang, Q. Model-based and data driven fault diagnosis methods with applications to process monitoring. / Q.Yang — Thesis for the degree of Doctor of Philosophy, Case Western Reserve University, 2004. 203 pp.
- Chang, Ch., Yu Ch. On-line fault diagnosis using the signed directed graph / Ch.Chang, Ch.Yu // *Ind. Eng. Chem. Res.* 1990, v. 29. № 7. P. 1290–1299.
- Rusinov, L.A. Fault diagnosis in chemical processes with application of hierarchical neural networks / L.A.Rusinov, I.V.Rudakova, O.A.Remizova, V.V.Kurkina // *Chemometrics and intelligent laboratory systems*, 2009. V97, № 1. P. 98–103.
- Yeung, D.S., Tsang E.C. Weighted fuzzy production rules / D.S.Yeung, E.C.Tsang // *Fuzzy sets and systems*, 1997. Vol. 88. P. 299–313.
- Nan, C. Real-time fault diagnosis using knowledge-based expert system / C.Nan, F.Khan, M.T.Iqbal // *Process safety and environmental protection*, 2008. V.86. P. 55–71.
- Qian, Yn. An expert system for real-time fault diagnosis of complex process / Yn.Qian, X.Li, Y.Jiang, Y.Wen // *Expert systems with applications*, 2003. v. 24. p. 425–432.
- Борисов, А.Н. Обработка нечеткой информации в системах принятия решений / А.Н.Борисов, А.В.Алексеев, Г.В.Меркурьева и др. — М.: Радио и связь, 1989. — 304 с.
- Ларичев, О. И. Теория и методы принятия решений, а также Хроника событий в Волшебных Странах / О.И.Ларичев — М.: Логос, 2000. — 296 с.
- Абрамов, В.Г. Особенности управления рисками в программных проектах / В.Г.Абрамов, А.Ю.Шалаев // *Вестник Московского университета*, 2006. Серия 21. Управление (государство и общество) — № 4. С. 1–19.

KEYWORDS: *marine pipelines, natural and man-made factors, impact models, emergency situations, laying processes, resistance to impacts, diagnostic models.*

FAARUFUSHI MALDIVES

SMALL CORAL ISLAND, BIG-TIME BEAUTY

www.faarufushi.com

SMALL
LUXURY
HOTELS
OF THE WORLD

БПЛА

в условиях арктического региона



В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ ИНТЕРЕС К АРКТИКЕ ВОЗРАСТАЕТ НЕ ТОЛЬКО СРЕДИ АРКТИЧЕСКИХ СТРАН, НО И СО СТОРОНЫ МЕЖДУНАРОДНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ И СТРАН, НЕ ИМЕЮЩИХ В СВОИХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИЙ ЗА ПОЛЯРНЫМ КРУГОМ. ЗАЧАСТУЮ ЭТИ ИНТЕРЕСЫ ПОРОЖДАЮТ ЦЕПЬ ПОЛЕМИК. В ПОИСКЕ КОМПРОМИССОВ ПРИХОДИТСЯ РЕШАТЬ ЗАДАЧИ НЕ ТОЛЬКО ТЕОРЕТИЧЕСКОГО ГЕОПОЛИТИЧЕСКОГО И ЭКОНОМИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА, НО И ВПОЛНЕ РЕАЛЬНЫЕ, ТРЕБУЮЩИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННОЙ ТЕХНИКИ

RECENTLY, INTEREST IN THE ARCTIC HAS BEEN INCREASING NOT ONLY AMONG THE ARCTIC COUNTRIES, BUT ALSO FROM INTERNATIONAL ORGANIZATIONS AND COUNTRIES THAT DO NOT HAVE TERRITORIES WITHIN THE ARCTIC CIRCLE WITHIN THEIR BORDERS. OFTEN, THESE INTERESTS GENERATE A CHAIN OF CONTROVERSIES. IN THE SEARCH FOR COMPROMISES, IT IS NECESSARY TO SOLVE PROBLEMS OF NOT ONLY THEORETICAL GEOPOLITICAL AND ECONOMIC NATURE, BUT ALSO QUITE REAL ONES THAT REQUIRE THE USE OF MODERN TECHNOLOGY

Ключевые слова: беспилотные летательные аппараты, геологоразведка, Арктика, обнаружение судов, воздушное пространство.

Митько Арсений Валерьевич, вице-президент, председатель Совета молодых учёных Севера Арктической общественной академии наук, кандидат технических наук, доцент

Решение таких задач возможно путем создания соответствующих модификаций базовых беспилотных летательных аппаратов (БПЛА). Заинтересованность в их применении для своих целей определяет особые роль и место таких комплексов в системе специализированной техники министерств и ведомств РФ.

Беспилотная авиация одно из самых динамично развивающихся направлений в авиации на сегодняшний день. Маркетинговые

исследования прогнозируют рост доходов глобального рынка БПЛА до 18 миллиардов долларов США в 2020 году, что является самым высоким показателем среди сегментов мировой авиакосмической отрасли.

Взрывной рост рынка БПЛА и связанных с ним услуг прогнозируется при преодолении в скором времени ряда технических и административных барьеров, ограничивающих использование БПЛА в национальном воздушном пространстве.

Основными областями использования БПЛА в гражданском секторе экономики являются: производственный, геофизический и экологический мониторинг; дистанционное зондирование; наблюдение и охрана.

Непосредственно к задачам, которые можно решать на высоких широтах с помощью БПЛА, можно отнести: обнаружение малоразмерных воздушных и наземных объектов; поиск и обнаружение морских судов; контроль морских границ и правил рыболовства; аэрофотосъемка, картография; инспекция соблюдения договорных обязательств, например, режима «открытого неба»; контроль гидро- метеобстановки и активно излучающих объектов; геологоразведка; разведка ледовой обстановки, слежение за волнением моря, поиск косяков рыбы; охрана важных объектов (например, сотни тысяч километров трубопроводов топливно-энергетических компаний (ТЭК), которые слабо охраняются) и др.

Простая экономическая выгода подталкивает различные предприятия к принятию решений по использованию БПЛА, и этот процесс, находящийся в данный момент в начальной стадии, будет неуклонно развиваться. Считается, что в таких сферах, как дистанционное зондирование земли, контроль коммуникаций и границ использование БПЛА позволит снизить себестоимость услуг на порядок и даже больше по сравнению с традиционными космическими или авиационными системами.

Были найдены сотни позиций потенциального гражданского применения. Ожидается, что «всплывут» еще другие позиции, когда технология будет повсеместно внедрена. Творческий потенциал, инновации и предпринимательство будут играть главную роль в развитии коммерческих воздушных услуг.

Отечественная программа по созданию беспилотной техники в интересах России призвана преодолеть сильное отставание в данной области от ведущих стран мира. Сегодня производить легкие БПЛА в состоянии многие страны, в том числе и Россия. Большое число российских компаний выпускает достаточно качественные образцы

небольших БПЛА малого радиуса действия, способных совершать полеты на малых высотах. Такие БПЛА используются российскими силовыми ведомствами, МЧС, гражданскими компаниями и даже продаются за рубеж. Однако с высотными БПЛА, обладающими значительной дальностью полета все не так хорошо, в этой области лидерство США и Израиля является неоспоримым. Даже европейские страны вынуждены приобретать их технику, хотя и продолжают работы по разработке собственных моделей.

Применение БПЛА в гражданском секторе в настоящее время находится в ожидании решения некоторых технических и организационных проблем, без чего невозможно стабильное использование БПЛА.

Основные проблемы связаны с использованием воздушного пространства, выделением частотного диапазона для управления БПЛА и передачей информации с борта на землю и наоборот.

Отсутствие законодательной и нормативной базы в Российской Федерации в области беспилотной авиации создает разработчикам и потенциальным потребителям серьезные проблемы. Даже в оборонной области проектные работы регламентируются общетехническими требованиями 20-летней давности, а для проектирования коммерческих БПЛА никакой нормативной базы не существует вовсе. В настоящее время в правительстве идет работа над программой возрождения малой авиации, в которую составной частью войдет и беспилотная авиация. В условиях, когда рынок имеет большой потенциал для роста, необходимо консолидировать усилия разработчиков, заказчиков и всех ветвей власти.

Применение БПЛА на высоких широтах имеет целый ряд технических сложностей, к которым можно отнести:

- сложные метеоусловия;
- отсутствие наземной инфраструктуры;
- влияния внешних помех на радионавигационное обеспечение (особенно для выполнения продолжительных полетов);
- также к беспилотным и дистанционно пилотируемым

аппаратам, для их успешного применения, выдвигают первоочередные требования по массогабаритным характеристикам, автономности функционирования, минимального энергопотребления и стоимости.

Залогом успешного решения задач управления БПЛА во многом является высокий уровень развития измерительной техники. Эксплуатационные характеристики беспилотных летательных аппаратов сильно зависят от совершенства бортового оборудования, в частности, от качества информационно-измерительных сигналов, которые используются в управлении. Источником данных сигналов о параметрах движения, таких как местоположение, ориентация, скорость и другие, являются различные измерительные системы и навигационные комплексы (НК).

Измерительные сигналы вышеуказанных систем имеют погрешности из-за конструктивных особенностей и условий функционирования БПЛА. Для повышения точности измерительной информации необходимо исследовать причины возникновения погрешностей и их последующую компенсацию путем применения алгоритмов.

На высоких широтах условия окружающей среды сложны для функционирования БЛА из-за пассивных и активных помех и активного противодействия, в связи с чем, их системы управления (СУ) должны обеспечивать высокую точность движения, эффективное маневрирование и др. Осуществленные отечественными и зарубежными авиакомпаниями полеты по трассам «Polar-1», «Polar-2», «Polar-3» и «Polar-4» показывают низкую эффективность систем наблюдения, связи и управления воздушным судном над акваторией Северного Ледовитого океана в различные периоды года [4].

Навигационное обеспечение влияет на безопасность, надежность и экономические характеристики выполнения полета, поэтому особенно важно обеспечить точность определения координат, непрерывность и целостность передачи данных о положении БПЛА при их эксплуатации на высоких широтах.

Таким образом, к основным проблемам эксплуатации беспилотных летательных аппаратов на высоких широтах относятся: отсутствие нормативно-законодательной базы в РФ для использования БПЛА на высоких широтах; сложные метеоусловия, недостаточное навигационное обеспечение БПЛА на высоких широтах; требования по энергозатратам, простоте и стоимости полетов БПЛА на высоких широтах.

Одним из важнейших является вопрос классификации БПЛА. Основными классификационными признаками являются: назначение (многоцелевые; и целевые: разведывательные, наблюдательные, транспортные; кратность применения (многоразовые, одnorазовые); способ старта (аэродромный и безаэродромный старт (старт с ramпы, платформы, пускового устройства носителя); способ возврата (с посадкой на аэродром базирования при помощи шасси, свободный спуск на парашюте в заданном районе, падение на уловитель, возврат на парашюте); область применения (ближнего действия – до 25 км, малой дальности – до 100 км, средней дальности – до 500 км, большой дальности – более 500 км); взлетная масса (до 5 кг – класс микро, до 25 кг – малый класс, 25–150 кг – легкий класс, 150–750 кг – средний класс, 750–15000 кг – тяжелый класс); тип БПЛА (самолётной схемы, вертолетной схемы, ракетного заброса, с подъемным вентилятором).

Также общепризнанной в авиации является система классификации разделения БПЛА на классы. Выделяют классы БПЛА:

- Класс 1. БПЛА самолетного типа взлетной массой до 10 кг с электрическим двигателем. Они могут быть использованы в качестве средства оперативного наблюдения в составе стационарных постов охраны или мобильных групп.
- Класс 2. БПЛА самолетного типа взлетной массой до 100 кг с двигателем внутреннего сгорания. Они могут быть использованы в качестве средства оперативного наблюдения.

ТАБЛИЦА 1. Международная классификация БПЛА

Класс	Наименование / Международное обозначение	Взлетный вес, кг	Радиус действия, км	Практический потолок М
Малые	Нано/η	<0,025	<1	100
	Микро/μ	<5	<10	3000
	Мини /mini	<25	10–40	3000
Легкие	Ближнего действия класса 1	25–50	25–70	3000
	Ближнего действия класса 2	50–150	50–100	3000
Средние	Малой дальности /SR	≤200	≤150	4000
	Средней дальности /MR	≤500	200	5000
	Средней дальности с большой продолжительностью полёта / MRE	500	500	8000
	Маловысотный большой дальности /LADP	≥250	>250	≤4000
Тяжелые	Маловысотный большой продолжительностью полёта / LALE	≥250	≥250	4000
	Средне высотный большой продолжительностью полёта / MALE	≥1000	>1000	8000
	Высотный большой продолжительностью полёта / HALE	≥2500	>4000	20000

- Класс 3. БПЛА самолетного типа взлетной массой до 1000 кг могут привлекаться как для химической обработки больших площадей, так и для оперативной транспортировки грузов.
- Класс 4. БПЛА вертолетного типа. Они представляют интерес для мониторинга объектов.

Основным недостатком существующей системы классификации БПЛА является то, что она не учитывает характеристики наземной инфраструктуры: пункта управления, системы жизнеобеспечения, транспортировки и предполетной подготовки, стартовых и посадочных площадок, а также наличие сети наземных станций и линий их наземной связи. Очевидно, что не все БПЛА из-за ограничений по полезной нагрузке, дальности и высоте полета имеют возможность использовать вышеуказанную типовую аппаратуру для выполнения своих функциональных задач, задач по управлению и навигации БПЛА.

Поэтому имеет смысл рассмотреть классы БПЛА и произвести отбор БПЛА, которые могли бы эксплуатировать на высоких широтах в настоящее время. Исходя из выше изложенного, предлагается следующая классификация БПЛА:

- БПЛА класса 1 по полезной нагрузке не соответствуют требованиям по установке аппаратуры навигации и управления БПЛА. Практически – это радиоуправляемые БПЛА. В связи с этим они могут эксплуатироваться только в выделенном воздушном пространстве.
- БПЛА класса 2 по полезной нагрузке 100–120 кг соответствуют требованиям по установке аппаратуры навигации и управления БПЛА. Дальность и высота полета обеспечивает выполнение основных задач, поставленных перед БПЛА в гражданском секторе экономики.
- БПЛА класса 3 по полезной нагрузке 150–200 кг соответствуют требованиям по

установке аппаратуры навигации и управления БПЛА, а также дополнительного оборудования. Дальность полета обеспечивает выполнение основных задач, но требуется развитая структура наземных станций для наблюдения, управления и связи, которая отсутствует на высоких широтах.

Таким образом, в работе рассматриваются вопросы обеспечения безопасности полета в общем воздушном пространстве БПЛА класса 2: взлетная масса 500–600 кг, полезная нагрузка 100–120 кг, крейсерская скоростью 130–150 км/ час, с дальностью полета, равной прямой радиовидимости. А также рассмотрены перспективы создания инфраструктуры на высоких широтах, для применения БПЛА класса 3.

Для обеспечения задач наблюдения подстилающей поверхности в реальном масштабе времени в процессе полета и цифрового фотографирования выбранных участков местности, включая труднодоступные участки, а также определения координат исследуемых участков местности полезная нагрузка БПЛА должна содержать в своем составе:

- Устройства получения видовой информации:
- Спутниковую навигационную систему (ГЛОНАСС/GPS);
- Устройства радиолинии видовой и телеметрической информации;
- Устройства командно-навигационной радиолинии с антенно-фидерным устройством;
- Устройство обмена командной информацией;
- Устройство информационного обмена;
- Бортовая цифровая вычислительная машина (БЦВМ);
- Устройство хранения видовой информации.

Современные телевизионные (ТВ) камеры обеспечивают представление оператору в реальном времени картины наблюдаемой местности в формате наиболее близком к характеристикам зрительного аппарата человека, что позволяет ему свободно ориентироваться на местности и при необходимости выполнять пилотирование БПЛА.

Возможности по обнаружению, и распознаванию объектов определяются характеристиками фотоприемника и оптической системы телевизионные камеры. Основным недостатком современных телевизионных камер является их ограниченная чувствительность, не обеспечивающая всесуточности применения. Применение тепловизионных (ТПВ) камер позволяет обеспечить всесуточность применения БПЛА. Наиболее перспективным представляется применение комбинированных теле-тепловизионных систем. При этом оператору представляется синтезированное изображение, содержащее наиболее информативные части, присущие видимому и инфракрасному диапазонам длин волн, что позволяет существенно повысить тактико-технические характеристики системы наблюдения. Однако подобные системы сложны технически и достаточно дороги. Применение радиолокационной станции (РЛС) позволяет получать информацию круглосуточно и при не благоприятных метеоусловиях, когда ТВ и ТПВ каналы не обеспечивают получение информации. Применение сменных модулей, позволяет снизить стоимость и реконфигурировать состав бортового оборудования для решения поставленной задачи в конкретных условиях применения.

Рассмотрим состав бортового оборудования БПЛА.

Обзорное курсовое устройство закрепляется неподвижно под некоторым углом к строевой оси летательного аппарата, обеспечивающим необходимую зону захвата на местности. В состав обзорного курсового устройства может входить телевизионная камера (ТК) с широкопольным объективом (ШПЗ). В зависимости от решаемых задач может быть оперативно заменена или дополнена тепловизионной камерой (ТПВ), цифровым фотоаппаратом (ЦФА) или РЛС.

Устройство детального обзора с поворотным устройством состоит из ТК детального обзора с узкопольным объективом (УПЗ) и трехкоординатного поворотного устройства, обеспечивающего разворот камеры по курсу,

крену и тангажу по командам оператора для детального анализа конкретного участка местности. Для обеспечения работы в условиях пониженной освещенности ТК может быть дополнена тепловизионной камерой (ТПВ) на микроболометрической матрице с узкопольным объективом. Возможна также замена ТК на ЦФА. Подобное решение позволит использовать БПЛА для проведения аэрофотосъемки при развороте оптической оси ЦФА в надир.

Устройства радиолинии видовой и телеметрической информации (передатчик и антенно-фидерное устройство) должны обеспечивать передачу видовой и телеметрической информации в реальном или близком к реальному масштабе времени на ПУ в пределах радиовидимости.

Устройства командно-навигационной радиолинии (приемник и антенно-фидерное устройство) должны обеспечивать прием в пределах радиовидимости команд пилотирования БПЛА и управления его оборудованием.

Устройство обмена командной информацией обеспечивает распределение командной и навигационной информации по потребителям на борту БПЛА.

Устройство информационного обмена обеспечивает распределение видовой информации между бортовыми источниками видовой информации, передатчиком радиолинии видовой информации и бортовым устройством хранения видовой информации. Это устройство также обеспечивает информационный обмен между всеми функциональными устройствами, входящими в состав целевой нагрузки БПЛА по выбранному интерфейсу (например, RS-232). Через внешний порт этого устройства перед взлетом БПЛА проводится ввод полетного задания и осуществляется предстартовый автоматизированный встроенный контроль на функционирования основных узлов и систем БПЛА.

Спутниковая навигационная система обеспечивает привязку координат (топопривязку) БПЛА и наблюдаемых объектов по сигналам глобальной спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС (GPS). Спутниковая навигационная система состоит из одного или

двух приемников (ГЛОНАСС/GPS) с антенными системами. Применение двух приемников, антенны которых разнесены по строительной оси БПЛА, позволяет определять помимо координат БПЛА значение его курсового угла.

Бортовая цифровая вычислительная машина (БЦВМ) обеспечивает управление бортовым комплексом БПЛА.

Устройство хранения видовой информации обеспечивает накопление выбранной оператором (или в соответствии с полетным заданием) видовой информации до момента посадки БПЛА. Это устройство может быть съемным или стационарным. В последнем случае должен быть предусмотрен канал съема накопленной информации во внешние устройства после посадки БПЛА. Информация, считанная с устройства хранения видовой информации, позволяет проводить более детальный анализ при дешифрировании полученной в полете БПЛА видовой информации.

Встроенный блок питания обеспечивает согласование по напряжению и токам потребления бортового источника питания и устройств, входящих в состав полезной нагрузки, а также оперативную защиту от коротких замыканий и перегрузок в электросети. В зависимости от класса БПЛА полезная нагрузка может дополняться различными видами РЛС, датчиками экологического, радиационного и химического мониторинга. Комплекс управления БПЛА представляет собой сложную, многоуровневую структуру, основная задача которой –

обеспечить вывод БПЛА в заданный район и выполнение операций в соответствии с полетным заданием, а также обеспечить доставку информации, полученной бортовыми средствами БПЛА, на пункт управления.

В настоящее время существует немного разработок беспилотных летательных аппаратов, которые могут использоваться в гражданских целях на высоких широтах, к ним можно отнести Норвежский Cryo Wing и Российский «Элерон-3». Арктическая экспедиция «Северный полюс-38» активно использовала в своей работе комплекс беспилотной воздушной разведки и наблюдения «Элерон-3», разработанной компании «ЭНИКС», беспилотные комплексы осматривают ледовую обстановку в радиусе 15 км [5].

Условия самолётовождения на высоких широтах характеризуются рядом особенностей:

- 1) Местность однообразна, с малым количеством ориентиров, для визуальной и радиолокационной ориентировки. Малым количеством наземных радиотехнических средств навигации. В высоких широтах, над океанами и труднодоступными районами отсутствует радиолокационный контроль.
- 2) Метеорологическая обстановка неустойчива, преобладают низкие температуры.

Наличие частично открытых и частично закрытых льдом больших водных бассейнов. Близость океанических течений (теплого течения Гольфстрим и холодного северного течения), что создает специфические метеорологические условия погоды. Происходит резкое изменение направления и скорости ветра (от штиля до шторма), часто изменяются высота и характер облачности, неожиданно налетает туман с моря на побережье, сильные ветры приносят пургу.

- 3) В Арктическом регионе наблюдаются длительные периоды полярного дня, сумерек и полярной ночи. Лучшее время для полётов в Арктике – период с начала марта до середины мая, так как в это время заканчивается полярная ночь, улучшаются погодные условия. Арктические полярные сияния значительно затрудняют применение астрономической ориентировки из-за того, что небесные светила трудно различить в переливах сияния.
- 4) Большая величина магнитного склонения и резкое его изменение на небольших расстояниях, наличие магнитных аномалий и магнитных бурь. В районе Арктики магнитное склонение бывает очень высоким и довольно резко изменяется на небольших расстояниях, из-за близости полюса и наличия магнитных аномалий, связанных, в том числе, с солнечной активностью. Проявляется неустойчивость показаний магнитных и гиромагнитных компасов вследствие малой величины горизонтальной составляющей магнитного поля Земли. Районы Арктики отличаются от других районов распределением земного магнетизма. Горизонтальная составляющая магнитного поля Земли по мере приближения к району магнитного полюса сильно уменьшается и с широты 78° становится настолько мала, что магнитные компасы ведут себя очень неустойчиво и пользоваться ими почти невозможно.
- 5) Неустойчивостью распространения радиоволн, особенно коротких, и наличием помех от радиотехнических

средств. Во время магнитных бурь распространение радиоволн становится неустойчивым, что ухудшает радиосвязь и ограничивает применение радиотехнических средств (РТС). При полёте в среде, насыщенной ледяной крошкой или снегом, возникают помехи РТС, которые образуются местными разрядами между разноименно заряженными частицами. ОВЧ не подвергаются влиянию ионосферных и атмосферных помех, но дальность их распространения равна дальности прямой геометрической видимости.

- 6) Особенности географического положения, вызывающими большие углы схождения меридианов и быстрое изменение долготы при полёте самолёта. В связи с большими углами схождения меридианов затрудняется выполнение полёта по маршруту с помощью магнитного компаса. Линия фактического пути, при полёте по магнитному компасу имеет большую кривизну, что приводит, с одной стороны, к значительному удлинению пути, а с другой – к ухудшению работы некоторых навигационных приборов. Большая кривизна локсодормии требует непрерывного доворота самолёта в горизонтальной плоскости. Эти довороты вызывают ускорения, которые влияют на точность работы некоторых навигационных приборов. Поэтому при полётах в высоких широтах курс самолёта лучше измерить относительно не истинных или магнитных меридианов, а относительно условных меридианов.

Архитектура построения навигационного комплекса беспилотных летательных аппаратов может быть различной, в зависимости от требований и выполняемой задачи, ниже рассмотрены основные из них.

Как показывает опыт разработки беспилотных летательных аппаратов, в контуре управления БПЛА существуют два основных элемента. Первый – исполнительный, т.е. это сам планер с силовой установкой и рулевые механизмы. Второй – командный. Это тот элемент, который ставит задачу на полёт,

принимает решение в случае необходимости изменить программу полёта, выполняет коррекцию движения летательного аппарата при его отклонениях от заданной траектории движения.

При построении комплекса управления БПЛА командный элемент или его часть выносятся за пределы аппарата и связывается с исполнительным элементом линией передачи.

Наибольшие трудности возникают при разработке системы управления (СУ). Это связано с тем, что БПЛА должен выполнять задачи в условиях автономного полёта, следовательно, иметь полную функционально замкнутую СУ. Кроме того, малые размеры и масса БПЛА приводят к увеличению количества и диапазона внешних воздействий на данные объекты по сравнению с существующими летательными аппаратами, и, следовательно, ужесточают требования к элементной базе СУ. В связи с этим СУ должна решать следующие задачи:

- стабилизация параметров движения объекта применительно к внешним помехам различной природы;
- анализ внешних данных бортовыми средствами и определение приоритетной цели в зависимости от поставленной перед БПЛА задачи;
- расчет оптимальной траектории движения с целью уменьшения времени движения и расхода ресурсов БПЛА;
- контроль правильности удержания траектории;
- обеспечение отказоустойчивости объекта управления или компенсация изменений его характеристик бортовыми средствами;
- выполнение вычислительных операций большого объема в реальном масштабе времени для реализации алгоритмов управления БПЛА.

Следует подчеркнуть, что основной функцией, решаемой СУ, является управление движением центра масс (три канала управления) и угловыми движениями БПЛА относительно центра масс (три канала управления). Если не нужно точно выдерживать движение летательного аппарата по заданной траектории, то

управляют только его угловыми движениями. Управление угловыми движениями обеспечивает вполне определенное положение БПЛА в пространстве по отношению к вектору скорости центра масс. Управление движением центра масс обеспечивает полёт по наилучшей (оптимальной) траектории, например, по кратчайшему пути за кратчайшее время.

Таким образом, управление полетом БПЛА сводится к управлению параметрами его движения: угловыми координатами, угловыми скоростями и ускорениями, линейными координатами (дальностью, высотой, боковым перемещением) и т. д.

Существующие СУ подразделяют на автономные и неавтономные. Кроме того, в отдельную группу могут быть выделены комбинированные СУ. Особенностью автономных СУ является то, что сигналы управления движением вырабатываются аппаратурой, целиком расположенной на борту, причем эта аппаратура после запуска не получает никакой информации из пункта управления. Автономные СУ действуют по заранее определенной программе.

При использовании автономных систем существует два метода получения управляющих сигналов. Можно заранее перед стартом рассчитать, как должны изменяться во времени основные параметры движения БПЛА (скорость, угол и т.д.), определяющие траекторию движения. Полученные функции времени вводятся в специальные устройства СУ в качестве заданных величин или программ. После старта в процессе полета БПЛА соответствующими устройствами непрерывно изменяются текущие (действительные) значения указанных параметров. СУ осуществляет сравнение расчетных значений параметров с текущими значениями и при их неравенстве вырабатывает соответствующие сигналы управления. Если на БПЛА установлена аппаратура, позволяющая вести непрерывное измерение её координат в пространстве, то автономное управление можно осуществить по-другому. Координаты, получаемые от аппаратуры, автоматически вводятся в бортовое вычислительное устройство,



которое в соответствии с заранее заложенной программой вычисляет величину сигналов управления. Следовательно, заранее не задается определенная траектория, а каждый раз вычисляется в зависимости от текущих координат. При этом предполагается, что координаты объекта предварительно заложены в вычислительное устройство. На работу таких СУ не оказывают влияние искусственно создаваемые помехи. Это основное их достоинство. Кроме того, эти системы можно применять для управления БПЛА с большой дальностью полета.

Определение собственных координат воздушным судном происходит ежесекундно при стандартной работе приёмника спутниковой навигационной системы (СНС). При перенастройке приемника частота определения собственных координат может быть увеличена. Практически же увеличение частоты не дает выигрыша в точности определения координат, так как скорость изменения координат накладывает ограничения на маневренность БПЛА. Характер движения в течение одной секунды меняется мало, и положение БПЛА можно достаточно точно рассчитать по его предыдущему положению, динамике полета и текущему маневру. В реальности стоит задача не только знать, где и в какое время находится объект, но и в зависимости от его местоположения выработать ответную реакцию.

Итак, ситуацию можно разделить на три условные категории. Первая – простейший случай мониторинга. Задача системы состоит в фиксации местоположения объекта с привязкой ко времени. Вторая – это расширение первой. Причем, в добавление к наблюдению, система вырабатывает внутри себя ответную реакцию (сигнализацию, набор вычислительных процедур, выработку внутренней команды). В этом случае время на выработку ответной реакции и на ее исполнение ничтожно мало по сравнению с дискретностью отсчета местоположения объекта. Третья категория – передача вычисленных во втором случае данных обратно на борт летательного аппарата. Например, с целью коррекции его движения. Здесь складываются времена передачи координат с

летательного аппарата на пункт наблюдения, выработки команды и передачи команды обратно на борт аппарата.

Основные проблемы интеграции БПЛА в единое воздушное пространство и в частности в Арктический регион связаны с отсутствием процедур использования воздушного пространства в РФ. Необходимо разработать и внедрить разрешительные меры эксплуатации БПЛА в общем воздушном пространстве. Для безопасной интеграции БПЛА в единое воздушное пространство (в данном случае в Арктике) необходимо оборудовать БПЛА навигационным комплексом, соответствующим международным нормам и требованиям для реализации поставленных задач, также необходимо предусмотреть реализацию функции разрешения конфликтной ситуации. Необходимо проанализировать работу современных навигационных средств, на предмет готовности работы в условиях Арктики и выбрать метод управления, который сможет соответствовать требованиям по надежности. Для организации специальных полётов (разведка полезных ископаемых, геодезические и океанографические измерения, картографическая съемка поиска и спасение и др.) необходимо, чтобы навигационное оборудование обеспечивало точность определения координат с погрешностью 1 – 10 м и высоты 1,5 – 3 м.

Для того, чтобы, определить навигационный комплекс для БПЛА, который будет соответствовать требованиям для выполнения специальных задач (разведка, спасательные операции и т.д.) на высоких широтах необходимо проанализировать работу современных навигационных комплексов, определить основные факторы, которые воздействуют на точность и надежность навигационных систем. К наиболее распространенным системам навигационного оборудования относят совместный комплекс состоящий из спутниковой навигационной системы и инерциальной навигационной системы (ИНС). Средства ближней навигации в высоких широтах не устанавливаются из-за сложности содержания на островах и льдинах

обслуживающего персонала и мощных электростанций. Также из-за особенностей подстилающей поверхности и климатических условий невозможно использовать визуальные методы навигации для беспилотных систем при длительных полётах.

На основе анализа погрешностей бесплатформенная инерциальная навигационная системы (БИНС), было выявлено, что наибольший вклад в суммарную погрешность, вносит погрешность обусловленная дрейфом гироскопа. При длительной работе автономной режиме накопление погрешностей приводит к тому, что вырабатываемая ИНС навигационная информация утрачивает необходимую адекватность и тогда целесообразно корректировать БИНС с помощью внешних или внутренних источников навигационной информации. Применение спутниковых навигационных систем (СНС) на высоких широтах, обусловлено рядом проблем, таким как распространение радиоволн в ионосфере, тропосфере и геометрическим фактором. Для того, чтобы навигационная система соответствовало требованиям для специальных полётов, СНС необходимо дополнять.

Для решения задач навигации на высоких широтах для беспилотных летательных аппаратов, можно выделить два пути создания навигационных комплексов:

- 1) Неавтономный НК – осуществляет навигацию с помощью инерциальной навигационной системой, погрешности которой компенсируют, с помощью внешних источников навигационной информации. Для реализации этого метода необходимо создать наземную сеть навигационных передатчиков (НП). Приём сигналов от НП в сложной помеховой обстановке позволит облегчить входение в режим слежения за сигналами СНС. Для организации выполнения специальных полётов на высоких широтах такие передатчики могут устанавливаться на сопровождающих морских судах или на станциях.
- 2) Автономный навигационный комплекс (НК) – осуществляет

управление по заложенной в памяти бортового компьютера программе полёта, которую дополняют компоненты искусственного интеллекта, с помощью которых могут быть учтены возникающие в полете непрогнозируемые заранее изменения внешних условий, а также появление новых целей, не исключена возможность при необходимости перепланирования действий.

Необходимо, более подробно рассмотреть эти два метода, касательно к использованию БПЛА на высоких широтах.

Анализ требований по точностным навигационным характеристикам БПЛА показывает, что для обеспечения специальных полётов требуется большая точность навигационных характеристик. Перспективным направлением на пути повышения точности является установка навигационного передатчиков на земле или на сопровождающем судне.

НП будет представлять собой передатчик, работающий совместно с космическим сегментом, сигнал которого должен быть синхронизирован с сигналами СНС ГЛОНАСС и близок им по параметрам и формату. Использование НП позволяет реализовать дополнительное преимущество, заключающееся в повышении точности и надежности навигационных определений в местах затрудненного приёма сигналов СНС. С помощью НП можно обеспечить оптимальную геометрию излучателей и, стабильное навигационное обеспечение. С помощью НП теоретически можно обеспечить относительную навигацию даже в отсутствии сигналов от навигационного космического аппарата (НКА), а значит непрерывность обслуживания в течении наиболее ответственных отрезков времени выполнения навигационного задания.

Возможны два варианта использования навигационной системы на основе НП:

- в автономном режиме (только с использованием сигналов НП),
- в совместном режиме с СНС.

В этом случае можно выделить автономные навигационные системы и системы, работающие

совместно с СНС. И те и другие бывают синхронные либо асинхронные.

Понятие синхронной системы означает точную синхронизацию всех НП системы и их привязку к единому времени. В такой системе механизмы синхронизации могут быть весьма сложны и труднореализуемы.

В асинхронной системе точной привязки к единому времени каждого НП нет. Каждый НП имеет свою несинхронную шкалу времени, относительно которой происходит формирование НС.

С технической точки зрения это означает, что в системе необходимо организовать измерение невязок шкал времени НД относительно единого времени. В данной модели эта задача решается с помощью синхроспутника. Тогда помимо приёма НС от НП необходимо принимать сигнал от (синхроспутника) СС, который в составе НА передает невязку шкал времени используемых в системе на основе НП. Реализация такого псевдо-дифференциального режима требует дополнительного канала связи между аппаратурой потребителя АП и СС, но данный канал связи может быть организован и на частоте передачи НС от НП.

Одной из причин трудности в реализации совместного режима работы СНС и НП является сложность синхронизации шкалы времени НП со шкалой времени СНС. Отсутствие такой синхронизации может привести к ошибкам и снизить фактическую точность СНС, но приведенная математическая модель и

алгоритмы работы СНС позволяют исключить ошибки, связанные с рассинхронизацией шкал времени, благодаря использованию псевдо дифференциального режима.

Результаты анализа влияния комплексной обработки сигналов НП и НКА, при решении навигационной задачи над г. Норильск, показали, что погрешность определения навигационных параметров высоты (Н) и долготы (L) не превышает 25 метров, а для широты (В) не превышает 8 метров.

Таким образом, можно заключить, что использование в высоких широтах в зонах плохой радиовидимости НКА функционального дополнения СРНС ГЛОНАСС в виде псевдоспутников позволяет улучшить точностные и надёжностные характеристики АП СНС и повысить безопасность полетов воздушных судов гражданской авиации, в том числе и в условиях затенения навигационной антенны элементами конструкции ВС при совершении маневров, за счет избыточности навигационных данных, необходимой для поддержания заданной точности.

Использование НП имеет ряд недостатков:

- аппаратура потребителя в этом случае может быть более сложной, например, при реализации синхронизации космического (СНС) и наземного сегментов;



- требуется решить ряд проблем, связанных с применением ПС, а именно многолучевость и проблема «ближней-дальней» зоны (далее по тексту «проблема динамического диапазона»)

Одна из главных проблем, связанных с использованием комплексированной навигационной системы СНС с НП, – проблема динамического диапазона, когда более мощный сигнал возле приемника АП СНС доминирует над приемом слабых сигналов от удаленных передатчиков (например, НКА СНС).

Комплексирование СНС с НД, радиовысотами обеспечивают требуемые точности определения навигационных параметров для проведения специальных работ с применением БПЛА на высоких широтах. В случае отсутствия сигнала от СНС или от НД, погрешности определения координат БИНС могут быть компенсированы с помощью внутренних алгоритмов прогнозирования.

Развитие БПЛА за последнее десятилетие показало, насколько востребованным является данный вид робототехнических систем. Выполнение поисковых работ с воздуха с их помощью осуществляется наиболее оперативно и менее затратно в плане обеспечения. Так, например, специалисты Омского государственного технического университета разработали новую модификацию БПЛА – ПП-50 [6]. Это аппарат третьего поколения с улучшенными характеристиками. Новый БПЛА может эксплуатироваться в диапазоне температур от минус 40 до плюс 45 градусов и скорости ветра до 15 м/с. При создании БПЛА ПП-50 использовался опыт конструирования и эксплуатации предшествующих моделей ПП-40 и ПП-45. Это аппараты появились на рынке в 2011–2013 годах, их сегодня применяют географы, геофизики и археологи в России и Казахстане. Модель подойдет для труднодоступной местности где ведется геологоразведка, проходят протяженные линии газопроводов и нефтепроводов.

ПП-50 может провести в воздухе до 6 часов, при этом полетное время составляет 3,5 часа. Это в два раза больше, чем у предыдущих моделей. Скорость дрона

составляет до 120 км/ч в радиусе до 100 км, а высота полета – до 5 км, что в пять раз превышает возможности ранее выпускаемых аппаратов.

При конструировании ПП-50 применялись современные 3D-технологии. Корпус изготовлен из новейших композитных материалов на основе кевларовых сот и углепластиков.

Разборный корпус аппарата позволяет удобно размещать внутри него или на подвеске необходимое оборудование. БПЛА стал основой для разработки подвешного патрульно-поискового комплекса «Взор». Пыле- и влагозащита комплекса соответствует классам IP-67 и IP-68, поэтому аппарат может использоваться в условиях атмосферных осадков, он также способен вынести погружение на глубину до одного метра. «Взор» включает в себя тепловизоры и фото- и видеоаппаратуру.

БПЛА ПП-50 с комплексом «Взор» может применяться для видеонаблюдения с передачей изображения в наземный пункт, для трехмерной картографии. Технические характеристики БПЛА и «Взора» позволяют использовать комплекс для патрулирования в условиях Арктики.

Создатели комплекса заявили, что в нем используются комплектующие только российского производства. Отечественной разработкой является даже система автоматического пилотирования, ключевой элемент БПЛА. На выставке техники и высоких технологий для Арктики, Сибири и Дальнего Востока «ВТТА-Омск-2015» возможностях ПП-50 заинтересовались представители «Газпрома» и нефтяных корпораций, работающих в условиях Крайнего Севера. Внимательно изучили достоинства аппарата и представители Министерства обороны РФ.

Развитие беспилотных авиационных аппаратов является важной задачей для нашей страны, так как эта область приборостроения позволяет решать большой спектр задач. Данное направление является перспективным. Поскольку в России уже существует база для дальнейшего совершенствования технологий (НИИ, компании-производители),

развитию БПЛА не должно быть препятствий. Будем надеяться, что решаться вопросы с развитием правовой законодательной базы, позволяющей задействовать БЛА в различных сферах деятельности. Устранив эти сложности, у России есть все шансы стать лидирующей страной в этом направлении.

Арктика, с ее сложными географическими и метеорологическими условиями, предъявляет особые требования к авиационной технике. В создании такой техники Россия в последние годы смогла добиться существенного прогресса. В начале июля холдинг «Вертолеты России» досрочно передал российским военным два арктических транспортно-штурмовых вертолета Ми-8АМТШ-ВА. Первая машина этого типа поступила на Камчатку в 2016 году. Арктический Ми-8АМТШ-ВА может эксплуатироваться при температурах до минус 60 градусов Цельсия. Благодаря дополнительным топливным бакам дальность полета вертолета превышает 1400 км. При необходимости он может нести вооружение, аналогичное Ми-8АМТШ, в том числе ПТУР «Штурм» или «Атака» и ракеты «Игла» класса «воздух–воздух». На Ми-8АМТШ устанавливается бортовой комплекс обороны «Витебск», защищающий от переносных ЗРК. При создании арктического вертолета особое внимание уделено совершенствованию навигационного оборудования, обеспечивающего длительные полеты над безориентирной местностью.

Если не думать о перспективе, то нынешняя ситуация с транспортными самолетами в Арктике не выглядит угрожающей. Существующий в ВКС и Морской авиации ВМФ России парк достаточен для решения большинства задач. Его основу составляют тяжелые транспортные самолеты Ил-76 (существующие и выпускаемые Ил-76МД-90А), средние Ан-12 и легкие Ан-72 и Ан-26. Проблема заключается в том, что ресурс большинства «анов» приближается к исчерпанию. Кроме того, поддерживать самолеты, спроектированные и построенные (в основном) украинскими авиазаводами, становится все труднее.

Надежду вселяют срочные меры, направленные на активизацию разработки легкого военно-транспортного самолета Ил-112В и восстановление производства усовершенствованного пассажирского Ил-114-300. Летные испытания этих самолетов должны начаться в 2018–2019 годах, поставки – в начале 2020-х годов. Ил-114, как отметил вице-премьер Дмитрий Rogozin, заменит в Арктике линейку машин КБ Антонова. Кроме того, Ил-114 рассматривается как основа для создания специальных самолетов. Глава ОАК Юрий Слюсарь заявил: «Мы рассчитываем, что Ил-114 будет использоваться как платформа для всевозможных специальных комплексов: разведки, патрулирования, мониторинга. Рассматриваем вариант постановки на лыжи, для использования в арктических зонах и в качестве патрульно-спасательной машины».

Создание новых патрульных и противолодочных самолетов в России весьма актуально, поскольку существующие Ил-38, модернизированные Ил-38Н и Ту-142МК в среднесрочной перспективе исчерпают свой ресурс. Сегодня основу ударного потенциала России, в том числе на северном направлении, составляют самолеты Дальней авиации и фронтовые бомбардировщики Су-24М и Су-34. Россия наращивает возможности стратегических ракетноносцев Ту-160 и Ту-95МС, которые помимо участия в ядерном сдерживании могут выполнять задачи в локальных и региональных неядерных конфликтах.

Следующим шагом станет модернизация дальних бомбардировщиков Ту-22МЗ, одна из важнейших задач которых – борьба с корабельными группировками противника, в том числе авианосцами. Согласно заявлению гендиректора компании «Туполев» Александра Конюхова, летные испытания Ту-22МЗМ начнутся в 2018 году.

В более отдаленной перспективе Дальняя авиация получит стратегические ракетноносцы Ту-160М2 и затем – перспективные авиационные комплексы.

Со времен СССР основным истребителем-перехватчиком на Севере был МиГ-31. Он обеспечивал перехват крылатых ракет США, которые могли

запускаться со стратегических бомбардировщиков и подводных лодок. В последние годы МиГ-31 активно использовались на учениях в северных районах России. По заявлению заместителя командующего войск ВКО генерал-майора Кирилла Макарова, «истребители МиГ-31 будут прикрывать с воздуха наши порты, транспортные артерии и суда во всей арктической зоне».

Сегодня в России реализуется программа модернизации, которая охватит примерно 20% из 500 выпущенных МиГ-31. Модернизация по программам МиГ-31БМ/БСМ существенно повышает возможности истребителей по уничтожению современных средств воздушного нападения.

«Рабочие лошади» современной войны в воздухе – это многофункциональные истребители. Морская авиация Военно-морского флота сделала ставку на Су-30СМ, которые способны решать широкий круг задач, включая перехват воздушных целей, завоевание господства в воздухе и нанесение ударов по наземным и надводным целям. Кроме того, благодаря ритмичному крупносерийному производству Су-30СМ отличается хорошим соотношением эффективности и стоимости. Северный флот стал вторым объединением ВМФ РФ, которое получило такие машины. Скорее всего северяне стали бы первыми, однако после известных событий Су-30СМ сначала были поставлены Черноморскому флоту. Согласно распространенному в 2015 году сообщению Минобороны РФ, до 2020 года Морская авиация получит свыше 50 истребителей Су-30СМ. Командующий авиацией ВМФ РФ, Герой России генерал-майор Игорь Кожин заявил: «Поступление в войска истребителей Су-30СМ позволяет существенно расширить возможности авиационных группировок ВМФ. Большая дальность полета, возможность дозаправки в воздухе, способность бороться высокоточным оружием с воздушными, надводными и наземными целями – эти качества Су-30СМ востребованы Морской авиацией ВМФ России». Отметим, что Морская авиация, причем не только в России, предъявляет к истребителям специфические требования. Недаром ВМС США

продолжают закупки новых вариантов F/A-18, хотя имеют возможность полностью перейти на истребители пятого поколения.

Интерес для Морской авиации может представлять перспектива адаптации к истребителю тяжелых дальних сверхзвуковых противокорабельных ракет. Такую программу в Индии ведет совместное предприятие «БраМос», российским участником которого выступает НПО машиностроения. Перенос этого опыта в «родные пенаты» позволит создать комплекс, способный бороться с любыми целями на море, включая авианосные группы. Многофункциональные истребители существенно увеличат ударный потенциал российской авиации в Арктическом регионе. Довооружение Су-30СМ позволит создавать компактные группировки для решения разнообразных задач, стоящих перед боевой авиацией. Это чрезвычайно важно для небольших арктических аэродромов, развертывание на которых значительного числа специализированных самолетов затруднено.

Финансирование программ развития оборонной инфраструктуры Россия ведет в приоритетном порядке. По информации агентства РБК, на эти цели выделяется 34 млрд руб., как это и предусмотрено упомянутой стратегией развития региона до 2020 года. Решение об этом было принято в ходе июньской серии совещаний с участием вице-премьера Дмитрия Rogozina – куратора арктической темы в правительстве. В преддверии будущего наращивания авиационной группировки в Арктике ведется восстановление северных аэродромов России. Главком ВКС РФ генерал-полковник Виктор Бондарев заявил: «Идет развитие аэродрома Рогачево на Новой Земле и других северных аэродромов. Это Воркута, Тикси, Анадырь и мыс Шмидта, а также другие. Это аэродромы будут восстановлены, и на них будет базироваться наша авиация».

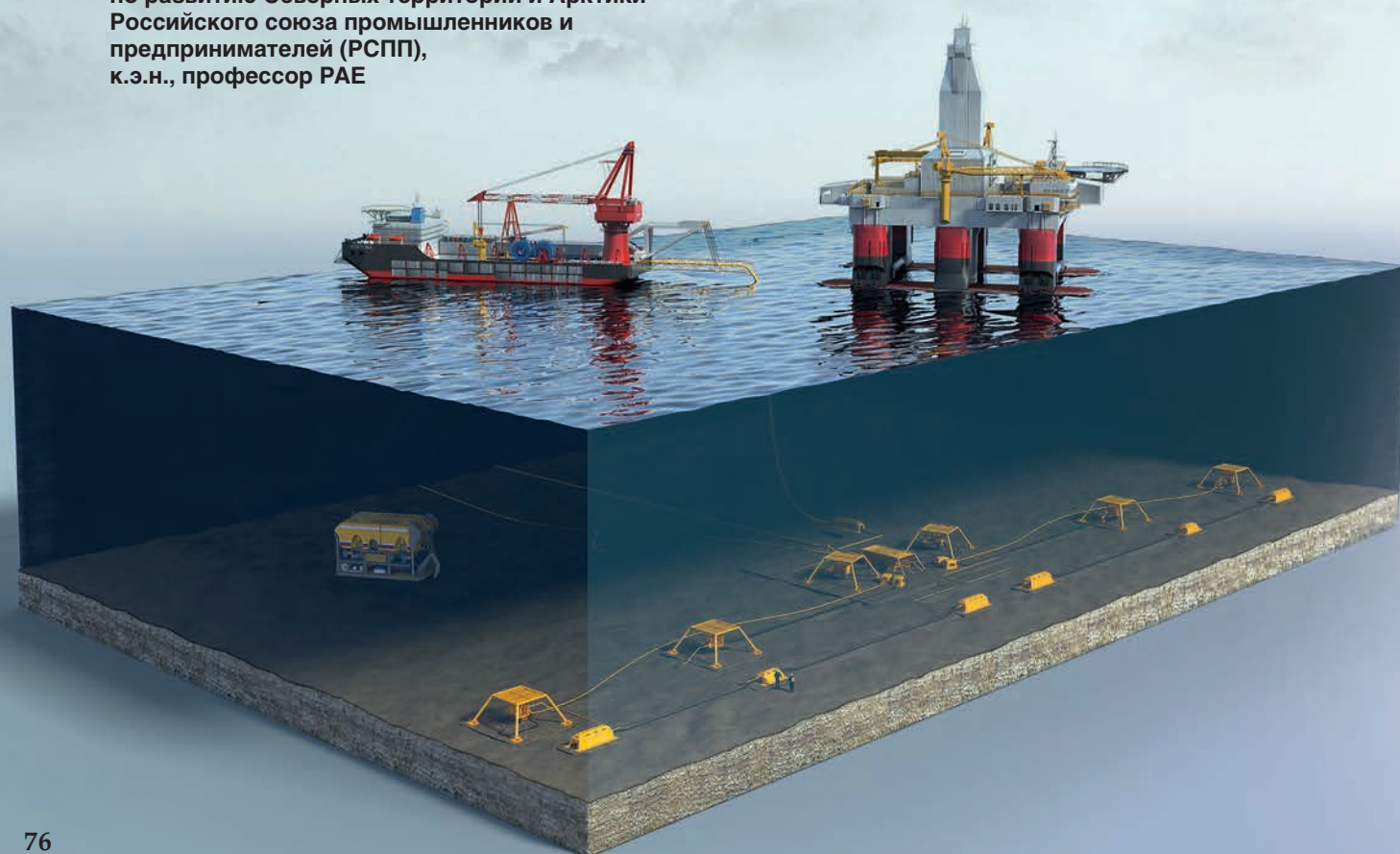
По словам представителя Спецстроя России, в ближайшей перспективе в Арктике будет обустроено девять аэродромов. ●

KEYWORDS: *unmanned aerial vehicles, exploration, Arctic, ship detection, airspace.*

БЕСЧЕЛОВЕЧНАЯ АРКТИКА

ТЕХНОЛОГИИ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА, РОБОТОТЕХНИКА И ДАТА-ЦЕНТРЫ КАК ДРАЙВЕРЫ РАЗВИТИЯ НАУКОЕМКИХ ТЕХНОЛОГИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В ВЫСОКИХ ШИРОТАХ

Федотовских Александр Валентинович,
член Президиума Координационного совета
по развитию Северных территорий и Арктики
Российского союза промышленников и
предпринимателей (РСПП),
к.э.н., профессор РАЕ



В НАЧАЛЕ ТЕКУЩЕГО ГОДА СТАРТОВАЛА РАЗРАБОТКА СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ РОБОТОТЕХНИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ. ЭТОТ ДОКУМЕНТ СТАНЕТ ПЕРВЫМ РЕГУЛЯТОРОМ НАХОДЯЩИХСЯ В СТАДИИ ФОРМИРОВАНИЯ НОВЫХ РЫНКОВ ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ. РЕЧЬ ИДЕТ НЕ ТОЛЬКО О РОБОТАХ, НО ТАКЖЕ О СИСТЕМАХ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА И ОБРАБОТКЕ БОЛЬШИХ ДАННЫХ КАК СМЕЖНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ. НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИИ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ДРАЙВЕРОВ ИННОВАЦИЙ И СПОСОБЕН СТАТЬ ЛИДЕРОМ ПО ИХ ВНЕДРЕНИЮ

AT THE BEGINNING OF THIS YEAR, DESIGNING OF THE STRATEGY FOR DEVELOPMENT OF THE ROBOTICS INDUSTRY IN RUSSIA WAS LAUNCHED. THIS DOCUMENT WILL BE THE FIRST REGULATOR IN THE STAGE OF FORMATION OF NEW HIGH-TECH MARKETS. IT IS NOT ONLY ABOUT ROBOTS, BUT ALSO ABOUT ARTIFICIAL INTELLIGENCE SYSTEMS AND PROCESSING BIG DATA AS ADJACENT DIRECTIONS. THE OIL AND GAS COMPLEX OF RUSSIA IS ONE OF THE DRIVERS OF INNOVATION AND IS ABLE TO BECOME A LEADER IN THEIR IMPLEMENTATION

Ключевые слова: Арктика, искусственный интеллект, дата-центр, робототехника, нефтегазовый комплекс.

По оценкам экспертов, к 2022 году мировой рынок искусственного интеллекта только в нефтегазовом секторе экономики достигнет емкости в \$2,9 млрд. Ситуация в России гораздо скромнее, чем у стран-лидеров, но динамику движения создают не только разработчики, производители и конечные пользователи, но и профильные советы, ассоциации и союзы. В мае-октябре 2018 года Союзы работодателей Красноярского края и Координационный совет по развитию Северных территорий и Арктики Российского союза промышленников и предпринимателей (далее РСПП) при поддержке ЭЦ «ПОРА» реализовали пилотную часть междисциплинарного научно-практического проекта «Применение систем искусственного интеллекта в условиях нового этапа освоения Арктики». Основная задача исследования заключалась в создании реестра отечественных специально разработанных для суровых условий Арктики проектов технологий искусственного интеллекта для возможности их практического использования в хозяйственной деятельности экономических субъектов. С участием 25 профильных экспертов из 8 регионов был опубликован аналитический обзор, ставший Лауреатом 31 Московской международной книжной выставки-ярмарки на ВДНХ и награжденный «золотой медалью», зарегистрировано новое научное направление «Использование искусственного интеллекта для применения в экстремальных условиях Арктики и Крайнего Севера». По итогам исследования выявлено, что одной из наиболее активных сфер внедрения технологий искусственного интеллекта в Арктике является нефтегазодобыча.

С ноября 2018 года силами Союзов промышленников и предпринимателей стартовал второй этап проекта, включивший в себя не только технологии искусственного интеллекта, но и развитие робототехники, а также обработку больших данных в Арктической зоне РФ и на Крайнем Севере. Союзам было подписано соглашение о сотрудничестве с Национальной Ассоциацией участников рынка робототехники (НАУРР). Нефтегазовая отрасль выделена одной из приоритетных для внедрения новых технологий сервисной робототехники. Налаживается сотрудничество с реальным сектором экономики.

Так, в ПАО «Газпром» работает система «Одно окно» для внедрения инновационной

ФАКТЫ

к 2022 г.

мировой рынок искусственного интеллекта в нефтегазовом секторе достигнет емкости в \$2,9 млрд

продукции субъектов малого и среднего предпринимательства. Разработчики и эксперты могут зарегистрироваться в системе и направить свои проекты в четырех фазах – от предложений до готовых к использованию. Наиболее актуальные финансируются и внедряются на предприятиях компании.

С Комитетом РСПП по цифровой экономике достигнута договоренность о рассмотрении условий включения проектов в области искусственного интеллекта и робототехники в Арктике в федеральную Дорожную карту. На сегодняшний день только в России существуют уникальные проекты для высоких широт с использованием самых современных высоких технологий, однако, чаще всего они не коммерциализированы. Системно такая работа практически не ведется.

Все больше крупных компаний рассматривают приарктические территории в качестве площадок под Центры обработки данных (ЦОД). Холодный климат решает важную проблему охлаждения серверов. По мнению экспертов, в ряде областей нефтегазового сектора роботы и искусственный интеллект, используя большие данные, способны значительно сократить затраты, для этого рассматриваются возможности создания локальных дата-центров. Органы местного самоуправления арктических городов готовы оказывать инфраструктурную помощь инвесторам при их создании. Так, специализированный многопрофильный ЦОД готовы развернуть в Норильске, где в наличии свободные производственные площадки, ВОЛС и необходимые энергетические мощности.



Взаимодействие человека и машины требует и нового качества профессиональных знаний. РСПП совместно с Национальным агентством развития квалификаций реализует программу разработки профессиональных стандартов нового типа. К 2020–2022 гг. будут разработаны стандарты профессий будущего. В список новых профессий войдут оператор беспилотных летающих аппаратов для разведки месторождений арктического шельфа, оператор многофункциональных робототехнических нефтегазовых комплексов с системой искусственного интеллекта, оператор

К 2030 г.

внедрение интеллектуальных автоматизированных систем в нефтегазовой отрасли в Арктике станет повсеместным

KEYWORDS: *Arctic, artificial intelligence, data center, robotics, oil and gas complex.*



8–11 июля 2019, Екатеринбург
МВЦ «Екатеринбург-ЭКСПО»

ИННОПРОМ

МЕЖДУНАРОДНАЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ ВЫСТАВКА

СТРАНА-ПАРТНЕР:

ТУРЕЦКАЯ РЕСПУБЛИКА

TEMA:

ЦИФРОВОЕ ПРОИЗВОДСТВО: ИНТЕГРИРОВАННЫЕ РЕШЕНИЯ



**ИННОПРОМ.
МЕТАЛЛООБРАБОТКА**



ИНДУСТРИАЛЬНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ



АДДИТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ



**МАШИНОСТРОЕНИЕ
И ПРОИЗВОДСТВО
КОМПОНЕНТОВ**



**ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ**

- 600 индустриальных компаний-экспонентов
- 46 000 уникальных посетителей из 107 стран мира
- более 160 деловых мероприятий

РЕКЛАМА

Организатор



Оператор

business event
ГРУППА КОМПАНИЙ **FORMIKA**

#ИННОПРОМ2019

Телефон горячей линии: **8-800-700-82-31**

www.innoprom.com

НОВАЯ ПАРАДИГМА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ в первой половине XXI века

НА ОСНОВАНИИ РЕТРОСПЕКТИВНОГО АНАЛИЗА РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ В XIX–XX И В НАЧАЛЕ XXI ВЕКОВ С УЧЕТОМ ДИНАМИКИ ДОБЫЧИ, ТЕКУЩИХ ЗАПАСОВ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ (ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ БУДУЩИХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ) И ТЕНДЕНЦИЙ ИЗМЕНЕНИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РАССМОТРЕНА НОВАЯ ПАРАДИГМА ТЭК СТРАНЫ, ОСНОВОЙ КОТОРОЙ ЯВЛЯЕТСЯ СБАЛАНСИРОВАННОЕ РАЗВИТИЕ ДО 2040 Г. ПРОИЗВОДСТВА ВСЕХ ВИДОВ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ, ПРИ ДОМИНИРУЮЩЕЙ РОЛИ ГАЗА

BASED ON A RETROSPECTIVE ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX OF RUSSIA IN THE XIX-XX AND EARLY XXI CENTURIES, TAKING INTO ACCOUNT THE DYNAMICS OF PRODUCTION, CURRENT RESERVES AND ESTIMATED RESOURCES OF COMBUSTIBLE MINERALS (FOR FUTURE EXPLORATION AND EXPLORATION) AND TRENDS IN THE GLOBAL ENERGY SECTOR, THE COUNTRY'S FUEL AND ENERGY COMPLEX IS CONSIDERED, THE BASIS OF WHICH IS ALL ENERGY CARRIER TYPES PRODUCTION BALANCED DEVELOPMENT UNTIL 2040 WITH THE DOMINANT ROLE OF GAS

Ключевые слова: горючие ископаемые, энергетика, парадигма, газ, нефть, уголь, поиски, разведка, запасы, ресурсы, топливно-энергетический комплекс и баланс.

Скоробогатов Виктор Александрович, главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ», профессор кафедры теоретических основ поисков и разведки месторождений нефти и газа РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, действительный член Академии горных наук

В последние годы термин «парадигма» используется в ряде работ, посвященных современному состоянию и перспективам развития нефтяной и газовой отраслей промышленности и поисково-разведочным работам [2, 9, 23].

По мнению автора, парадигма – это комплекс сложившихся или специально выработанных руководящих принципов и подходов к решению проблем функционирования и оптимизации развития какого-либо процесса (системы), учитывающих его современное состояние.

Парадигма – категория инерционная. Она не может, да и не должна меняться каждые 5 и даже 10 лет. Вероятно, оптимальный период действия любой парадигмы применительно к любой области – 20, возможно, 30 лет.

Для начала и развития процессов в материальном мире необходимы вещество, энергия, пространство, время, катализ (для ускорения многих реакций). Без энергии ничто и не происходит, не изменяется, не развивается.

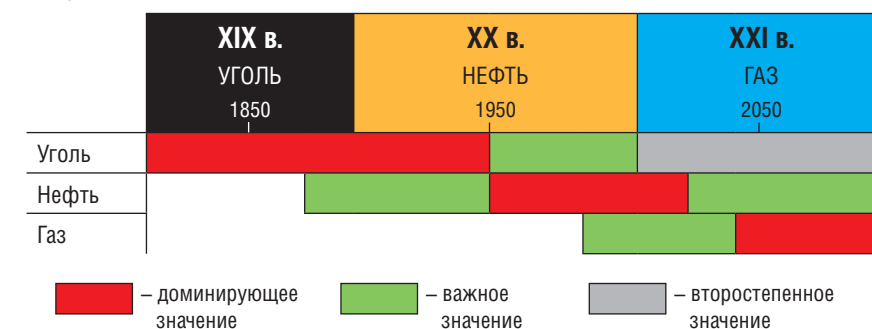
Энергетика – основа развития человеческой цивилизации, прежде всего, промышленности.

Энергетическими доминантами развития человечества в разные исторические эпохи были дрова («вечный», в т.ч. и современный, в малых масштабах, энергоноситель), уголь, нефть, газ. С середины XX в. к ним добавились такие виды, как атомная энергия и возобновляемые источники энергии (ВИЭ), включая гидроэнергию, силу ветра, энергию солнца, приливов и др.

История развития нефтегазового комплекса мира в целом и России насчитывает более 150 лет (с 50–60-х годов XIX века) [1, 5, 6, 10].

УДК 658

РИС. 1. Эпохи (эры) господства (доминирования) различных видов горючих ископаемых в мировом ТЭК



Минеральные энергоносители (МЭН) – горючие ископаемые (ГИ): уголь, нефть и газ (твердое, жидкое, газообразное состояние) служат основой энергообеспечения развития уже более 200 лет (начиная с угля на рубеже XVIII–XIX веков).

В истории человеческой цивилизации неоднократно менялись энергетические доминанты промышленного развития. Это отражено на рисунке 1.

В разные периоды развития энергетики мира и России, в частности, действовали разные «энергетические парадигмы» – ЭП, учитывавшие место и роль различных видов.

Месторождения и залежи угля находятся на поверхности Земли или на малых глубинах угленосных (нефтегазоугленосных) бассейнов – до 1–1,8 км и поэтому исторически первым видом промышленной добычи МЭН стал именно уголь (+ торф), пришедший на смену органическому топливу (дровам и др.). Именно поэтому XIX век и стал веком угля, как основы энергетического комплекса (ЭК).

Поиски скоплений нефти сначала также основывались на ее поверхностных проявлениях (в Азербайджане, Иране, Индонезии и др. странах). Нефтяная отрасль промышленности после ее возникновения в России и США в конце XIX века бурно развивалась в течение всего XX столетия, нефть постепенно вытесняла уголь из топливно-энергетического баланса (ТЭБ) многих стран.

Свободный газ (СГ), залегающий в недрах выше, на уровне и в большинстве случаев ниже нефти, стал рассматриваться в качестве самостоятельного вида горючих ископаемых после 1940 г. Запасы

СГ в России в 30-х гг. не превышали первых десятков млрд м³, добыча была минимальной (3,2 млрд м³ в 1940 г.).

Во второй половине XX века со все возрастающей активностью стала развиваться мировая газовая промышленность, однако только в 1981–1990 гг. пришло осознание того, что газ во всех смыслах лучше, технологичнее и экологичнее других видов ГИ.

В последние десятилетия XX века многие страны приступили к сдерживанию и даже уменьшению угледобычи.

Во всем мире в 2000 г. (рубеж между столетиями) общемировая добыча минеральных энергоносителей составила:

нефти (+ конденсата)	3,2 млрд т
природного газа	2,4 трлн м³
угля	4,5 млрд т

В 2016 г. – соответственно 4,4 млрд т, 3,7 трлн м³, 4,5 млрд т. В 2017–2018 гг. произошло незначительное увеличение производства УВ, началось снижение производства угля.

«Нефтяные войны» второй половины XX века сменились «газовыми войнами» уже в начале наступившего XXI века, хотя отголоски нефтяной эпохи ощущаются и по сей день (Ливия и Ирак, Венесуэла в 2018–2019 гг. и др.).

Представляется следующая периодизация развития ЭК мира, основанная на различной роли отдельных видов ГИ.

По пятидесятилетним периодам специфика развития мировой энергетики заключалась в следующем.

1801–1850 гг. – начало и быстрое увеличение объемов угледобычи.

1851–1900 гг. – уголь, появление нефти.

1901–1950 гг. – уголь, нефть, появление газа.

1951–2000 гг. – вытеснение угля углеводородами (УВ), снижение его роли в большинстве стран, в т.ч. и в России. В ряде стран добыча газа превысила добычу нефти. Резкий рост использования газа во всех сферах.

2001–2020 гг. – диверсификация источников получения энергии. Начало освоения и промышленного использования нетрадиционных ресурсов газа и нефти (НТРГ/Н) – в США, Китае, Австралии и др. странах, прежде всего сланцевых УВ и угольного газа. Появление возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Дальнейшее усиление роли газа.

В различных странах и регионах в начале наступившего XXI века сложилось разное соотношение между производством, потреблением и экспортом/импортом нефти, угля и природного газа (ПГ: свободного – СГ и нефтяного попутного – НГ), в зависимости от запасов (начальных и текущих) и прогнозных ресурсов этих видов в недрах осадочных бассейнов в пределах национальных территорий и акваторий прилегающих морей.

Сложилось общее мнение, что природный газ – наилучший вид МЭН, в силу ряда причин. Страны, обладающие значительными традиционными запасами и ресурсами ПГ и добывающие газ в значительных объемах, имеют неоспоримые преимущества перед «угольными» и «нефтяными» странами. К «газовым» странам относятся Россия, Иран, Катар, Туркменистан, Узбекистан, Австралия, Бангладеш и ряд других, в структуре производства ГИ и топливно-энергетического комплекса (ТЭК) этих стран газ занимает ведущее место (от 40 до 70–80 %).

Специфика развития ТЭК России за последние 80 лет отражена в таблице 1. Максимальные уровни добычи ГИ в советский период развития России были таковы.

Максимум угледобычи в XX веке был достигнут в 1988 г. – 425,5 млн т.

ТАБЛИЦА 1. Периоды развития ТЭК России

1941 – 1950 гг.	1951 – 1970 гг.	1971 – 1990 гг.	1991 – 2000 гг.	2001 – 2020 гг.
период войн и «возрождения» (в Европе, СССР, на Дальнем Востоке – для всех стран)	период становления нефтегазового комплекса, открытие уникальных месторождений	наиболее активный период развития нефтяной и газовой отраслей	кризисное десятилетие	новейший период восстановления и развития ТЭК

ТАБЛИЦА 2. Добыча горючих ископаемых в России в последние годы, млн т, млрд м³

Виды ГИ	2016	2017	2018
Нефть (+ конденсат)	547,5**	546,8**	556
Газ (СГ + НГ*)	640	692	725
Уголь	386,3	409	433
* нефтяной попутный газ ** сдерживание добычи нефти в рамках картельного соглашения ОПЕК+			

Максимальная добыча нефти и конденсата в России имела место в 1987–1988 гг. (569 млн т), в 1989 г. – 552,3 млн т, газа – 643,0 млрд м³, после 1994 г. в условиях всеобъемлющего кризиса добыча нефти уменьшилась до 293 млн т в 1997 г. (без конденсата), газа – никогда не снижалась менее 570 млрд м³/год. Таким образом, уже 30 лет объем добычи газа в России превышает добычу жидких УВ. Добавим, что именно газ и ПАО «Газпром» вытаскивали экономику России из экономической «трясины» 90-х гг.

Суть ЭП развития России в двадцатилетие 1971–1990 гг. была такова: всемерное развитие нефтегазовой компоненты ТЭК и усиление ее экономической и геополитической роли (Европа – СССР в противовес США).

Период кризиса 1991–2000 гг. отразился на угольной и нефтяной промышленности (добыча нефти + конденсата упала до 320 млн/год), но почти не затронул газовую отрасль: в 2000 г. общее производство природного газа (ПГ) в России составило 580 млрд м³, благодаря существованию ПАО «Газпром» и очень значительным запасам свободного газа, подготовленным еще до 1990 г. Именно газ вытягивал страну из кризиса. На 01.01.2001 разведанные запасы СГ России составляли 47,5 трлн м³ при накопленной добыче 12,5 трлн м³ и начальным разведанным запасам – 60 трлн м³ [12, 17, 22].

и нефти в России ещё не были достигнуты (повторены). По углю это произошло только в 2018 г., по газу – в 2017 г.

Наметилась явная тенденция к увеличению объемов производства всех минеральных энергоносителей, в т.ч. по нефти – к восстановлению позиций предкризисных 1987–1990 гг.

Современная производственная задействованность сырьевой базы нефтедобычи в России существенно выше, чем газа. В настоящее время в процессе разработки находится 1972 нефтесодержащих месторождения из 3065 открытых в России, при этом все уникальные, гигантские и крупнейшие по начальным извлекаемым запасам нефти и большинство крупных и средних, а в старых районах – и мелких, введены в эксплуатацию. В эксплуатации находится до 16,5 млрд т текущих разведанных запасов. Многие эксплуатируемые залежи находятся на этапе завершения добычи. Вместе с тем из 950 газосодержащих месторождений эксплуатируется всего 486.

Многие очень значительные по запасам СГ месторождения, даже уникальные и гигантские, находятся в плановом или вынужденном резерве. Например, в Ямальской области из 26 открытых и разведанных месторождений УВ в эксплуатации находятся

ТАБЛИЦА 3. Потребление* первичных энергоресурсов в 2017 г.** ведущими странами мира (% н.э.)

Страны	Газ	Нефть	Уголь	Атомная энергия	Гидро-энергия	ВИЭ	Всего, млрд т н.э.
Китай (КНР)	6,6	19,4	61,8	1,8	8,3	3,4	3,13
США	28,4	40,9	14,9	8,6	3,0	4,2	2,23
Индия	6,2	29,5	56,3	1,1	4,1	2,9	0,75
Россия	52,3	21,9	13,2	6,6	5,9	0,0	0,70
Япония	22,1	41,3	26,4	1,4	3,9	4,9	0,46
Германия	23,1	35,8	21,3	5,1	1,3	13,4	0,34
Бразилия	11,2	46,0	5,6	1,2	28,4	7,5	0,30
Республика Корея	14,3	43,7	29,2	11,4	0,2	1,2	0,30
Иран	67,0	30,7	0,3	0,6	1,3	0,0	0,28
Саудовская Аравия	35,7	64,3	–	–	–	–	0,27
Мир в целом	23,4	34,2	27,6	4,4	6,8	3,6	13,51
* за счет собственных ресурсов и импорта ** по данным BP Statistical Review of World Energy, июнь 2018							

ТАБЛИЦА 4. Страны-рекордсмены по использованию различных видов энергии в структуре национального ТЭБ

Энергоноситель	Страна	%
Нефть	Ирак	78,1
Газ	Узбекистан	83,3
	Тринидад и Тобаго	87,8
Уголь	ЮАР	68,1
Атомная энергия	Франция	37,9
Гидроэнергия	Норвегия	67,4
ВИЭ	Португалия	14,1

только 2 (на газ) и одно – на нефть, с консервацией запасов СГ, на Гыдане из 11 – ни одного, в Баренцевом море из 5 открытых месторождений СГ с запасами 4,3 трлн м³ в ближайшем будущем не планируется ввод в эксплуатацию ни одного (в силу ряда причин). Из 88 месторождений Восточной Сибири в маломасштабной эксплуатации задействовано только 4 в Центральной Якутии. Однако все объясняется просто: нет труб – нет газа («большого»). Топливо-энергетический баланс (ТЭБ) зависит от энергетических потребностей стран, регионов и отраслей промышленности и возможностей в их удовлетворении, от современного состояния развития ТЭК – национального производства или импорта тех или иных энергоносителей: нефти, газа, угля (минеральных), производства гидро- и атомной энергии, а в некоторых странах и ВИЭ.

В разных странах мира сложились различные соотношения между балансами производства и потребления различных энергоносителей. Структура последнего отражена в таблице 3. Данные по странам рекордсменам по потреблению какого-либо одного из видов энергии приведены в таблице 4.

Производство (добыча) ГИ зависит, прежде всего, от состояния и перспектив развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо-, нефте- и угледобычи, в т.ч. накопленной добычи (Q = НД), текущих разведанных запасов и неразведанных, в т.ч. неоткрытых (перспективных и прогнозных) ресурсов УВ и угля, технико-технологических возможностей, экономических и экологических условий их производства.

Сложившаяся глобальная ситуация в мировой газовой промышленности во втором десятилетии XXI века такова:

- с 2011 г. мир вступил в эпоху газовых войн: война всех против всех;
- главное противостояние в газовой сфере (и в большинстве других): Россия – США;
- в газовых войнах нет союзников: будет продолжаться борьба за поставки газа (спотовые и долговременные), повышение/снижение негласных («договорных») квот по добыче и цен, сдерживание газового демпинга (Катар, Иран, Мозамбик и др.), давление США на своих союзников, чтобы они покупали больше СПГ из Нового Света;
- газ стал наиболее политизированным видом из всех полезных ископаемых, «затмив» нефть, уран, золото, алмазы.

За все годы эксплуатации открытых и разведанных месторождений УВ накопленная добыча нефти в России на 01.01.2019 составила 24,3 млрд т, газа – 23,4 трлн м³, текущие разведанные извлекаемые запасы нефти промышленных категорий (A + B1 + C1) – 18,5 млрд т, свободного газа – 51,0 трлн м³ (геол.). Вместе с нефтяным газом извлекаемые запасы природного газа превышают 40 трлн м³. Даже ничего не предпринимая в рамках дальнейшего развития МСБГ, Россия может добывать до 1 трлн м³ традиционного газа до 2050–2055 гг.

Действующие месторождения в НПТР Западной Сибири и рост газодобычи на Ямале в ближайшее пятилетие обеспечивают увеличение национальной добычи

газа до 750–770 млрд м³/год при стабилизации добычи жидких УВ в диапазоне 550–560 млн т/год. Кстати, по мнению министра энергетики РФ А. Новака (2018 г.), страна выйдет на пик нефтедобычи – 570 млн т – в 2021 г., далее ожидается медленное (хорошо, если так...) снижение производства жидких УВ – до 310 млн т в 2035 г. Правда, с этим мнением автор статьи – специалист в области ресурсов и поисков УВ – не согласен. Главные особенности развития ТЭК России в рамках ныне действующей (2001–2020 гг.) парадигмы:

- преодоление последствий кризиса 90-х гг.;
- конъюнктурная стагнация добычи газа на уровне 580–640 млрд м³/год, а по отдельным компаниям-производителям и уменьшение добычи (после кризисного 2009 г.);
- в рамках развития МСБ газо- и нефтедобычи упор на разведку и доразведку крупных и гигантских газосодержащих месторождений, поиск и освоение средних и малых месторождений нефти, относительно малая доля поисковых работ в объеме ПРР.

Новые тенденции в производстве ГИ и использовании энергии, получаемой из различных источников, требуют разработки новой, более современной парадигмы развития ЭК. В этой связи уже в 2019–2020 гг. намечается смена парадигмы в развитии ТЭК России.

Планы по развитию ЭК России в рамках новой парадигмы могут быть реализованы только в случае их надежного ресурсного обеспечения.

Ресурсные основы развития энергетического комплекса России в XXI веке

Минерально-энергетическое сырье (МЭС) – это горючие полезные ископаемые (ГИ), которые в недрах осадочных бассейнов находятся в трех физических состояниях: твердом – уголь и сланцы, жидком – нефть, газообразном – свободный газ, который бывает также и в твердом состоянии – газогидратном. К другим видам получения энергии относятся гидро- и атомная энергетика, а также ВИЭ. Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки. Например, уголь: при громадных природных ресурсах

во многих странах до глубины 1800 м его добыча затруднительна, а использование в больших масштабах нерационально. Гидроэнергетика хороша для горных стран – Норвегии, Таджикистана и др. и плоха для равнинных, особенно густонаселенных стран. Атомная энергетика просто опасна для человечества, всегда сохраняется хотя бы малая вероятность непредсказуемой случайности. Использование ВИЭ рационально для малых густонаселенных стран с благоприятными поверхностно-климатическими условиями (сильные постоянные ветры – регион Северного моря, обилие солнца – Ближний Восток и др.). Но имеются и свои суровые ограничения (очень дорого сооружение). Пожалуй, только природный газ лишен большинства недостатков. Однако необходимо учитывать, что МЭС – это и энергия, и топливо, и ценное химическое сырье, а ВИЭ – чистая энергетика.

Использование ГИ основано на их производстве – добыче из месторождений того или иного типа и фазового состояния, а также величины (по геологическим и извлекаемым запасам).

Минеральная самообеспеченность различных стран прямо зависит от богатства их недр разнообразными полезными ископаемыми (ПИ), в т.ч. горючими. Чем больше территория страны и площадь прилегающего шельфа, тем, как правило, выше ее возможности для самообеспечения за счет национальной добычи [12, 18]. Максимально обеспечена почти всеми видами металлов, нерудного сырья (алмазами и др.) и горючими ископаемыми – Россия (площадь суши – 17,3 млн км², шельфа около 5,5 млн км², в сумме 22,8 млн км²) [16]. Высоко обеспечены многими видами ПИ такие страны, как Канада, США, Китай, Австралия, Бразилия (площадью от 5 до 10 млн км² каждая). Мало обеспечены ПИ все страны Европы (Западной, Центральной и Восточной), кроме Норвегии (богатейший газонефтеносный шельф) и Нидерландов (изначально много СГ), однако недр многих европейских стран богаты углем (Германии, Польши, Украины и др.), который в силу ряда причин становится

все менее востребованным как энергоноситель [5, 15, 24].

В ранее опубликованных работах автора [21 и др.] производилось сравнение природно-географических и геологических условий двух крупнейших стран мегаконтинента Евразия – России и Китая с точки зрения богатств их недр полезными ископаемыми, в т.ч. газом и нефтью. В историко-географическом смысле Китай – страна гор и озер, поэтому ее недр более предрасположены к нефтенаклоплению и сохранности нефтесодержащих месторождений и залежей, сопровождающих процессы дегазации осадочного чехла седиментационных бассейнов. Россия – страна равнин и рек, поэтому ее недр (на суше) предрасположены к газонаклоплению и сохранности газосодержащих месторождений (с залежами СГ). И, как следствие, Китай добывает нефти больше, чем природного газа, Россия – больше газа, чем жидких углеводородов (нефти + конденсата).

Вместе с тем недр обеих стран очень богаты углем, но только в России наблюдается весь спектр угленаклопления: угли бурые и каменные всех марок, антрациты и метаантрациты, даже графит (в Красноярском крае). Обе страны могут добывать сколько угодно угля (что и делает Китай в условиях дефицита УВ), но сдерживают угледобычу по экологическим соображениям).

Для всех стран мира в плане энергетике сохраняется существовавшая в XX веке дилемма: производить или покупать (для обеспечения энергопотребностей)? Лучше производить... и продавать «излишки» на мировом и региональных энергетических рынках, как это делает Россия уже 40 лет (с «перерывом» по нефти и углю в последнее десятилетие прошлого века) и ряд других стран, в первую очередь региона Арабо-Персидского залива.

Согласно официальным оценкам, по состоянию материалов на 2009 г. (приняты в 2012 г.) начальные потенциальные ресурсы (НПР) нефти недр России превышают 111 млрд т (извлек.), газа – 287,5 трлн м³ (геол.), конденсата – 17,8 млрд т [3]. Экспертами ВНИИГАЗа с

высокой вероятностью НПР нефти оцениваются в 75 млрд т, свободного газа в 200–205 трлн м³, конденсата – 12 млрд т [20, 24].

Из разведанных запасов РФ – 50,8 трлн м³ на Группу Газпром в 2017 г. приходилось 36,4 трлн м³, в т.ч. 22,1 в Уральском ФО, на нефтяные и независимые компании – 12,8 трлн м³, на нераспределенный фонд – 1,6 трлн м³ (преимущественно в ЯНАО).

Ресурсная обеспеченность добычи всех видов ГИ России в XXI веке – очень высокая. Величина НПР свободного традиционного газа интервально оценивается в диапазоне 200–300 трлн м³, в т.ч. прогнозная часть по любым оценкам более 100 трлн м³ (под будущие поисково-разведочные работы – ПРР и новые приросты разведанных-доказанных запасов) [12, 20, 24]. Безусловно, они не будут исчерпаны ни к 2050, ни к 2060 гг. А геологические ресурсы нетрадиционного газа оцениваются в 800–1000 трлн м³ (с учетом газогидратов). Запасы и неразведанные+неоткрытые ресурсы обычной нефти более ограничены (18,5 и 30–32 млрд т), однако и они достаточны для поддержания уровня нефтедобычи в 500–480 млн т в течение ближайших 10–12 лет (+ рост добычи конденсата, за счет увеличения объемов производства конденсатсодержащего газа).

Россия по текущей добыче и разведанным запасам многих важнейших видов полезных ископаемых занимает первое, второе или третье место в мире. То же относится и к прогнозным ресурсам, требующим проведения ПРР в средней и дальней перспективе (ближнюю обеспечивают уже имеющиеся разведанные запасы).

По традиционным прогнозным (неоткрытым) ресурсам Россия занимает первое место в мире по газу, традиционной и сланцевой нефти, углю, алмазам, многим рудам. Это обеспечивает проведение ПРР и последующее производство еще на многие десятилетия текущего века.

Будущее развитие МСБ газодобычи обеспечено прогнозными традиционными ресурсами СГ и потенциальными нетрадиционными ресурсами газа (НТРГ), в т.ч.:

I	Сланцевый газ	8–10 трлн м ³ (извлекаемые)
II	Угольный газ	до 50/14–16 трлн м ³ (геол./извлек)
III	Газ плотных низкопроницаемых формаций	190–200/80–90 (геол./извлек.)

Таким образом, реальные извлекаемые начальные ресурсы газа нетрадиционных источников оцениваются газовыми геологами в 104–118 трлн м³. Их объемы несколько превышают величину извлекаемых прогнозных традиционных ресурсов. Эти ресурсы позволяют добывать нетрадиционный газ в объеме не менее 280–300 млрд м³/год, но после 2050 г. (с 2041 г. – 200–240, вряд ли более).

Наиболее реальным видом нетрадиционного газа для масштабного промышленного производства является «плотный» газ, т.е. залегающий в низкопроницаемых плотных коллекторах на глубинах 3–6 км и более [7, 19]. Ресурсы такого газа очень значительны (по расчетам геологов ПАО «Газпром») и они залегают «удобно» – в ареале уже открытых и эксплуатируемых месторождений и залежей, но глубже на 200–500 м. Когда добыча газа из залежей с хорошими и просто удовлетворительными добывными возможностями будет близка к завершению, начнется добыча «плотного» газа (на всех уникальных и гигантских месторождениях севера Западной Сибири, прежде всего на Уренгойском, Ямбургском и др.).

Вместе с тем в России сланцевое «направление» производства ПГ всегда будет иметь ограниченные масштабы в силу ресурсно-генетических причин.

Очень значительны ресурсы нетрадиционной нефти – в плотных низкопроницаемых коллекторах и сланцевой [7]. И поистине громадные запасы и ресурсы всех видов угля, от бурых до антрацитов: только в Сибири запасы – 270 млрд т, ресурсы прогнозные – 3460 млрд т [11].

В области мировой энергетике на рубеже веков (1995–2005 гг.) был опубликован целый ряд прогнозов ее развития до 2030–2035 гг., как отечественных, так и зарубежных исследователей, многие из которых

«благополучно» не подтверждаются уже сейчас, в 2019–2020 гг., особенно по отдельным странам и видам энергоносителей: жизнь намного сложнее и разнообразнее, чем наши представления о ней... Весьма показательны планы по добыче газа и нефти в России и по ПАО «Газпром».

В конце «нулевых» годов (2008–2009 гг.) была запланирована добыча газа предприятиями Газпрома в 2018 г. 650 млрд м³, а она оказалась по факту менее 500 млрд м³, с минимумом 419 млрд м³ в 2016 г. (неблагоприятная конъюнктура на газовом рынке Европы).

Плановая добыча газа в России в 2017 г. оценивалась в 657 млрд м³, в т.ч. ПАО «Газпром» – 442 млрд м³, однако фактические объемы составили 692 и 471 млрд м³. Этому способствовала и хорошая конъюнктура на мировом газовом рынке. То же имело место и в 2018 г., когда был достигнут исторический максимум газодобычи – 725 млрд м³.

Внутреннее потребление газа в России составило в 2014 г. 458 млрд м³ и несколько увеличилось в последующие годы.

Точно также в период 2008–2015 гг. планы по добыче нефти в стране принимались и регулярно не выполнялись, с дефицитом от 30–25 млн т/год до 14,3 млн т (2015 г.).

Последнее десятилетие ряд исследователей и крупных компаний занимаются прогнозом развития ЭК мира и крупнейших стран до 2030, 2035, 2040 гг. [4, 13, 14, 15, 24], но результаты многих из них грешат тенденциозностью и протекционизмом (по отношению к США). Чего стоят эти прогнозы?

Развитием многих процессов в человеческом обществе управляет не всегда осознанная, но чаще всего реализуемая «необходимость». Для прогнозирования используются тенденции развития (уже сложившиеся, существующие в данный момент), планируемые (прогнозируемые) необходимости и реальные возможности для реализации этих потребностей.

Прогноз развития какого-либо процесса или явления на ближнюю перспективу (3–5 лет) основывается во многом на существующих тенденциях, на среднюю

перспективу (10–12 лет, например, до 2030 г.) на предполагаемых необходимостях и реально реализуемых возможностях, на дальнюю перспективу (до 18–20 лет) на представлениях о развитии процесса, будущей востребованности его результатов.

Чем больше период прогноза, тем менее достоверны и более неопределенны его результаты, тем в большем диапазоне находится «точка» реализации прогноза, например величина (объем) добычи какого-либо вида полезных ископаемых. Тем не менее разнопериодное прогнозирование необходимо, хотя бы потому, что правильно спрогнозированное Будущее будет влиять на развитие процесса от Настоящего вплоть до выбранного временного рубежа.

Отметим следующее. Предсказание будущего (во всем!) – задача трудная, сложная, многоаспектная, во многом неопределенная, хотя многие «ростки» будущего проглядывают уже в настоящем. Собрать их воедино и спрогнозировать развитие какого-либо процесса или явления на среднюю или дальнюю перспективу – вышедший «пилотаж» в научной деятельности, в том числе, и в нефтегазовой геологии.

При любых прогнозах невозможно точно предсказать цифры (величины параметров) по годам и отрезкам времени (хотя возможно и «угадать» некоторые из них в отдельные годы). Важнее подметить-предсказать тенденции развития и качественно-полуколичественные характеристики процесса развития, в т.ч. добычу УВ, открытия новых крупных месторождений, приросты новых запасов газа и нефти.

Вместе с тем, любой прогноз имеет вероятностный характер, он редко подтверждается полностью и в срок, однако уловить уже сложившиеся тенденции и предсказания на возможные изменения развития можно и нужно, чтобы влиять на будущее уже в настоящем, хотя, как это ни странно, вероятное будущее влияет на настоящее, по системе «незримых/неосознанных» обратных связей.

В мировом соревновательном развитии ЭК при стагнации производства угля газ стремительно догоняет и скоро догонит нефть (примерно к 2030–2032 гг. по физическим объемам производства).

В настоящее время газовая отрасль промышленности России и мира обладает наилучшими перспективами развития среди других энергообеспечивающих отраслей. Основными факторами перспективности ее развития являются:

- опережающие темпы роста объемов потребления газа на энергетических рынках мира, особенно в странах АТР, с поставками по трансконтинентальным газопроводам («трубный» газ) и в виде СПГ;
- интеграция региональных газовых рынков в мировой экономике за счет развития газотранспортных систем и инфраструктурного обеспечения производства и поставок СПГ (заводы, терминалы, флот и т.п.);
- переход от «геополитики нефти» (в середине XX века) к «геополитике газа»;
- возрастание эколого-социальной значимости газа;
- неизбежное увеличение внутреннего потребления газа в различных странах мира (в противовес углю и нефти), включая Россию, США, страны АТР, возможно, Европы и др. В случае США такое увеличение будет препятствовать широко разрекламированной масштабной экспансии американского газа на мировом газовом рынке за счет поставок СПГ.

Подчеркнем, что в ТЭБ России горючие ископаемые – газ, нефть и уголь – не конкурируют друг с другом, каждый из них занимает собственную нишу внутри баланса, они дополняют друг друга, поскольку их использование имеет свою специфику.

Географо-экологические и социальные ограничения производства, использования и дальнейшего развития различных природно-минеральных видов получения энергии для России:

- уголь – некоторые экологические ограничения в европейских районах. В Сибири они отсутствуют;
- нефть – ресурсные ограничения: высокоэффективные запасы и ресурсы исчерпаны на суше и не предполагаются на шельфе (по крайней мере, в больших объемах);

- гидроэнергетика – географические и экологические ограничения;
- атомная энергетика – синдром Чернобыля и Фукусимы, дальнейшее развитие ограничено районами Сибири;
- ВИЭ – только местное развитие в европейских областях в ограниченных объемах;
- газ – нет ограничений.

Газ для России – «больше», «выше», чем нефть (как, впрочем, и в недрах, где СГ залегают всегда выше нефти, «на уровне», но и ниже – в глубоких горизонтах). Последние три десятилетия объем добычи газа (свободного + нефтяного) был неизменно больше производства жидких УВ, в силу ряда причин, и не в последнюю очередь – ресурсно-геологических.

В СССР добывалось более 700 млн т угля (максимум 751 млн т в 1987 г., в т.ч. по РФ – 425,5 млн т), но к концу XX века объем производства неоправданно сократился в 2 раза – до 220 млн т в 1998 г. в угоду западным партнерам по европейскому энергетическому рынку. Кстати, США, Китай, ЮАР не пошли по пути сокращения угледобычи. По этому пути идут многие страны Западной Европы, но чем это обернется в будущем? Трудно предсказуемо.

Россия могла бы сократить добычу угля до 200 млн т/год и менее, но делать этого не будет по ряду причин. Прежде всего: российский уголь хорошо продается в странах Азии (многие дефицитные сорта – коксующиеся и др.) и даже Европы, включая Украину, а такая угольная страна, как Польша в последние годы даже увеличивает закупки угля у России.

Россия хотела бы увеличить нефтедобычу до 570 и более млн т/год, но этому мешает ряд обстоятельств [1, 15, 19]. И только для газа нет никаких ограничений, прежде всего, ресурсно-геологических, кроме политико-конъюнктурных, и то временных.

Любая нефте- и газодобывающая страна/компания должна быть обеспечена достаточно большими, надежными, достоверными и эффективными доказанными запасами УВ, желательно разделенных в пространстве (свободного газа, нефти в самостоятельных скоплениях), для обеспечения производства

на среднюю – 12–15 лет, а по возможности и на дальнюю перспективу (20 лет). Запасов (как и денег) не бывает много (у какой-либо добывающей компании), их может быть только мало, а если есть излишки, свыше необходимых для обеспечения добычи на среднюю перспективу, то их всегда можно реализовать во благо компании и ее акционеров (продать, обменять, даже заложить в банке под кредиты и т.д.). Но лучшие активы (высокоэффективные запасы) никто, никогда, никому не продаст, особенно конкурентам.

Россия в лице ее ведущих газо- и нефтедобывающих компаний, может и должна увеличивать добычу природного газа, при этом увеличение добычи возможно только за счет СГ, попутный/нефтяной газ связан с добычей нефти (не конденсата, а именно сырой нефти!).

При потенциальной добыче газа нефтяными компаниями в 270–300 млрд м³ (100 + 100 Роснефть + НОВАТЭК, 70–100 – прочие компании), Россия без особых усилий может достигнуть валовой добычи газа 820–870 млрд м³/год, в т.ч. товарного газа 760–810 млрд м³/год (США в 2016 г. произвели товарного газа около 800 млрд м³, в т.ч. до половины объема – сланцевого, однако сланцевый газ – это не свободный газ обычных скоплений, тут у России огромное природно-геологическое и ресурсное преимущество).

Развитие мирового энергетического рынка в целом, а также отдельных стран и регионов в ближайшие годы (до 2025 г.), в средней (2030 г.) и дальней (2040, 2050 гг.) перспективе будет определяться следующими факторами:

- потребностями в природных энергоносителях: нефти, газе и угле;
- возможностями их производства для удовлетворения все возрастающих потребностей;
- геополитическими условиями и конкуренцией между странами-производителями и потребителями энергоресурсов (Россия, США, Саудовская Аравия, Катар и др. арабские страны, Иран, Туркменистан, Австралия и др., с одной стороны, и Западная Европа, Китай, Япония, с другой).

В отличие от нефти, большими запасами которой обладает целый

ряд стран в мире (арабские и Иран в ареале Арабо-Персидского залива, Венесуэла, Канада и др.), значительные, легко осваиваемые текущие запасы и прогнозные ресурсы (под будущую разведку) природного газа имеются у ограниченного числа стран (Россия, Иран, Катар, Туркменистан, Алжир, Австралия – свободный нормальный газ, США – сланцевый газ, Нигерия – преимущественно нефтяной попутный газ). Уже сейчас в ряде регионов газ превращается в дефицитный товар (по ряду причин, как природных, так и политических). Характерный пример: ОАЭ, Кувейт и Бахрейн, которые добывают и продают много нефти, но собственного природного газа не хватает, и они вынуждены его покупать на мировом рынке. Еще в большей степени это относится к странам Европы (без России!).

Есть ряд стран, которые хотели бы поставлять на мировой и региональные рынки большие объемы минеральных ресурсов, но они ограничены собственным значительным потреблением и рядом обстоятельств как природно-геологической, так и геополитической и внутривнутриполитической направленности. Например, в республике Туркменистан нет угля и очень мало нефти, ее энергетика полностью зависит от газа. В 2017 г. эта страна экспортировала около 50 млрд м³ (при добыче 80 млрд м³). При реальных доказанных запасах 10 трлн м³ и неоткрытых ресурсах 13,5 трлн м³ эта страна могла бы добывать до 250 млрд м³ и экспортировать более 180 млрд м³/год, однако ее возможности ограничены рядом осложняющих условий, в т.ч. и внутривнутриполитических

Даже США, пытающиеся проводить агрессивную протекционистскую (не рыночную!) внешнюю политику в области газа, своей нефти не хватает, и они вынуждены ее покупать (393 млн т в 2016 г.) при продаже газа в виде СПГ – менее 4 млрд м³/год в 2017 г.), однако, например, в 2018 г. по продаже СПГ Россия опередила США. Очень возможно, что наступит период, когда страны-импортеры станут жестко конкурировать за поставки газа, его может и не хватить для всех. При этом поставки трубного газа по системам построенных, строящихся и планируемых

газопроводов – надежнее и долговечнее спотовых поставок СПГ: ситуация может и измениться в странах-производителях «танкерного газа»: «сегодня – да!, а завтра – нет!». С поставками сетевого (трубного) газа такого в принципе не может случиться.

Главные – основополагающие моменты современной парадигмы России (2001–2010 гг.) таковы:

1. Полноценное восстановление производства важнейших видов минеральных энергоносителей (до предкризисного уровня 1989–1992 гг.).
2. Доразведка последних газовых и нефтяных гигантов на суше СЕА и сдача (подготовка) их в эксплуатацию (по нефти: Ванкорского, Юрубчено-Тохомского, Талаканского, по СГ: Чаяндинского, Ковыктинского, Тамбейской группы на Ямале и др.).
3. Постепенное увеличение экспорта ГИ и электроэнергии (на востоке страны) в рамках конкурентной борьбы за региональные рынки в Евразии.
4. Диверсификация источников получения энергии, начало использования нетрадиционных ресурсов УВ (угольного газа, сланцевой нефти и др.).

Основы новой энергетической стратегии (парадигмы) России до 2040 г. и далее до 2050 г. таковы:

- добыча газа на суше, активное развитие МСБГ, новые крупные открытия и приросты запасов – на море (под добычу после 2035 г.);
- всемерное поддержание добычи жидких УВ на уровне не ниже 460 млн т/год – всеми компаниями-операторами, прежде всего, за счет освоения трудноизвлекаемых запасов нефти;
- «новый угольный ренессанс» России в 2036–2040 гг. (увеличение добычи до 500 млн т, но преимущественно дорогих дефицитных сортов, а не бурого или длиннопламенного угля, от сжигания которых происходят максимальные выбросы парниковых газов (CO₂ + H₂O) в атмосферу).

В странах зарубежной Европы в 2021–2025 гг. также намечается переход к другой парадигме развития ТЭК, существенно отличающейся от современной (снижение до минимума угольной и атомной энергогенерации и

увеличение производства ВИЭ до 25–30 % н.э. и более).

По мнению автора, оптимальная структура ТЭБ мира в 2040 г. такова (% н.э.):

газ	30–32
нефть	23–25
уголь	18–20
гидро + атом	10–12
ВИЭ	12–13

В 2050 г. доля газа может возрасти до 36–38 (до 40) % ТЭБ.

Только в этом случае газ будет «иметь право» именоваться главным мировым энергоносителем. При этом во многих странах, прежде всего газодобывающих, доля газа составит 55–60 % и более (но конечно не 90 и даже не 80 %, во имя разумной диверсификации производства энергии и химического сырья). В частности, структура ТЭБ России представляется как преимущественно «газо-углеводородная» (% н.э.):

газ	50–52 (до 55)
нефть	22–24 (до 25)
уголь	14–15 (до 16)
гидро + атом	8–9
ВИЭ	4–5
Всего	100 %

Основой новой парадигмы развития ЭК России (2021–2040 гг.) должен стать дифференцированный подход, предусматривающий дальнейшее развитие как прогрессивных элементов энергетики, так и традиционных для России:

- непрерывный рост добычи газа с 750 млрд м³ в 2020 г. (оценка) до 1000–1050 в 2040 г. и до 1100–1150 млрд м³ в 2050 г. с одновременным увеличением производства из нетрадиционных источников;
- удержание добычи жидких УВ после 2030 г. на уровне не ниже 480 (460) млн т/год при снижении роли нефти во многих отраслях промышленности и на транспорте, но при сохранении экспортных квот;
- постепенное увеличение добычи угля в восточных, малонаселенных регионах страны (для угольной генерации в ТЭС/

ТАБЛИЦА 5. Географическая структура и особенности добычи природного газа России в 2035 г. (экспертные оценки ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2019 г.)

Регионы	Диапазоны добычи, млрд м³/год	Особенности развития добычи
Западная Сибирь (суша)	500–530	Стабилизация добычи по региону за счет Ямала, Гыдана, Обской и Тазовской губ
Восточная Сибирь и Дальний Восток (суша)	110–120 (на экспорт 80–90)	Значительный рост добычи в 2026–2035 гг.
Европейские регионы (суша и шельф)	30–35	Некоторое увеличение добычи (за счет Астраханского месторождения и шельфа)
Южные моря	10–15	
Арктический шельф	310–330*	Главный драйвер общероссийской добычи
Охотское море	40–45 (35–40 на экспорт)	Достижение максимальной добычи
Всего	1000–1070	
* минимальная оценка		

ТЭЦ) и для увеличения экспорта дефицитных сортов в страны АТР. По-видимому, оптимальные уровни национального производства угля – 500 млн т в 2040 г. и 530 – в 2050 г.;

• медленное увеличение доли ВИЭ в энергетическом балансе преимущественно европейских областей (в Сибири они попросту не нужны, по крайней мере, для масштабного производства);

• после медленного роста стабилизация квот производства атомной и гидроэнергии в структуре ТЭБ. Подчеркнем, что огромная территория страны, высокая обеспеченность запасами и ресурсами ГИ и не требуют существенного увеличения производства всех видов ВИЭ (в широком смысле), в т.ч. и гидроэнергии. Для атома сохраняется «память» о Чернобыле и Фукусиме;

• все более активное освоение и промышленное использование нетрадиционных – по современным критериям – ресурсов УВ, и нефтяных, и газовых;

• начало активного освоения шельфовых областей Арктики, где газа будет на порядок больше, чем нефти (в силу онтогенетических причин).

В рамках новой энергетической парадигмы в России предполагается экстенсивное использование имеющихся запасов и остаточных

прогнозных ресурсов нефти во всех регионах страны, интенсивное развитие и использование сырьевой базы газодобычи за счет освоения и открытия новых гигантских и уникальных газосодержащих месторождений на шельфе Арктики (с запасами более 0,3 трлн м³ каждое – до 2040 г.).

В конечном итоге предполагается оптимальная сбалансированность развития ЭК за счет всех элементов его структуры (всех видов энергоресурсов и путей их получения).

Оптимальная величина и структура производства ГИ в России в 2040 г. такова:

- природный газ – 1050–1080 млрд м³, в т.ч. нетрадиционный газ возможно до 200–220 млрд м³, в т.ч. морская добыча – 320–335 млрд м³ (в Баренцевом и Карском морях – до 280 млрд м³, на Присахалинском шельфе – до 40 млрд м³ и др.);
- жидкие УВ – 470–480 млн т, активное производство «нетрадиционной» нефти (до 150–180 млн т, в т.ч. баженовской битумонефти – 60–70 млн т);
- уголь – 500–530 млн т, в т.ч. открытым способом не менее 280–330 млн т.

Только три газовые державы (Россия, Катар, Иран) смогут производить вместе 1,7–1,8 трлн м³ в 2040 г. и до 2,5 трлн в 2050 г. (до 40 % мировой добычи минерального газа).

К 2040 г. сланцевый газовый «пузырь» США, скорее всего, сдуется или вообще лопнет, а недра южных штатов превратятся в «решето». То же относится и к углегазсланцевым бассейнам Сычуань и Ордос Китая, Купер-Эроманга Австралии и др. Национальная геоэкология этих стран с высокой вероятностью потерпит крах вследствие бурения многих сотен тысяч добывающих скважин.

В настоящее время Россия экспортирует более 60 % добытого угля, менее 50 % – нефти и около 35 % – природного газа. В частности, в 2018 г. Россия экспортировала в страны дальнего зарубежья 257,7 млн т нефти, а ПАО «Газпром» 201 млрд м³ газа. Представляется рациональным увеличение в 2040 г. экспортных квот:

- угля – до 80 % (от валового объема производства);
- нефти – до 60 %;
- газа – до 48–50 % (внутренние потребности в газе вряд ли превысят 500–520 млрд м³).

При этом главным национальным энергоносителем (как и сейчас) останется природный газ. В настоящее время продавать за рубеж нефть во всех отношениях выгоднее, чем газ, который лучше использовать внутри страны, усиливая тенденцию замены нефти газом во всех возможных сферах их использования, кроме нефтехимии: в нефти обнаружено до 750 индивидуальных очень сложных соединений, в газе – 4 углеводородных (C₁–C₄) и 3 неуглеводородных. Вместе с тем энергетическая геостратегия России (в дополнение к геополитике) будет основываться именно на газе, его добыче и поставках в соседние страны Евразии.

Основной рост добычи газа и угля предполагается в двадцатилетие 2031–2050 гг. Как на самом деле будет развиваться динамика их производства в России по годам и десятилетиям, будет зависеть от большого числа факторов и условий, но не от санкций США и их западных союзников, а прежде всего от возможностей и потребностей развивать производство и торговлю с другими странами, в первую очередь с КНР, Индией, странами ЮВА и Дальнего Востока и др., от непредсказуемой даже на ближайшее будущее

конъюнктуры мирового и региональных нефтяного и газового рынков.

Новая парадигма развития мировой энергетики в период 2021–2040 гг., по мнению автора, такова: «многополярность» – многокомпонентность структуры мирового и региональных ТЭК и ТЭБ при ведущей (но не определяющей всецело, физически) роли газа – природного и «искусственного» (из угля, нефти, органики и др.).

Господство триады минеральных энергоносителей: нефти + газа + угля в мировом ТЭК закончится не скоро, да и закончится ли в XXI веке? Практически отсутствуют аналитические исследования и прогноз изменения структуры ТЭБ в тридцатилетие 2071–2100 гг.: какие виды получения энергии сохранятся? Какие станут доминантными? Может быть, «термояд»? Похоже, вряд ли, но не исключено.

В связи с развитием экономик таких стран, как Россия (лидер по площади контролируемой территории и акваторий), Китай (лидер по народонаселению), Индия и др. уместно заметить, что Евразийское геопространство энергетически самодостаточно и самообеспечено на многие десятилетия XXI века: страны и регионы, потребляющие минеральные энергоресурсы (с малым/минимальным, недостаточным собственным производством) географически сопряжены с регионами, производящими нефть, газ и уголь в объемах, значительно превосходящих их внутренние потребности. Внешние поставки энергоносителей будут невелики, ограничены по объемам (на уровне 8–15 % от общих потребностей стран Евразии).

В XXI веке всегда будет действовать формула: чем больше газа, тем лучше всем, всегда и во всем (в производстве, потреблении, поставках и др.)!

Ресурсную обеспеченность добычи газа в России в обозримом будущем (по крайней мере до 2050 г.) следует оценить как очень высокую (и достаточную!), исходя из достоверных оценок прогнозных ресурсов, современных и будущих запасов традиционного газа, ресурсов же нетрадиционного

газа для их промышленного освоения хватит на многие десятилетия второй половины XXI века. Высокая освоенность и общая ограниченность нефтяных традиционных ресурсов России (на суше и малая нефтеносность недр арктического шельфа) обусловит активное и масштабное освоение НТР нефти уже после 2025 г.

Таким образом, авторское видение новой энергетической парадигмы развития России в ближайшее двадцатилетие заключается в сбалансированном, отвечающем специфике страны и ее отдельных регионов развитии всех видов получения энергии при доминирующей роли свободного газа.

Россия, в отличие от подавляющего числа стран в мире, самообеспечена и самодостаточна в плане производства всех видов энергоресурсов в течение практически всего XXI века. Это во многом и будет определять развитие ее экономики по крайней мере до 2050 г. ●

Литература

1. Байбаков Н.К. Вчера, сегодня, завтра нефтяной и газовой промышленности России / Н.К. Байбаков, Н.М. Байков, К.С. Басниев и др. – М.: ИГИРГИ, 1995. – 200 с.

2. Бессель В.В. Смена парадигмы на мировом энергетическом рынке / В.В. Бессель, В.Г. Кучеров, А.С. Лопатин, В.Г. Мартынов // Газовая промышленность. – 2017. – № 4. – С. 28–33.

3. Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И.Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.

4. Виноградова О. Энергетические тренды. Объявленный BP Energy Outlook 2035 оптимистичен для России / О.Виноградова // Нефтегазовая вертикаль. – № 6, 2017. – С. 62–66.

5. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира / В.И.Высоцкий // Информационно-аналитический обзор. – М.: ОАО «ВНИИЗарубежгеология. – 2017. – 59 с.

6. Гриценко А.И. Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке / А.И. Гриценко, В.А. Пономарев, Н.А. Крылов и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 148 с.

7. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий, А.А. Журило, В.А. Истомин, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 284 с.

8. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыгина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С.15–25.

9. Конторович А.Э. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации / А.Э.Конторович, Л.В.Эдер // Минерально-сырьевые ресурсы России. Экономика и управление. – № 5. – 2015. – С. 8–17.

10. Крылов Н.А. Главные вехи истории нефтедобычи в России // Газовая геология России. Вчера, сегодня, завтра: сб. научн. тр. ВНИИГАЗа. – М.: 2000. – С. 12–17.

11. Логвинов М.И. Состояние, проблемы развития и перспективы освоения угольной сырьевой базы / М.И. Логвинов, И.В. Гордеев, В.Н. Микерова, Г.И. Старокожева // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – № 3, 2017. – С. 52–61.

12. Люгай Д.В. Российский газ в XXI веке / Д.В. Люгай, В.А. Скоробогатов // Газовая промышленность. – № 1. – 2018 (приложение). – С. 88–95.

13. Мاستепанов А.М. МЭА и Секретариат ОПЕК: два прогноза – два взгляда на перспективы развития глобальной энергетики / А.М. Мастепанов, П.С. Баринов // Бурение и нефть. – № 6, 2018. – С. 2–10.

14. Мастепанов А.М. Прогнозы развития мирового нефтегазового комплекса как отражение глобальных проблем и тенденций энергопотребления / А.М. Мастепанов // Нефтяное хозяйство. – № 5, 2018. – С. 6–11.

15. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России. Состояние и прогноз. Гл. ред. В.З. Гарипов, Е.А. Козловский. – М.: 2004. – 548 с.

16. Наталенко А.Е. Основные направления развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации / А.Е. Наталенко, В.А. Пак, А.П. Ставский // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 1.

17. Подюк В.Г. Стратегические задачи и геологические возможности развития сырьевой базы газодобычи в России / В.Г. Подюк, Н.А. Крылов, В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – С. 8–12.

18. Салманов Ф.К. Нефть и газ Арктики – энергетика мира будущего / Ф.К. Салманов, И.С. Грамберг, К.А. Клещев и др. // Проблемы нефтегазовой геологии. – 1994.

19. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – 2018. – С. 31–43.

20. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин, А.Н. Скоробогатько // Геология нефти и газа. Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – 2018. – С. 59–65.

21. Скоробогатов В.А. Россия и Китай – мировые энергетические державы XXI века / В.А.Скоробогатов // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 269–287.

22. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков и др. // Науч.-техн. обзор под ред. А.Д. Седых. – М.: ООО ИРЦ Газпром. – 2000. – 117 с.

23. Хабибуллин Д.Я. Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ в России в 2021–2040 гг. для развития минерально-сырьевой базы газодобычи / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – 2018. – С. 67–73.

24. Черепанов В.В. Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI веке / В.В. Черепанов, Д.В. Люгай // Геология нефти и газа. Спецвыпуск «Газпром ВНИИГАЗ 70 лет». – 2018. – С. 17–30.

KEYWORDS: fossil fuels, energy, paradigm, gas, oil, coal, prospecting, exploration, reserves, resources, fuel and energy complex and balance.

ПРОДОЛЖАЯ ТРАДИЦИИ ЛЭЗ



ЛЕНИНГРАДСКИЙ ЭЛЕКТРОМАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД (ЛЭЗ) – ПРЕДПРИЯТИЕ С БОГАТОЙ ИСТОРИЕЙ. МНОГО РАЗ МЕНЯЛАСЬ ЕГО СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ, ПОКА НАКОНЕЦ ЗАВОД ПРОЧНО НЕ ЗАНЯЛ СВОЕ МЕСТО СРЕДИ ВЕДУЩИХ ЭЛЕКТРОМАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ СТРАНЫ. СЕГОДНЯ ЛЭЗ – ОДНА ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПЛОЩАДОК КОНЦЕРНА РУСЭЛПРОМ. БЛАГОДАРЯ УСИЛИЯМ КОНЦЕРНА ЛЭЗ – ФЛАГМАН ОТРАСЛИ ПО ПРОИЗВОДСТВУ КРУПНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ОПТИМАЛЬНО ВЫСТРОЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ С НАЛАЖЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРОЙ. ЗДЕСЬ ПРОИЗВОДЯТ ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ МОЩНОСТЬЮ СВЫШЕ 100 КВТ И ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ К НИМ, РЕАЛИЗУЮТСЯ КРУПНЫЕ И УНИКАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ. О СЕГОДНЯШНЕЙ СИТУАЦИИ ЛЕНИНГРАДСКОГО ЭЛЕКТРОМАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА И ПЕРСПЕКТИВАХ РАСШИРЕНИЯ НОМЕНКЛАТУРЫ ПРОДУКЦИИ МЫ БЕСЕДУЕМ С ДИРЕКТОРОМ ЛЭЗа МАКСИМОМ ВАЛЕНТИНОВИЧЕМ КОЖИНЫМ

LENINGRAD ELECTRIC MACHINE-BUILDING PLANT (LEZ) IS A COMPANY WITH A EVENTFUL HISTORY. ITS SPECIALIZATION CHANGED MANY TIMES, UNTIL THE PLANT FIRMLY TOOK ITS PLACE AMONG THE LEADING ELECTRIC MACHINE-BUILDING ENTERPRISES OF THE COUNTRY. TODAY LEZ IS ONE OF THE MOST IMPORTANT BUSINESS-UNITS OF RUSELPROM CONCERN. THANKS TO THE EFFORTS OF THE CONCERN, LEZ IS THE FLAGSHIP OF THE ELECTRIC MACHINES INDUSTRY AND IS AN OPTIMALLY BUILT ENTERPRISE WITH AN HIGH-DEVELOPED INFRASTRUCTURE. IT PRODUCES TURBO-GENERATORS AND ELECTRIC MACHINES WITH A CAPACITY OF OVER 100 KW AND SPARE PARTS FOR THEM, AND IMPLEMENTS LARGE AND UNIQUE PROJECTS. IN THIS ARTICLE WE TALK WITH THE CEO OF THE LEZ MAXIM KOZHIN ABOUT THE CURRENT SITUATION OF THE LENINGRAD ELECTRIC MACHINE-BUILDING PLANT AND THE PROSPECTS FOR EXPANDING THE PRODUCT RANGE

Ключевые слова: электромашиностроение, турбогенераторы, гидрогенераторы, атомные ледоколы, оборудование для электростанций.



Кожин Максим Валентинович, директор Ленинградского электромашиностроительного завода

– Максим Валентинович, что изменилось на заводе с приходом РУСЭЛПРОМа?

– РУСЭЛПРОМ пришел на завод в 2003 году, и последние 15 лет именно концерн занимался развитием предприятия, освоением новой номенклатуры изделий. Конечно, при этом учитывался тот исторический опыт, который имел завод, сложившаяся специализация его номенклатуры.

– На чем специализировался завод в момент прихода концерна?

– Это были крупные синхронные машины для дробильного и мельничного оборудования. Соответственно, РУСЭЛПРОМ подхватил эту номенклатуру и параллельно начал расширять линейку продукции.

– О каких новых продуктах идет речь?

– Одна из новых номенклатурных групп, введенных РУСЭЛПРОМом, это гидрогенераторы. Сейчас у нас в исполнении контракт на поставку гидрогенераторов для Белопорожской ГЭС в Карелии.

В этом году мы его должны завершить. А вообще ЛЭЗ специализируется на продукции по индивидуальным заказам. Зачастую это уникальные машины, не имеющие аналогов в мире. И в первую очередь здесь надо упомянуть комплект электрических машин для трех новейших атомных ледоколов проекта 22220 – «Арктика», «Сибирь» и «Урал».

Завод произвел гребные электродвигатели (фото 1) и синхронные турбогенераторы для всех трех ледоколов проекта – по три двигателя мощностью 20 МВт и два генератора по 36 МВт на каждое судно. Машины для морских судов такой мощности созданы в России впервые.

– Очевидно, исполнение таких уникальных заказов требует применения самых современных технологий производства?

– Конечно. Специально для реализации этого проекта был модернизирован станочный парк, введены новые производственные мощности. В частности, на заводе установили уникальный по своим размерам вакуумно-нагнетательный пропиточный комплекс «Монолит» (фото 2).

Сейчас условия диктует рынок, и мы должны адаптироваться под новые требования, которые перед нами ставят заказчики. Новые задачи требуют нового уровня исполнения продукции. И коллектив ЛЭЗ готов решать эти задачи. Это не просто слова, мы демонстрируем это на примере конкретных проектов.



ФОТО 1. Гребной электродвигатель для новейших атомных ледоколов – гигант весом 300 тонн

– Какие еще крупные проекты помимо атомных ледоколов Вы могли бы отметить?

– По гидрогенераторной технике. У нас был крупный проект для Загорской гидроаккумулирующей станции – гидрогенераторы мощностью 250 МВт. Чтобы был понятен масштаб, достаточно сказать, что один комплект такого оборудования составляет около тысячи отгрузочных мест, порядка 60 железнодорожных вагонов. А у нас было четыре таких комплекта.

Также в прошлом году подписан крупный контракт на изготовление главных циркуляционных насосов (ГЦН) для атомных станций. Этот проект, который у нас сейчас находится в реализации, я считаю

чрезвычайно ответственным с точки зрения уровня продукции. Ведь это двигатель, который вращает насос, перекачивающий контур главного охлаждения реактора. Вы понимаете, насколько высока ответственность?

– Для каких конкретно АЭС сейчас производите такие насосы?

– Сейчас производим для Курской АЭС, и уже подписан контракт на производство ГЦН для турецкой атомной станции Аккую. Я считаю, что для завода это очень важный шаг с точки зрения дальнейшего развития, наращивания уровня производимой продукции. И я, и все заводчане, мы прекрасно понимаем, насколько это серьезная и ответственная техника. И будем стараться. В этом году мы должны сделать первый, головной образец. Где-то в августе–сентябре должны выйти на сборку и провести заводские испытания.

– Насколько перспективно для завода это направление?

– Даже эти два проекта – это три блока, 30 двигателей. А в будущем мы надеемся, что все строящиеся реакторы АЭС будут комплектоваться двигателями данного типа. Все предпосылки для этого есть.

– Какие еще направления Вы считаете перспективными?

– Очень интересная новая тема – генераторы для ветроэнергетики.



ФОТО 2. Вакуумно-нагнетательный пропиточный комплекс «Монолит» не имеет аналогов в России и Европе

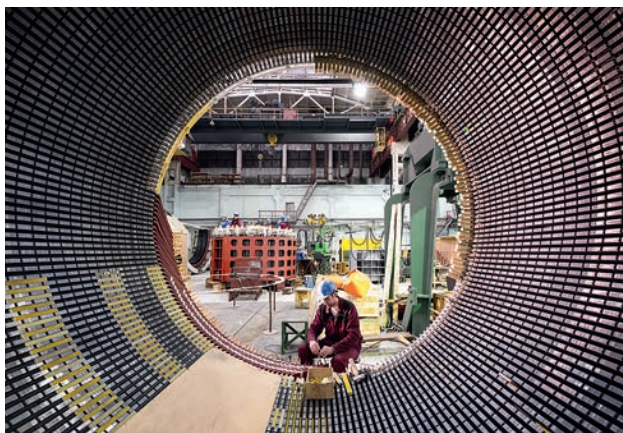


ФОТО 3. Завод специализируется на изготовлении уникальной продукции по индивидуальным заказам



ФОТО 4. Модернизация станочного парка требует немалых инвестиций



ФОТО 7-8. Коллектив – самый ценный ресурс завода

Уже сейчас у нас находятся в разработке заказы на ветрогенераторы для компании Siemens Gamesa Renewable Energy (фото 5). В этом году первые образцы пройдут испытания. А дальше будем выходить на поставки.

Направление возобновляемых источников энергии в России активно развивается, компания Siemens Gamesa – признанный мировой лидер и активно работает в России. С ними интересно сотрудничать, у них есть чему поучиться. Поэтому, я думаю, для специалистов завода это станет крайне полезным опытом. И, что самое интересное в этом проекте, если мы сделаем хорошие, конкурентные по цене ветрогенераторы, существует реальная перспектива поставлять их на экспорт.

– Российские ветрогенераторы смогут конкурировать по качеству на европейском рынке?

– Качество даже никто не обсуждает. Есть технические параметры, изначально заданные компанией Siemens Gamesa. Эти параметры соответствуют европейскому уровню, и мы должны их просто придерживаться. Наша задача – изготовить продукцию, конкурентоспособную по стоимости. И при этом по возможности на сто процентов использовать российские материалы. И все эти материалы должны пройти соответствующие испытания, чтобы их можно было использовать в зарубежных проектах. У компании Siemens Gamesa есть проекты, которые они реализуют в Европе и по всему миру, и мы надеемся с нашими генераторами вписаться в эти проекты.

– Была ли в случае с российскими проектами Siemens конкуренция со стороны других отечественных производителей?

– Конечно, конкуренция была. Все ведущие российские производители

электрооборудования – и новосибирский «Элсиб», и пермский «Электропривод», и другие – участвовали в конкурсе. Сименс провел аудит всех предприятий и выбрал нас. К тому же мы и территориально более выгодно расположены, ближе к Европе.

Еще одно интересное направление – малая и средняя гидроэнергетика. В этом году мы отгрузили два комплекта гидросилового оборудования суммарной мощностью 5,6 МВт для Усть-Джегутинской малой гидроэлектростанции (МГЭС) в Карачаево-Черкессии и три комплекта по 1,7 МВт каждый для Барсучковской МГЭС в Ставропольском крае (фото 6). Летом это оборудование начнут монтировать.

– Выпускать продукцию это хорошо. Но ее же надо и обслуживать... Как получаете обратную связь от потребителей о работе вашего оборудования?



ФОТО 5. ЛЭЗ ведет разработку ветрогенераторов для компании Siemens Gamesa



ФОТО 6. Гидрогенератор для Барсучковской малой гидроэлектростанции

– Наши коллеги из НПП «РУСЭЛПРОМ-Электромаш», которое находится здесь же, на территории ЛЭЗа, производят системы возбуждения для наших генераторов и комплектуют их системой мониторинга, благодаря которой мы получаем обратную связь по техническим параметрам в режиме онлайн. Кроме того, у нас есть сервисные группы, которые с определенной периодичностью контактируют с заказчиками, оказывают необходимую помощь и техническую поддержку. Одно из направлений нашей работы – сервисное сопровождение продукции в течение всего жизненного цикла.

– Как Вы оцениваете сегодняшнюю загрузку предприятия и его производственный потенциал?

– Сейчас загрузка завода составляет 40–50 %. Мы готовы исполнять больше заказов, и мощность предприятия это позволяет. Пока мы работаем в одну смену, так что только за счет введения дополнительных смен можнократно повысить эффективность использования оборудования. При этом, конечно, нужно продолжать начатое техническое перевооружение, закупать высокопроизводительное оборудование. Когда РУСЭЛПРОМ только пришел на ЛЭЗ, это уже было сделано, например, для производства гидрогенераторов. И сейчас мы понимаем, в каком направлении по увеличению мощностей нам надо двигаться, чтобы обеспечивать не только объемы, но и необходимое

качество продукции, уровень которого нам диктует рынок. И не только внутренних.

– Что для этого нужно сделать? Есть ли план развития?

– Нужен объем заказов, чтобы была возможность использовать инвестиции для дальнейшего развития. А планы есть, вот они – на доске! На заводе есть оборудование, которое работает еще с 1962 года и физически устарело. Станки механической обработки, штамповочные комплексы необходимо заменить на более высокопроизводительные.

Направления развития тоже понятны. Мы уже говорили о судостроении, ветрогенераторах. Это новые направления. Но есть и направления, в которых завод традиционно силен, – атомная энергетика, машины для горнодобывающей и металлургической промышленности, ЖКХ. Сейчас рынок диктует условия, и нужно быть гибкими. По такому же принципу надо строить и технологические цепочки. И быть конкурентоспособными: и по цене, и по качеству, и по срокам. Тот вектор развития, который сейчас задан на заводе, я считаю вполне позитивным.

Так что задачи определяет рынок, заказчики. А уже из задач вытекает конкретный план действий. Не только в части перевооружения производства, но и в части новых конструкторских разработок. Безусловно, очень важной задачей является усиление конструкторского потенциала на заводе. Инженер-конструктор-электротехник в наше время не только очень важная, но и крайне дефицитная специальность.

Нужно также понимать, что новое оборудование, которое технологически позволяет выполнять более серьезные задачи, требует и применения новых материалов, и использования новых программных продуктов, расчетных модулей, то есть развития IT-технологий. И, конечно, развитие требует новых кадров.

– Как Вы решаете кадровую проблему?

– Разными способами. Здесь, как говорится, все способы хороши. И с вузами взаимодействуем. Прежде всего, с Санкт-Петербургским электротехническим университетом ЛЭТИ, его выпускники традиционно приходили сюда работать. Помогает нам с кадрами и головная компания. Безусловно, есть и внутреннее обучение.

Коллектив у нас хороший. Если мы такие задачи решаем, что еще можно сказать? Дела говорят сами за себя. Я со своей стороны хочу выразить огромную благодарность всему коллективу ЛЭЗ. Вместе мы сможем решить любые задачи! ●

KEYWORDS: *electrical engineering, turbogenerators, hydro generators, nuclear icebreakers, equipment for power plants.*



109029, Москва,
Нижегородская ул., 32, стр.15
Тел.: 8 (800) 301-35-31
Факс: (495) 600-42-54
mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

РАЗРАБОТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА

**Панычев
Артем Дмитриевич,**
инженер 1-ой категории
производственно-технического
отдела
филиала ООО «Газпром
добыча шельф Южно-
Сахалинск»

**Кутовой
Дмитрий Васильевич,**
ведущий инженер
производственно-технического
отдела
филиала ООО «Газпром
добыча шельф Южно-
Сахалинск»

**Набоков
Антон Александрович,**
инженер 2-ой категории
производственно-
технического отдела филиала
ООО «Газпром добыча шельф
Южно-Сахалинск»

**Гайнуллин
Эльдар Фаритович,**
мастер по эксплуатации
оборудования газовых
объектов службы добычи
газа и газового конденсата
филиала ООО «Газпром
добыча шельф Южно-
Сахалинск»

**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»

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА РАЗРАБОТАННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПРОЦЕССА ПОДВОДНОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОДВОДНЫХ СЕПАРАТОРОВ, КОМПРЕССОРОВ И НАСОСОВ, ВЫПОЛНЕН РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СЕПАРАЦИИ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДА И КОНДЕНСАТОПРОВОДА, ОПРЕДЕЛЕН ПЕРИОД ВВОДА ПОДВОДНОГО ТЕПЛООБМЕННОГО И КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ЦЕЛЬЮ ДОСТИЖЕНИЯ ПРИНЯТЫХ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ КИРИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ПОКАЗАНА АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ПОДВОДНЫХ СЕПАРАТОРОВ, КОМПРЕССОРОВ И НАСОСОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА

THE ARTICLE PRESENTS THE DEVELOPED TECHNOLOGICAL SCHEME OF THE PROCESS OF UNDERWATER PREPARATION OF WELL PRODUCTS USING UNDERWATER SEPARATORS, COMPRESSORS AND PUMPS, THE CALCULATION OF SEPARATION PARAMETERS, HYDRAULIC CALCULATION OF THE GAS PIPELINE AND CONDENSATE GAZ PIPELINE, THE PERIOD OF INTRODUCTION OF UNDERWATER HEAT EXCHANGE AND COMPRESSOR EQUIPMENT IN ORDER TO ACHIEVE THE ACCEPTED PARAMETERS OF THE DEVELOPMENT OF THE KIRINSKOYE GAS CONDENSATE FIELD. THE RELEVANCE OF THE DEVELOPMENT OF TECHNOLOGIES FOR THE USE OF UNDERWATER SEPARATORS, COMPRESSORS AND PUMPS IN THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE FIELDS IS SHOWN

Ключевые слова: *Кириnskoe, подводный добычный комплекс, шельф, подводная подготовка газа и газового конденсата.*

В соответствии с «Энергетической стратегией России до 2030 года» основные объёмы прироста запасов, увеличение и стабилизацию добычи углеводородного сырья планируется осуществлять за счёт привлечения ресурсов Российского континентального шельфа, в том числе и арктического региона, особенностями которого являются суровые климатические условия и сложная ледовая обстановка.

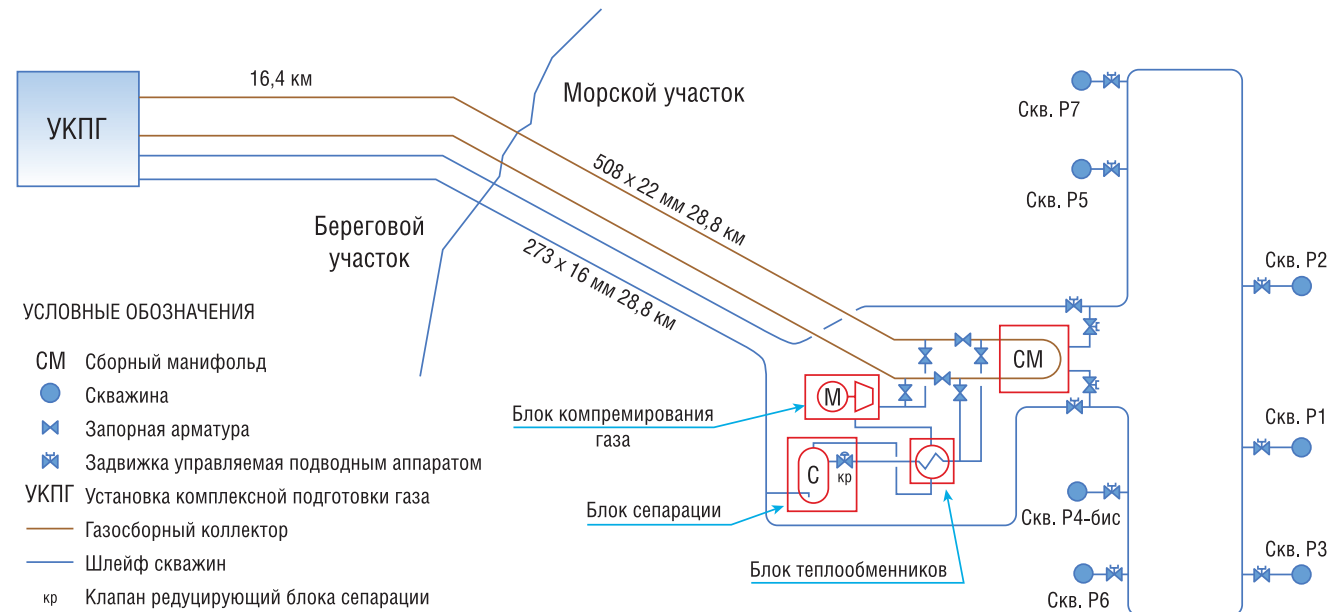
В последние годы наблюдается активное развитие технологий подготовки нефти и газа на дне моря. Уже сегодня в мире вводятся в эксплуатацию многочисленные подводные системы, и это не только отдельные перекачивающие или сепарационные установки, но и комплексные модульные системы добычи и подготовки углеводородного сырья на морском дне.

Так, например, в 2015 году норвежская энергетическая компания запустила первую в мире

установку по компримированию газа под водой. Газовый компрессор находится на месторождении Asgard в Норвежском море. Данная технология открывает новые возможности по разработке глубоководных месторождений вдали от берега, традиционно компрессоры устанавливаются на платформах или на побережье, но в данном случае установка расположена на трехсотметровой глубине под водой. В заявлении компании отмечается, что установка позволила увеличить газоотдачу пластов Midgard и Mikkel [1].

Подводная сепарация является достаточно апробированной технологией и получила своё применение на ряде месторождений углеводородов мира. Так, несмотря на значительную глубину моря (порядка 900 м), на месторождении Pazflor шельфа Анголы были установлены 3 сепарационные установки газ/жидкость, имеющие высоту 9 м при диаметре 3,5 м.

РИС. 1. Схема сбора и раздельного транспорта газа



Данное решение оказалось экономически эффективным и позволило компании-оператору успешно разрабатывать месторождение [2].

В России на сегодняшний день отсутствуют нефтегазовые проекты с использованием аппаратов для подводной подготовки добываемой продукции, однако существуют реализованные решения с добычей углеводородов на дне моря (с использованием скважин с подводным заканчиванием). Кириnskoe газоконденсатное месторождение (ГКМ), расположенное на северо-восточном шельфе острова Сахалин, эксплуатируется с применением подводного добычного комплекса (ПДК), является первым и на сегодняшний день единственным проектом на территории нашей страны с применением ПДК. Пуск газа на месторождении состоялся в 2013 году. На начальной стадии промышленной эксплуатации Кириnskого газоконденсатного месторождения выявлен ряд проблемных вопросов, которые указывают на необходимость усовершенствования применяемой системы сбора и совместного транспорта скважинной продукции на береговые сооружения. Подобные вопросы могут возникнуть и при обустройстве аналогичных газоконденсатных месторождений на шельфе. Суровый арктический климат, увеличение удаленности месторождений от берега,

увеличение глубины морского дна, увеличение конденсатного фактора и разработка нефтяных оторочек газоконденсатных месторождений, обводнёность и возникающая в связи с этим задача по закачке пластовой воды обратно в пласт диктуют необходимость применения новых технологий при обустройстве месторождений с целью смещения оборудования для подготовки углеводородного сырья к месту добычи, в частности – применения подводных сепараторов, инновационного компрессорного и насосного оборудования.

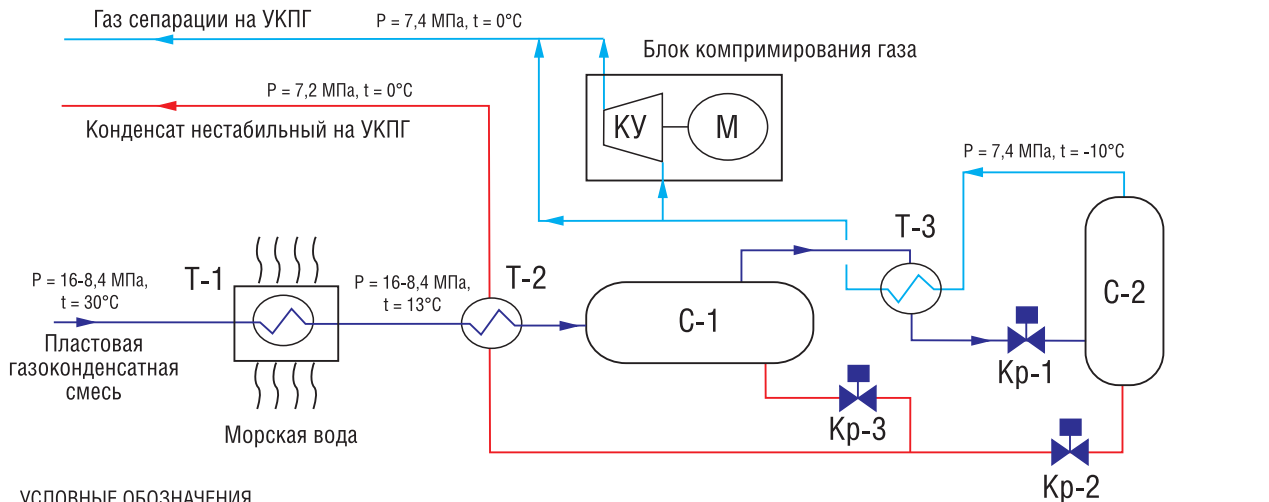
Учитывая мировой опыт использования подводного оборудования, исследована возможность применения технологии сбора, первичной подготовки к транспорту и технологии раздельного транспорта углеводородного сырья с применением подводного сепаратора, подводного компрессора на примере обустройства месторождения с характеристиками, аналогичными Кириnskому газоконденсатному месторождению (ГКМ).

К преимуществам первичной подготовки к транспорту углеводородного сырья с применением подводной сепарации и подводного компримирования можно отнести следующее:

- стабильный режим работы трубопроводов от подводного добычного комплекса до береговых сооружений;

- снижение металлоёмкости оборудования по подготовке газа к транспорту на береговых сооружениях за счет применения подводных сепарационных установок, изготавливаемых блоками;
- равномерная подача жидкости (газовый конденсат, пластовая вода) на береговые сооружения;
- снижение коррозии трубопровода подачи подготовленного газа от подводного добычного комплекса до береговых сооружений;
- увеличение срока службы трубопровода (продукт – осушенный газ);
- уменьшение количества подачи ингибитора углекислотной коррозии;
- стабильный режим работы оборудования береговых сооружений;
- снижение рисков, связанных с гидратообразованием в системе сбора;
- поддержание необходимого давления в газосборном коллекторе в период падающей добычи, когда давление снижается, а добыть продукцию в установленных объемах невозможно;
- наличие двух (как минимум) разных трубопроводов, используемых для раздельной транспортировки отсепарированных потоков жидкости и газа, что является

РИС. 2. Технологическая схема подводной подготовки газа и газового конденсата Киринского ГКМ



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

T-1 Теплообменник

C-1 Сепаратор первой ступени

Клпан-регулятор

КУ Газовый компрессор

М Электропривод газового компрессора

Подключение теплообменника T-3 газ-газ – 5 год разработки месторождения

Подключение теплообменника T-1 с охлаждением морской водой – 11 год разработки месторождения

Подключение блока компримирования газа – 15 год разработки месторождения

потенциальной возможностью реализации прохода внутритрубных инспекционных приборов по «кольцу» для очистки и инспекции трубопроводов.

Разработана технологическая схема сбора и раздельного транспорта газа и газового конденсата до установки комплексной подготовки газа (УКПГ) Киринского ГКМ с применением подводной сепарации и подводных компрессоров. Кольцевая система трубопроводов подводного добычного комплекса (рисунок 1) позволит производить внутритрубную диагностику независимо от времени года, так как подразумевает пуск и приём средств очистки и диагностики с берега, что существенно повлияет на надёжность и безаварийность работы трубопроводов, снизит эксплуатационные затраты по проведению данных работ.

В качестве исходных данных для расчета показателей приняты параметры Киринского ГКМ, разрабатываемого на режиме истощения – добыча газа и газового конденсата по годам разработки, темпы падения устьевого давления скважин. Давление отсепарированного газа на входе в береговые сооружения принимается 6,4 МПа, равным давлению в магистральном газопроводе УКПГ-ГКС «Сахалин» газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск –

Владивосток». Параметры сепарации газа второй ступени подбираются с целью обеспечения отсепарированного газа требованиям по температуре точки росы (-10 °С) СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» [3].

По параметрам процесса сепарации и данным проекта разработки месторождения рассчитываются типоразмеры трубопроводов от подводного добычного комплекса до береговых сооружений. Система трубопроводов для транспорта отсепарированного газа и конденсата должна представлять две пары закольцованных трубопроводов для осуществления возможности выполнения работ по очистке и диагностике трубопроводов с запуском и приёмом внутритрубных инспекционных приборов с береговых сооружений для исключения дорогостоящих и сезонных работ, проводимых со специализированных судов. Пара трубопроводов для сепарированного газа закольцовываются в подводном манифольде. Один из трубопроводов второй пары предполагается использовать для транспортировки отсепарированного газа, второй трубопровод – для транспортировки газового конденсата. Данная

пара трубопроводов должна состоять из двух частей: линейной части – для транспортировки газа и газового конденсата и кольцевой части – выполняющей функции газосборного трубопровода – шлейфа для сбора и транспортировки продукции скважин к подводным сепараторам.

Давление конденсатопровода на входе в УКПГ определяется расчётами, путем подбора диаметра конденсатопровода и рассчитанного давления сепарации.

Для обеспечения качества отсепарированного газа в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2010 в низкотемпературной сепарации (НТС) необходимо поддерживать температуру не ниже -10 °С. При увеличении температуры сепарации выше -10 °С ввиду снижения давления пластовой смеси по мере разработки месторождения, необходимо или подключить компрессор при снижении давления сепарации или понизить температуру пластовой смеси перед сепаратором 2-й ступени без снижения давления сепарации. Для этого предлагается подключить подводный теплообменник газ-газ T-3, в котором газ на входе в сепаратор 2-й ступени охлаждается отсепарированным газом без снижения давления сепарации.

ТАБЛИЦА 1. Расчет основных параметров

ПАРАМЕТР	ПРИМЕЧАНИЕ
Расчет коэффициента Джоуля-Томсона	При понижении давления сепарации на 1 МПа, температура газа понижается на 2,5 °С
Расчет параметров сепарации	При давлении в 7,4 МПа температура точки росы равна (минус) -7,579 °С, что обеспечит соответствие товарного газа СТО Газпром
Расчет периода подключения подводной газоконпрессорной установки	Подключение подводного компрессора при использовании теплообменников T-1, T-2, T-3 приходится на 15 год разработки. При работе всех трех теплообменников минимальное давление сепаратора первой ступени будет составлять 8,4 МПа, рабочее давление принимаем равным 10,0 МПа. При этом расчет прочности подводного оборудования производится на максимально возможное давление – 25,0 МПа с целью исключения разрушения при возможном аварийном повышении давления в системе
Расчет параметров трубопроводов ПДК-Береговые сооружения	Для заданного технологического режима 10 млн м³/сут и давления 7,4 МПа на выходе с НТС, чтобы достичь максимального проектного дебита за сутки, необходимо использовать трубопровод диаметром 508 мм
Гидравлический расчет конденсатопровода и расчет давления на входе в УКПГ	Исходя из полученных результатов выбирается трубопровод диаметром Ø273х16 мм, по причине возможности проведения внутритрубной диагностики методом поршневания путем запуска и приема средств очистки и диагностики, отсутствия необходимости редуцирования флюида на входе в УКПГ, с целью его дальнейшей подготовки. Давление на выходе из сепаратора C-2 составляет 7,2 МПа; давление на входе в УКПГ составляет 1,6 МПа

В дальнейшем по мере снижения давления пластовой смеси на входе в подводный сепаратор и увеличения температуры сепарации, с целью поддержания необходимой температуры сепарации, необходимо снизить давление сепарации и подключить подводный газовый компрессор или использовать подводный теплообменник T-1, устанавливаемый на линии входа пластовой смеси в сепаратор первой ступени, использующий в качестве среды для охлаждения морскую воду, которая имеет постоянную температуру около -1...-2 °С.

С учетом вышеизложенного разработана технологическая схема подводной подготовки газа и газового конденсата (рисунок 2).

Результаты расчетов основных параметров представлены в таблице 3.

Как метод осуществления экологического мониторинга на подводном оборудовании для первичной подготовки скважинной продукции предлагается применить инновационные устройства (ловушки-куполы) для обнаружения утечек углеводородного сырья. Для улавливания утечек углеводородов необходимо выполнить герметизацию противотраловых устройств (защитных конструкций) над подводным оборудованием. Внутри ловушки необходимо разместить датчик, который в

реальном времени будет передавать данные о наличии углеводородов в морской среде.

Итоги выполненной работы: показана возможность подводной подготовки газа и раздельного транспорта газа и газового конденсата Киринского ГКМ, разработаны схемы подготовки газа и газового конденсата к транспорту, схемы трубопроводов, выполнены расчеты параметров процесса сепарации, гидравлические и тепловые расчеты трубопроводов, разработана схема по очистке и внутритрубной диагностике подводных трубопроводов с запуском и приёмом средств очистки и диагностики на береговых сооружениях, в технологической схеме подводной подготовки газа и газового конденсата к транспорту применён теплообменник с охлаждением морской водой, показана актуальность развития технологий применения подводных сепараторов, компрессоров и насосов при разработке месторождений шельфа.

Не вызывает сомнений, что развитие морской добычи углеводородов является важнейшим фактором развития отечественной нефтегазодобывающей отрасли и гарантией энергетической безопасности страны. Для освоения месторождений углеводородов континентального шельфа Баренцева, Карского, Охотского морей, характеризующихся суровыми природно-

климатическими условиями, потребуется применение инновационно-технологических подходов. В данной работе, на примере единственного в России на сегодняшний день месторождения с подводным добычным комплексом – Киринского, показана актуальность применения процесса подготовки продукции на дне моря с использованием подводных аппаратов. Некоторые подводные технологии, применяемые на месторождениях других стран, сегодня уже являются апробированными, имеют высокую эксплуатационную надежность и готовы к использованию в замерзающих акваториях. Быстрые темпы их развития позволяют с уверенностью утверждать, что уже в ближайшем обозримом будущем они могут найти свою нишу на шельфе России. ●

Литература

1. Журнал Oil & Gas Journal Russia // <http://ogjrusia.com/news/view/news-1962/10>.
2. Вести газовой науки: науч.-технич. сб. / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – 200 с.
3. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» – М., 2011. – 14 с.

KEYWORDS: Kirinskoye, subsea production facility, offshore, subsea preparation of gas and gas condensate.

ШИРОКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ 70-й ШИРОТЫ

9–10 АПРЕЛЯ 2019 Г. В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ ПРОШЕЛ ПЯТЫЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ АРКТИЧЕСКИЙ ФОРУМ «АРКТИКА – ТЕРРИТОРИЯ ДИАЛОГА». ОТКРЫТОСТЬ К ДИАЛОГУ И ГОТОВНОСТЬ К РЕШЕНИЮ СЛОЖНЫХ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ЗАДАЧ В РАМКАХ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ НАШЛА ОТРАЖЕНИЕ В ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЕ ФОРУМА И ЭКСПОЗИЦИЯХ, СОПРОВОЖДАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЕ. ЭТА ТЕМА РАСКРЫВАЛАСЬ И В ВЫСТУПЛЕНИЯХ ГЛАВ АРКТИЧЕСКИХ ГОСУДАРСТВ В ХОДЕ ПЛЕНАРНОГО ЗАСЕДАНИЯ, И В РАМКАХ КРУГЛЫХ СТОЛОВ РАЗЛИЧНОЙ ТЕМАТИКИ – ОТ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ И РАЗВИТИЯ ТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ДО СОХРАНЕНИЯ ХРУПКОЙ ПРИРОДЫ АРКТИКИ, РЕШЕНИЯ КАДРОВЫХ ПРОБЛЕМ И ВОПРОСОВ ЗДРАВООХРАНЕНИЯ. НА МЕРОПРИЯТИИ ПОБЫВАЛ ЖУРНАЛИСТ NEFTEGAZ.RU

ON APRIL 9-10, 2019, THE FIFTH INTERNATIONAL ARCTIC FORUM "THE ARCTIC: TERRITORY OF DIALOGUE" WAS HELD IN ST. PETERSBURG. OPENNESS TO DIALOGUE AND READINESS TO SOLVE COMPLEX INFRASTRUCTURE PROBLEMS AS PART OF THE ARCTIC DEVELOPMENT WAS REFLECTED IN THE BUSINESS PROGRAM OF THE FORUM AND EXPOSITIONS ACCOMPANYING THE EVENT. THIS TOPIC WAS DISCUSSED IN THE SPEECHES OF THE ARCTIC STATES HEADS DURING THE PLENARY SESSION AND IN ROUNDTABLE DISCUSSIONS ON VARIOUS TOPICS – FROM THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESOURCES AND DEVELOPMENT OF TRANSPORT INFRASTRUCTURE TO PRESERVATION OF THE FRAGILE NATURE OF THE ARCTIC, THE SOLUTION OF PERSONNEL PROBLEMS AND HEALTH ISSUES. THE EVENT WAS VISITED BY A NEFTEGAZ.RU JOURNALIST

Ключевые слова: Арктика, форум, освоение северных территорий, нефтедобыча в Арктике, технологии.

Елена Алифирова

Потепление в арктических отношениях

Центральным событием форума стало пленарное заседание «Арктика. Океан возможностей», в котором приняли участие президент РФ Владимир Путин, президент Финляндии Саули Ниинистё, президент Исландии Гудни Йоуханнессон, премьер-министры Норвегии и Швеции Эрна Сульберг и Стефан Лёвен. Дискуссия получилась очень интересная, а местами даже острая. Политический контекст обозначил Стефан Лёвен, процитировав фрагмент из «Медного всадника», касающийся Санкт-Петербурга: «Отсель грозить мы будем шведу, здесь будет город заложен назло надменному соседу». На это Владимир Путин ответил строками из поэмы «Полтава»: «Ура! Мы ломим, гнутся шведы», сведя это к шутке о том, что чаще такие строки вспоминаются при просмотре игр сборных России и Швеции и российские болельщики не могут так часто воспроизвести эти строки. Этот острый момент сгладил Гвюдни Йоуханнессон, напомнивший, о том, что нет ничего дороже на этой земле, чем



настоящая дружба. Эти слова были произнесены по-русски, показав, что, несмотря на все политические перипетии, роль России как арктического государства признается на международном уровне.

В целом дискуссия отразила настрой глав арктических государств на совместную работу

над решением общих проблем. Была видна озабоченность лидеров арктических государств по поводу потепления в Арктике.

Несмотря на некоторое расхождение в оценках темпов этого процесса, эта тенденция сильно тревожит политиков и требует глубокого и детального исследования.

УДК 061

Транспортировка в Арктике

Еще одной важной темой обсуждения стало сотрудничество в социально-экономическом развитии Арктики. Говоря о российской Арктике, Владимир Путин акцентировал внимание на Северном морском пути, как части глобального транспортного коридора. Для вывода этого маршрута на полную мощность предстоит сосредоточить усилия на развитии коммуникационной и береговой инфраструктуры, включая портовые мощности, ледокольного флота, средств навигации и метеонаблюдений. При этом Северный морской путь должен быть коммерчески привлекательным для грузоотправителей, удовлетворяя их как по качеству, так и по цене.

Более предметно развитие транспортной инфраструктуры Арктики обсуждалось в рамках деловой программы Международного арктического форума. В ходе сессии «Северный морской путь – ключ к развитию российской Арктики» вице-премьер Максим Акимов сообщил, что объем перевозок по Северному морскому пути уверенно вышел на отметку 20 млн т в год. Цель в 80 млн т в год, предусмотренная комплексным планом модернизации и расширении магистральной инфраструктуры до 2024 г., на этом фоне выглядит абсолютно реальной. Северный морской путь рассматривается как мультимодальный цифровой логистический коридор и сейчас внимание российского правительства сосредоточено на создании благоприятных условий для развития грузовой базы.



Существенную часть загрузки Северного морского пути должны составить углеводороды, добываемые на арктических месторождениях. О богатстве ресурсной базы Арктики и проблемах ее изученности говорил первый замминистра природных ресурсов и экологии РФ Денис Храмов в ходе круглого стола «Освоение арктического шельфа: потенциал и риски». Ресурсы углеводородного сырья на российском арктическом шельфе оцениваются в 17,3 млрд т жидких углеводородов и 85,1 трлн м³ газа, однако эти оценки в какой-то мере можно назвать гипотетическими. Это обусловлено неоднородной и в целом низкой геологической изученностью арктического шельфа. Если изученность сейсморазведочными работами, особенно в западной части арктических акваторий (Баренцево и Карское моря) сравнительно высокая, то восточная часть изучена не столь плотно. Изученность

поисковым бурением еще менее плотная, поэтому поисковое бурение критически важно для подтверждения ресурсного потенциала арктического региона.



Отдельное внимание в рамках деловой программы было уделено производству и использованию сжиженного природного газа (СПГ) в Арктике. Выступая на круглом столе, посвященном этому направлению развития, министр энергетики РФ Александр Новак отметил, что на фоне роста спроса на газ в мире у России есть окно возможностей для наращивания объемов производства и экспорта СПГ. К 2025 г. Россия может увеличить производство СПГ с нынешних 27 млн т в год до 73 млн т, а к 2035 г. – до 100–140 млн т. Это позволит России увеличить долю на мировом рынке СПГ с нынешних 9% до 15–20% к 2035 г.





Эффектно выглядел стенд «НОВАТЭКа», выполненный в виде танкера-газовоза «Кристоф де Маржери» и знаменитого арт-объекта СПГ-завода «Ямал СПГ» – резервуаров для хранения СПГ, оформленных как банка сгущенного молока. «Газпром нефть» на своем стенде представила морскую ледостойкую платформу Приразломная – единственный действующий в России проект по добыче углеводородов на шельфе Арктики.

Активное участие в выставке приняли арктические регионы России – Архангельская и Мурманская области, Ненецкий и Ямало-Ненецкий автономные округа, Красноярский край, Республики Хакасия и Тыва, объединенные проектом «Енисейская Сибирь», Республика Саха (Якутия), а также Санкт-Петербург на правах хозяина форума. Региональные экспозиции отражали как реализуемые или планируемые к реализации проекты, так и традиционную культуру коренных и малочисленных народов Севера.

Богатый спектр своих разработок представили научные организации. На стенде НИЦ «Курчатовский институт» были представлены проекты производственно-логистического комплекса «Архангельск», макеты задействованных в развитии арктических проектов судов, включая ледокол «Арктика», а также макеты плавучей атомной тепловых электростанции «Академик Ломоносов» и АЭС малой мощности «Елена-М».

Центром экспозиции на стенде Министерства науки и высшего образования РФ стал макет арктической станции от МФТИ. Также на стенде демонстрировались разработки для поиска и разработки углеводородных ресурсов в Арктике, в т.ч. сейсмоакустический программно-аппаратный комплекс, разработанный ЦМИ МГУ им. М. Ломоносова, а также разработка САФУ им. М. Ломоносова по газовым методам увеличения нефтеотдачи. МГТУ им. Баумана в основном сосредоточился на роботизированных комплексах, показав подводных роботов для мониторинга состояния корпусов судов и для укладки линий связи, а также модель универсальной летающей лаборатории ВСА-500.

На выставке была представлена и автомобильная техника, предназначенная для работы в арктических условиях. Арктический музей напомнил о том, какая техника помогала на начальном этапе освоения Арктики в 1930-х гг. Современная техника, гораздо более бережная к хрупкой природе Арктики, была представлена в отдельной экспозиции под открытым небом. Можно было посмотреть на современные экологически безопасные транспортные средства, такие как «КАМАЗ-Арктика» или вездеход «Шерп», которые благодаря шинам низкого давления минимизируют негативное воздействие на грунт.

В практическом плане Международный арктический форум – 2019 выразился в 45 подписанных соглашениях на



Гиганты в миниатюре

Выставочная часть Международного арктического форума поддерживала заявленную в деловой программе концепцию развития Арктики через синхронную реализацию крупных проектов, развитие технологий и инфраструктуры. В экспозиции были представлены 24 стенда крупнейших арктических регионов, добывающих компаний, производителей оборудования и научно-исследовательских организаций.

«Газпром нефть» и «НОВАТЭК» на своих стендах представили крупнейшие арктические проекты.



общую сумму почти 70 млрд рублей. На своей площадке форум собрал более 3 600 представителей российского и международного бизнеса, правительств и органов управления, что в полтора раза больше, чем в прошлый раз. Также в полтора раза выросло число стран-участниц – с 31 до 52. Все это подтверждает возрастающий интерес к Арктике и необходимость тесного сотрудничества для освоения этого богатейшего региона. ●

KEYWORDS: Arctic, forum, development of Northern territories, oil production in the Arctic, technologies.

НЕФТЕГАЗ-2019



IN APRIL, THE NINETEENTH INTERNATIONAL EXHIBITION OF EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES FOR THE OIL AND GAS COMPLEX NEFTEGAZ-2019, ORGANIZED BY EXPOCENTRE AND THE GERMAN EXHIBITION COMPANY MESSE DUSSELDORF GMBH, WAS HELD AT THE CENTRAL EXHIBITION COMPLEX EXPOCENTRE

Ключевые слова: выставка, Нефтегаз-2019, экспозиция, нефтегазовая отрасль, компании ТЭК.

С открытием выставки ее участников, гостей и организаторов поздравили председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник, помощник руководителя Администрации Президента РФ Кирилл Молодцов, президент Российского союза химиков Виктор Иванов, вице-президент ТПП РФ Дмитрий Курочкин, генеральный директор «Мессе Дюссельдорф Москва» Томас Штенцель.

Модератор церемонии открытия генеральный директор АО «Экспоцентр» Сергей Беднов поблагодарил

за помощь и поддержку в организации выставки Министерство энергетики РФ, Министерство промышленности и торговли РФ, Торгово-промышленную палату России, а также отраслевые союзы.

Он отметил, что выставка «Нефтегаз», входящая в десятку ведущих мировых нефтегазовых смотров, пользуется заслуженным авторитетом среди зарубежных и отечественных лидеров нефтяной, газовой и энергетической промышленности.



Сразу после открытия выставки «Нефтегаз-2019» состоялась торжественная церемония гашения памятным штемпелем художественного маркированного почтового конверта, выпущенного к отмечаемому в этом году 60-летию «Экспоцентра». Конверт выпущен тиражом в один миллион экземпляров. В его оформлении использованы юбилейный логотип, элементы фирменного стиля и изображение Центрального выставочного комплекса «Экспоцентр».



Это часть филателистической программы, которую подготовили Россвязь вместе с АО «Марка» и «Экспоцентром». Гашения продолжатся и на других крупных выставках «Экспоцентра». В результате к концу года филателисты получат длинную линейку сувениров, связанных с «Экспоцентром» и его выставками.

Свои экспозиции на выставке представили компании из Германии, Чехии, Китая.



А также свое оборудование и услуги для нефтегазовой отрасли продемонстрировали более 300 российских компаний.



Вот уже не первый год выставка привлекает не только промышленников, но также представителей смежных (и не только) отраслей. Подсластить суровые будни и украсить праздники нефтяников и газовиков предлагали арт-шоколаты.



В целом свои новейшие решения в сфере разведки, добычи, переработки и транспорта нефти и газа на выставке продемонстрировали 550 компаний из 23 стран Европы, Азии и Америки.

KEYWORDS: oil and gas deposits, deposits of the East European platform, Scythian plate.

РАЗЛИВЫ НЕФТИ В АРКТИКЕ

проблемы и решения

РИСКИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ РАСТУТ ВМЕСТЕ С РОСТОМ ГРУЗОПОТОКОВ В АРКТИКЕ. НЕСМОТЯ НА СНИЖЕНИЕ ТРАНЗИТНЫХ ПЕРЕВОЗОК ПО СЕВМОРПУТИ, ОБЩИЙ ГРУЗООБОРОТ ЭТОЙ ТРАНСПОРТНОЙ АРТЕРИИ РАСТЁТ И БЬЁТ РЕКОРДЫ. КАКИЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ, СВЯЗАННЫХ С РАЗЛИВАМИ НЕФТИ, НАХОДЯТ СОВРЕМЕННЫЕ ЭКОЛОГИ?

RISKS OF OIL SPILLS ARE GROWING ALONG WITH THE INCREASE IN CARGO FLOWS IN THE ARCTIC. DESPITE THE DECLINE IN TRANSIT TRAFFIC ON THE NORTHERN SEA ROUTE, THE TOTAL FREIGHT TURNOVER OF THIS TRANSPORT ARTERY IS GROWING AND BREAKING RECORDS. WHAT WAYS OF SOLVING OIL SPILL PROBLEMS HAVE BEEN FOUND BY ENVIRONMENTALISTS?

Ключевые слова: экология, разливы нефти, Арктика, добыча углеводородов, ликвидация экологических катастроф.

**Краснопольский
Вадим Григорьевич,**
координатор проектов по
нефтегазовому сектору,
Баренц-отделение
Всемирного фонда дикой
природы (WWF) России

В последние годы интенсивность перевозок нефти через Печорское море растёт за счет увеличения добычи на Приразломном и Новопортовском месторождениях. В период до 2030 годов ожидается значительное увеличение объема перевозок нефти и СПГ в 2–4 раза. В оптимистическом сценарии объем транспортировки нефти и СПГ через акваторию Печорского моря может составить более 60 млн т в год.

Продолжается освоение месторождений жидких углеводородов на Арктическом шельфе России. В период до

2025 года ожидается рост объема добычи нефти на Приразломном месторождении до 5 млн т. В период до 2030 года в оптимистическом сценарии добыча нефти будет налажена на Долгинском месторождении, а также, возможно, еще на 1–2 морских месторождениях. Также, в период до 2025 года на лицензионных участках запланировано проведение геологоразведочных работ.

В акватории Печорского моря располагаются не менее 10 действующих лицензионных участков на освоение углеводородного сырья.

УДК 502.65

Выданные лицензии рассчитаны на срок до 2025–2046 годов. Суммарные извлекаемые ресурсы 10 лицензионных участков в Печорском море могут составлять порядка 600 млн т нефти и 161 млрд куб. м газа. При этом большая часть лицензионных участков содержит преимущественно нефтяные залежи.

Нефтяное загрязнение губительно для хрупких арктических экосистем, где ценность каждого вида флоры и фауны возрастает в условиях невысокого разнообразия по сравнению с южными широтами. Арктические экосистемы характеризуются низкой способностью к самовосстановлению и самоочищению, что делает их ещё более уязвимыми к нефтяному загрязнению.

С целью изучения и сохранения природы Арктики, в этом регионе созданы особо охраняемые природные территории: заповедники, заказники и национальные парки. В Ненецком автономном округе расположен Государственный природный заповедник «Ненецкий». Общая площадь заповедника составляет 313,4 тыс. га, из них более половины приходится на морскую акваторию, представленную двумя заливами (губами), десятикилометровой акваторией к западу вдоль берега от устья Печоры, а также двухкилометровой водной зоной вокруг всех морских островов.

На территории заповедника отмечено 125 видов птиц. Ежегодно каждую весну на водно-болотные угодья заповедника они прилетают сотнями тысяч. Через территорию заповедника проходит Восточно-Атлантический миграционный путь птиц, гнездящихся в восточноевропейских и восточносибирских тундрах, зимующих в странах Европы и Африки. Заповедная территория считается одним из важнейших очагов воспроизводства водоплавающих и околоводных птиц. В августе в акватории заповедника собираются стаи гусей и лебедей. Вдоль побережья Печорской губы на отливах кормятся тысячи куликов различных видов. На мелководьях кормятся многочисленные морские утки. 15 видов птиц занесены в Красную книгу РФ и НАО.

Другим уязвимым видом, обитающим на территории заповедника, является атлантический морж – редкий подвид, включённый в Красную книгу РФ.

В летне-осенний период на заповедных островах формируются лежбища, одно из которых является крупнейшим в Баренцевом море. В пик численности здесь может насчитываться более 2000 животных.

Максимально удобным и безопасным местом для моржей было и остаётся южное побережье заповедного острова Матвеев, где они предпочитают для своего отдыха восемьсот метровую галечную косу. Животные могут выходить и на другие арктические острова заповедника – Голец и Долгий. Моржи не покидают лежбище до поздней осени, когда вокруг острова начинает формироваться ледовый покров, и возвращаются в начале июня.

Исследования показывают, что остров Матвеев на протяжении сотен лет использовался моржами для залёжки. Более чем полувековой запрет промысла позволил животным начать восстанавливать свою численность, однако над ними нависают новые угрозы, которые несёт с собой интенсивное антропогенное освоение арктических широт и изменение климата.

На всей территории заповедника, включая акваторию, запрещается нахождение, проход и проезд посторонних лиц, любая деятельность, противоречащая задачам заповедника и режиму особой охраны его территории, в том числе нарушающая естественное развитие природных процессов, угрожающая состоянию природных комплексов и объектов.

В 2017 году сотрудники заповедника и Всемирного фонда дикой природы (WWF) зафиксировали несколько случаев нарушения двухкилометровой водной зоны в районе острова Матвеев и других заповедных островов. Оказалось, что данная акватория используется для буксировки судов. С целью выяснить масштабы нарушений режима заповедника, WWF России провёл мониторинг движения водного транспорта в двухкилометровой зоне вокруг острова Матвеев. В 2018 году зафиксировано не

менее 12 пересечений границ заповедника в период с июня по октябрь. Из всех судов, заходивших в двухкилометровую зону, только одно получило необходимое согласование. Проблема, на наш взгляд, заключается в отсутствии границ заповедника на навигационных картах и необходимой информации в навигационных извещениях мореплавателям. В настоящий момент, по обращению заповедника управление навигации и океанографии Минобороны России приняло решение о нанесении границ ГПЗ «Ненецкий» на государственные морские навигационные карты и их переиздании в плановом порядке в 2019 году.

Однако, даже полная, надлежащим образом опубликованная информация о запретных для плавания районах, не даёт гарантии экологической безопасности. Моделирование поведения возможных разливов нефти при эксплуатации МЛСП «Приразломная», проведённое по заказу WWF России в 2012 году, показывает, что загрязнение достигнет ближайшего берега за несколько десятков часов. Неблагоприятные погодные условия могут не позволить даже начать операцию по ликвидации разлива нефти, а побережье будет подвергаться вторичному загрязнению в течение многих лет.

В сложившейся ситуации принципиальным решением может стать только отказ от использования судами тяжёлого судового топлива (флотского мазута) и переход на альтернативные виды топлива. Сегодня в мире уже работают, либо строятся буксиры, земснаряды, контейнеровозы, суда для перевозки навалочных грузов, продуктово- и крупные танкеры для перевозки сырой нефти, гигантские круизные суда, использующие сжиженный природный газ в качестве бункерного топлива. В последние годы использование СПГ стало общемировой тенденцией в судоходстве и судостроении. Это во многом обусловлено необходимостью уменьшения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и снижения рисков разливов нефти, приводящих к тяжёлым, а порой, необратимым последствиям для окружающей среды. Международная морская



организация (ИМО) ещё в 2011 году приняла решение о запрете использования и транспортировки флотского мазута в водах Антарктики, а в апреле 2018 года на заседании ИМО страны

В апреле этого года Международная морская организация приняла решение о запрете использования и транспортировки флотского мазута в водах Арктики

договорились о запрете флотского мазута в Арктике. В настоящее время разрабатываются основные положения запрета. Необходимость перехода на более экологичное топливо в Арктике поддержал и президент России во время рамках совместной пресс-конференции с президентом Финляндии в августе 2018 года. Таким образом, можно говорить о том, что отказ от флотского мазута в качестве судового топлива, а в перспективе и его перевозки в качестве груза – это вопрос времени.

Если все страны-участницы проявят волю и решимость защитить воды Арктики от рисков нефтяного загрязнения, а воздух от выбросов, вредных для природы и здоровья человека, то запрет тяжёлого топлива может вступить в силу уже через несколько лет. Однако необходимо помнить, что даже в случае полного отказа от использования и перевозки мазута, на шельфе Арктики продолжится добыча и транспортировка сырой нефти, которая в случае разлива также способна нанести огромный

вред окружающей среде. В течение долгого времени нефть может скапливаться вокруг островов и вдоль берега. Вынесенная на берег, она проникает глубоко в почву, где отравляет побережье.

Наиболее уязвимы к разливам нефти морские птицы. Даже кратковременный контакт с нефтью резко снижает водоотталкивающую способность оперения и приводит к переохлаждению, потере плавучести и способности летать. В условиях низких температур это приводит к быстрой гибели. Загрязнённые

Действующее российское законодательство не обязывает компании, виновные в разливе нефти, принимать меры к спасению животных

птицы пытаются очистить оперение клювом и заглатывают нефть, что вызывает отравление. Даже относительно небольшие разливы нефти способны привести к гибели десятков и сотен тысяч птиц. Если же птица выживает, то она может страдать от хронического стресса, проявляющегося в различных заболеваниях и способности к репродукции.

Действующее российское законодательство не обязывает компании, виновные в разливе

нефти, принимать меры к спасению животных. Однако, сегодня мы отмечаем, что некоторые компании топливно-энергетического комплекса ведут работу по включению мероприятий по спасению животных, прежде всего птиц, в систему реагирования на разливы нефти. Так, в августе 2017 года компания Лукойл провела практический тренинг для сотрудников и экологических активистов по предотвращению гибели животных в случае аварийных разливов нефти.

WWF России в течение многих лет добивается включения компонента по спасению животных в планы по предупреждению и ликвидации разливов нефти. За эти годы были проведены несколько учебных тренировок по спасению птиц, вышли в свет пособия для сотрудников морских и приморских

особо охраняемых природных территорий и волонтеров, наши сотрудники и добровольцы принимали участие в операциях по спасению птиц при разливах нефти. По инициативе WWF России компания Сахалин Энерджи задействовала реабилитационный комплекс для спасения птиц во время аварии танкера «Надежда» у берегов Невельского района острова Сахалин.

Решение проблемы разливов нефти в Арктике, где ликвидация загрязнения не просто затруднена, но порою невозможна, где восстановление экосистем происходит гораздо медленнее, а наступление необратимых последствий более вероятно, возможно только с помощью устранения причины. А там, где это невозможно, необходимо наладить полноценную систему спасения и реабилитации животных, пострадавших от загрязнения нефтью. ●

При подготовке статьи использованы издания WWF России.

Отдельное спасибо Юлии Богомоловой, заместителю директора по НИОЭП ФГБУ Государственный природный заповедник «Ненецкий».

KEYWORDS: ecology, oil spills, Arctic, hydrocarbon production, elimination of environmental disasters.



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

18–20 июня

Международная выставка производственных технологий нового поколения

Rosmould 2019

Москва, Крокус Экспо

19–20 июня

Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ 2019

Сочи, Корпоративный центр

26–27 июня

Международная выставка органической химии и соединений

Chemspec Europe 2019

Базель, Швейцария

ИЮНЬ

П	3	10	17	24
В	4	11	18	25
С	5	12	19	26
Ч	6	13	20	27
П	7	14	21	28
С	1	8	15	22
В	2	9	16	23
				30

23–28 июня

6-й форум будущих лидеров мирового нефтяного совета

VI молодежный форум МНС

Санкт-Петербург, Санкт-Петербургский горный университет

26–27 июня

4-й ежегодный международный инвестиционный

Восточный нефтегазовый форум

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

Иранский газ переведут на немецкий

Министр нефти Ирана Г.-Х. Нозари во главе делегации в настоящее время находится с визитом в Германии, — писал Neftegaz.RU в мае 2009 года. — Целью визита является обсуждение с германскими газовыми компаниями вопроса экспорта иранского газа. Обладая после России вторыми по величине запасами природного газа, Иран может стать главным поставщиком в Европу. Европейские государства, стремящиеся к диверсификации поставок газа, всегда рассматривали Иран в качестве надежной альтернативы.



• Комментарий Neftegaz.RU

Иран по-прежнему занимает второе место по запасам газа сразу после России и продолжает наращивать объемы добычи. Так, в марте 2019 г. Иран ввел в эксплуатацию сразу 4 фазы газового месторождения Южный Парс, с их открытием добыча газа в Иране вырастет до 110 млн м³/сутки. Но, несмотря на растущие запасы, поставки газа в Европу для Ирана — неосуществимая мечта. Первоначально Иран связывал свои экспортные чаяния с газопроводом Nabucco, судьба которого известна, а доступные сегодня трубопроводы тянутся только до южных государств европейского континента. Сегодня Иран может надеяться только на поставки СПГ и то лишь в случае нивелирования негативного влияния вторичных санкций.



США никогда не будет энергонеzáвисимой страной?

Несмотря на все потуги Д. Буша войти в историю США как президента, который смог избавить страну от экспортной нефтяной зависимости путем открытия шельфа для добычи, получилось это у него еще хуже, чем с Ираком. Сможет ли справиться с такой задачей новый президент? США не удастся к 2030 году перейти на полное энергетическое самообеспечение, включая отказ от импорта нефти. Данный вывод содержится в опубликованном в мае 2009 года докладе KPMG Global Energy Institute.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня США вторая страна в мире по добыче нефти после России. США стремятся импортировать более тяжелые сорта нефти, которые соответствуют их общим возможностям нефтепереработки. Но в США нет достаточного количества мощностей по переработке нефти, поступающей со сланцевых месторождений. Сланцевая нефть слишком легкая, а НПЗ штатов «заточены» под более тяжелые сорта. Этим объясняется и тот факт, что значительная часть добытой нефти идет на экспорт. А немалые объемы импорта продиктованы стремлением получить нужные для НПЗ сорта нефти.

Венесуэла сделает всю нефть государственной

Оказалось, что в Венесуэле еще есть частные нефтяные компании. Устранить это недоразумение в стране решили в течение ближайшего времени. Министр энергетики и нефти Венесуэлы Р. Рамирес заявил об экспроприации частных компаний, которые по контрактам с PDVSA выполняют работы, связанные с нефтедобычей.



• Комментарий Neftegaz.RU

Не помогло. Отсутствие в стране сколько-нибудь адекватных реформ какое-то время компенсировалось высокими ценами на нефть. Но после обвала ситуация продолжает ухудшаться. В конце 2018 г. Н. Мадуро объявил о планах создать национальную криптовалюту Petro, надеясь таким образом противостоять санкциям. Но и эта мера оказалась бессмысленной. Кризис в стране продолжает нарастать, а добыча нефти — падать. ●

ДАТСКИЙ КАМЕШЕК ЗАТКНУЛ ТРУБУ «СЕВЕРНОГО ПОТОКА-2»

junge Welt

Райнхард Лаутербак

Совет Европы принял спорную газовую директиву, позволяющую ЕС влиять на сырьевые трубопроводы из третьих стран, в том числе из России. Судя по всему, «Северный поток-2» в этом году не будет достроен. Директива предоставляет ЕС большие возможности для влияния на сырьевые трубопроводы из третьих стран, в том числе из России. Однако Германия в ходе многолетней борьбы добилась того, что государство, на территории которого поставляемое сырье впервые поступает на рынок, несет ответственность за выстраивание отношений поставок. Долгое время Берлин заявлял, что обсуждать



«Северный поток-2» уже не актуально, поскольку строительство уже ведется, разрешение выдано и директива неприменима к этому проекту, однако в начале года он все-таки сдался: вероятно, чтобы президент Франции Э. Макрон на решающем голосовании в Совете не нанес удар с тыла.

РОССИЯ ОТПРАВЛЯЕТ НАМ НЕКАЧЕСТВЕННУЮ НЕФТЬ

wyborcza.pl

Анджей Кублик

Польша и Белоруссия столкнулись с проблемами из-за некачественной российской нефти. Вспоминая о польских проблемах с качеством российского газа два года назад, издание предполагает, что сейчас ситуацию можно связать с обострением экономических споров



между Москвой и Минском. Оба белорусских НПЗ резко ограничили объем производства, чтобы снизить возможные риски. На Мозырском НПЗ, куда раньше всего поступило загрязненное сырье, пришлось демонтировать и отправить в ремонт часть оборудования.

Концерн «Транснефть» объяснил сложившуюся ситуацию техническими неполадками в районе Самары, в 1 500 км от белорусской границы. В Белоруссии находится сейчас 0,7 млн тонн загрязненной нефти, что с ней делать, пока не решили.

Два года назад, когда Польский нефтегазовый концерн (PGNiG) вступил в спор с Газпромом, польские газовщики обнаружили, что в поступающем российском газе резко увеличилось содержание паров воды. Россияне объясняли это неполадками с оборудованием.

ИНВЕСТИЦИИ РАСТУТ – ПОЧЕМУ НЕМЕЦКАЯ ЭКОНОМИКА ТРАТИТ ВСЕ БОЛЬШЕ ДЕНЕГ В РОССИИ

Handelsblatt

Матиас Брюггманн

Российская экономика переживает трудные времена. Тем не менее немецкие компании продолжают инвестировать в Россию. Растут не только инвестиции, но и объемы торговли между Германией и Россией.

Список проблем, с которыми сталкивается экономика России, весьма велик: все новые угрозы

санкций со стороны США, сокращение реальных доходов населения и курса рубля, слабый рост экономики.

Чтобы получать выгодные государственные заказы, иностранные компании должны наладить производство на местах. Закон предусматривает, что в рамках государственных тендеров заказы будут раздаваться в первую очередь фирмам, локализовавшим производство на российском рынке. Ключевое слово при этом — «импортозамещение».

Вторая причина, по которой немецкие компании стремятся на Восток, это рубль, который за последние годы потерял



около половины стоимости, что представляет особый интерес для компаний, имеющих производство в России и экспортирующих продукцию на другие рынки за более твердые валюты, но закупаящих материалы на местах за более дешевый рубль. Третья причина: население России составляет 140 миллионов человек, что представляет собой «значительный потенциал» с точки зрения рынка сбыта. ●



Переговоры на выставке Нефтегаз-2019



Посетители выставки Нефтегаз 2019



Стенд компании Импэкс Электро на выставке Нефтегаз-2019



Участник ННФ-2019



Участники выставки Нефтегаз-2019



С. Гершуни, С. Агауров



Стенд компании Denso на выставке Нефтегаз-2019



Стенд компании Химмаш Аппарат на выставке Нефтегаз-2019



Стенд НПО Мир на выставке Нефтегаз-2019



Стенд компании Dräger на выставке Нефтегаз-2019



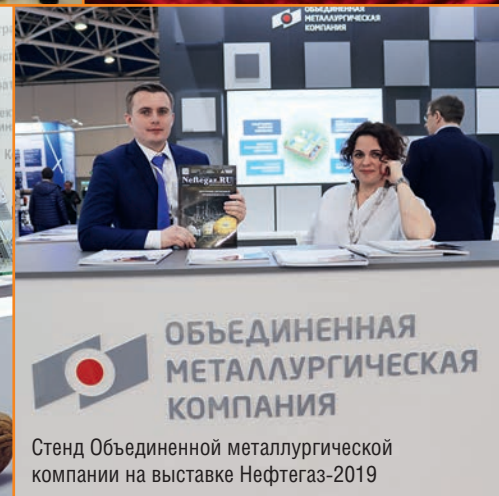
Стенд компании Татнефть на выставке Нефтегаз-2019



Стенд компании Bauer Kompressoren на выставке Нефтегаз-2019



Стенд компании PSI на выставке Нефтегаз-2019



Стенд Объединенной металлургической компании на выставке Нефтегаз-2019



Читатели журнала Neftegaz.RU на выставке Нефтегаз-2019



А. Иванов



Стенд компании ТРЭМ Инжиниринг на выставке Нефтегаз-2019



А. Фадеев



Стенд компании Алмаз на выставке Нефтегаз-2019



Посетители выставки Нефтегаз-2019



«Мы поставляем за рубеж почти половину добытой в стране нефти и т.о. развиваем экономику других стран»

Г. Шмаль

«Будущее России не зависит от санкций. Будущее России зависит от нас!»

В. Путин



«Не знаю, когда мы к этому (шельфу – ред.) приступим и нужно ли нам это сейчас»

Д. Кобылкин



«Арктика влияет на всё. Поэтому и интерес к ней особый»

А. Чилингаров



«Освоение шельфа умножит наш научный потенциал, особенно в области географии, геологии и океанологии, обеспечит заказами академические институты – конкретными заказами, гарантированными, а не для пополнения архивных полок»

Ю. Шафраник



«Все крупные месторождения ЯНАО уже закреплены за недропользователями»

Д. Артюхов



«У России есть окно возможностей для наращивания объемов производства и экспорта СПГ»

А. Новак



«По добыче мы сегодня четвертые среди негосударственных компаний, с государственными компаниями трудно конкурировать»

В. Алекперов



«Мы вместе должны сделать так, чтобы было комфортно реализовывать проекты в Арктике»

А. Лихачёв



ПРИОРИТЕТ
юридическая компания

Тендерный КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)



Действуя строго в рамках законодательства, мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)



polyanka44.com



+7 495 800 40 44

Комплекс элитных особняков

Безупречный дизайн и атмосфера эпохи модерна в каждой детали