



ОСВОЕНИЕ
УВ-РЕСУРСОВ
ШЕЛЬФА

ИССЛЕДОВАНИЕ
СЕВЕРНОГО
ПОЛЮСА

РАЗВЕДКА
В АРКТИКЕ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

OFFSHORE

[8] 2017

БОЛЬШЕ АРКТИКИ!



Входит в перечень ВАК

Levante

БОЛЬШЕ НЕ НУЖНО ВЫБИРАТЬ
МЕЖДУ ВНЕДОРОЖНИКОМ И MASERATI

реклама

Maserati Levante

Дороги, которые встречаются вам на пути, могут быть непредсказуемыми. Короткое путешествие может стать настоящим приключением, когда вас ничего не останавливает. Новый внедорожник Maserati Levante, оснащенный фирменной системой полного привода Q4 и пневмоподвеской с регулируемым дорожным просветом, великолепно проявит себя на любом дорожном покрытии. Суровые погодные условия и сложная местность не станут препятствиями между вами и тем, что вы хотите сделать и куда попасть.

maseratimoscow.ru

MASERATI МОСКВА

Новинский бульвар, 31

Барвиха Luxury Village, 8-й км Рублево-Успенского шоссе

Технический центр: Рублево-Успенское шоссе, вл. 2

+7 (495) 933 33 77



MASERATI
МОСКВА

Освоение УВ-ресурсов шельфа



Использование имитационного моделирования



24

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Миграции инвестиций в суровом климате российской экономики 6

Больше Арктики! 8

События 10

ПЕРВАЯ СТРОЧКА

Дорогая разведка 12

РЫНОК

Освоение УВ-ресурсов шельфа 16

СОДЕРЖАНИЕ

Задачи поисково-разведочного и эксплуатационного бурения морских газоконденсатных скважин



42

Развитие инфокоммуникационных технологий для обеспечения хозяйственной деятельности в Печорском море



48

ТРАНСПОРТИРОВКА

Использование имитационного моделирования для анализа морской транспортно-технологической системы платформы «Приразломная» 24

Логистика в Арктике. Терминальная сеть Архангельского речного порта 32

Прогнозирование и предотвращение внутренней коррозии нефтепроводов 36

БУРЕНИЕ

Задачи поисково-разведочного и эксплуатационного бурения морских газоконденсатных скважин 42

АРКТИКА

Развитие инфокоммуникационных технологий для обеспечения хозяйственной деятельности в Печорском море 48

Предупреждение и ликвидация разливов нефти при реализации шельфовых проектов



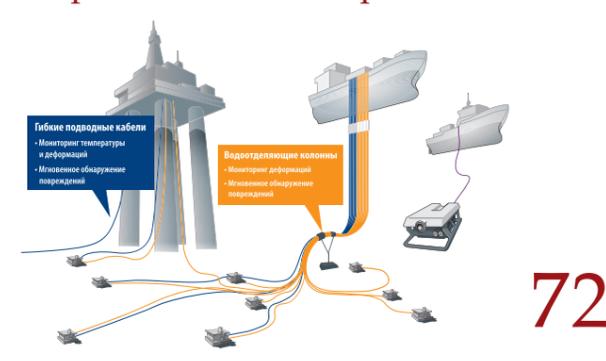
60

Прямой государственный финансовый интерес как один из важнейших регуляторов развития нефтегазового комплекса Норвегии



68

Волоконно-оптические технологии для морских нефтегазовых месторождений



72

Комплексные геофизические исследования в районе Северного полюса



80

ЭКОЛОГИЯ

Ликвидация нефтяных разливов с функцией разделения нефти и воды – технология инженерной компании «ИНТЕРБЛОК» 56

Предупреждение и ликвидация разливов нефти при реализации шельфовых проектов 60

«Зеленый» туризм вместе с эко-отелем «Веточка» 66

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Прямой государственный финансовый интерес как один из важнейших регуляторов развития нефтегазового комплекса Норвегии 68

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Волоконно-оптические технологии для морских нефтегазовых месторождений 72

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Комплексные геофизические исследования в районе Северного полюса 80

ОБОРУДОВАНИЕ

Морская робототехника 84

ВЫСТАВКА

В октябре Петербург вновь станет газовой столицей 86

АВТО-НОВОСТИ

Дизайн и технологии для удовольствия от вождения. Genesis представил на российском рынке вторую модель линейки – G80 88

Россия в заголовках 90

Хронограф 92

Нефтегаз *Life* 96

Классификатор 98

Цитаты 100

206 лет назад

В 1811 году российский изобретатель П. Соболевский создает и испытывает первую отечественную установку для получения искусственного газа – «термолампа».

194 года назад

В 1823 году братья Дубинины открыли нефтеперерабатывающий завод в Моздоке для переработки нефти, собираемой с близлежащего Вознесенского нефтяного месторождения.

182 года назад

В 1835 году утвержден устав первой российской акционерной газовой компании «Общество для освещения Санкт-Петербурга газом».

67 лет назад

В 1950 году было открыто уникальное по запасам газа Северо-Ставропольско-Пелажадинское месторождение.

46 лет назад

В 1971 году заключено первое международное соглашение о согласованном повышении цен на нефть. Ливия, Саудовская Аравия, Алжир и Ирак договорились поднять цены на нефть с 2.55 до 3.45 долл США за баррель.

36 лет назад

В 1981 году страны ОПЕК снизили производство нефти почти четверть по сравнению с 1978 годом, в результате чего цены на нефть удвоились.

29 лет назад

В 1988 году произошла крупнейшая в истории авария на британской нефтяной платформе Piper Alpha в Северном Море.

20 лет назад

В 1997 году компания Toyota создала первый массовый автомобиль, работающий на бензине и электричестве – Prius.

10 лет назад

В 2007 году Россия оказалась на втором месте по добыче нефти после Саудовской Аравии.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Светлана Вяземская

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Татьяна Абрамова,
Елена Алифирова
Ольга Цыганова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия

Ампилов Ю.П.

Галиулин Р.В.

Гриценко А.И.

Данилов А.М.

Данилов-Данильян В.И.

Макаров А.А.

Мастепанов А.М.

Салыгин В.И.

Третьяк А.Я.



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова

Кирилл Болтаев
Валентина Горбунова
Ольга Щербакова
Ольга Ющенко
Дмитрий Муханов

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

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

**Выставки, конференции,
распространение**
Татьяна Петрова

**Служба технической
поддержки**
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

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

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



РЕКЛАМА



ТЕХНИЧЕСКИЙ ЭКСПЕРТ

DNV и GL Noble Denton объединили усилия для создания ведущей экспертной компании для оказания услуг нефтегазовой отрасли промышленности:

- Технический консалтинг
- Сертификация, верификация, инспекции
- Услуги по управлению рисками
- Морское гарантийное освидетельствование
- Классификация морских нефтегазовых объектов
- Специализированное ПО

Подробнее по тел. +7 495 739 48 33

www.dnvgl.com/oilgas

SAFER, SMARTER, GREENER

DNV·GL



За первую половину 2017 г. было выведено 1,6 млрд долл США



Одна из проблем – подверженность нормативно-законодательной базы частым изменениям



Улучшение инвестиционного климата в стране должно сегодня стать приоритетной задачей



Привлекательность рублевых активов снизило обострение конфликта между Роснефтью и АФК «Система»

МИГРАЦИИ ИНВЕСТИЦИЙ В СУРОВОМ КЛИМАТЕ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ

Анна Павлихина

За весну-лето этого года из российских акций было выведено более полутора миллиардов долларов. Это рекордный отток иностранного капитала. Больше российские фонды теряли только в 2013 году, когда утекло 2,47 млрд долл. Но тогда причина крылась в действиях Федеральной резервной системы США, и под последствия попал не только российский рынок.

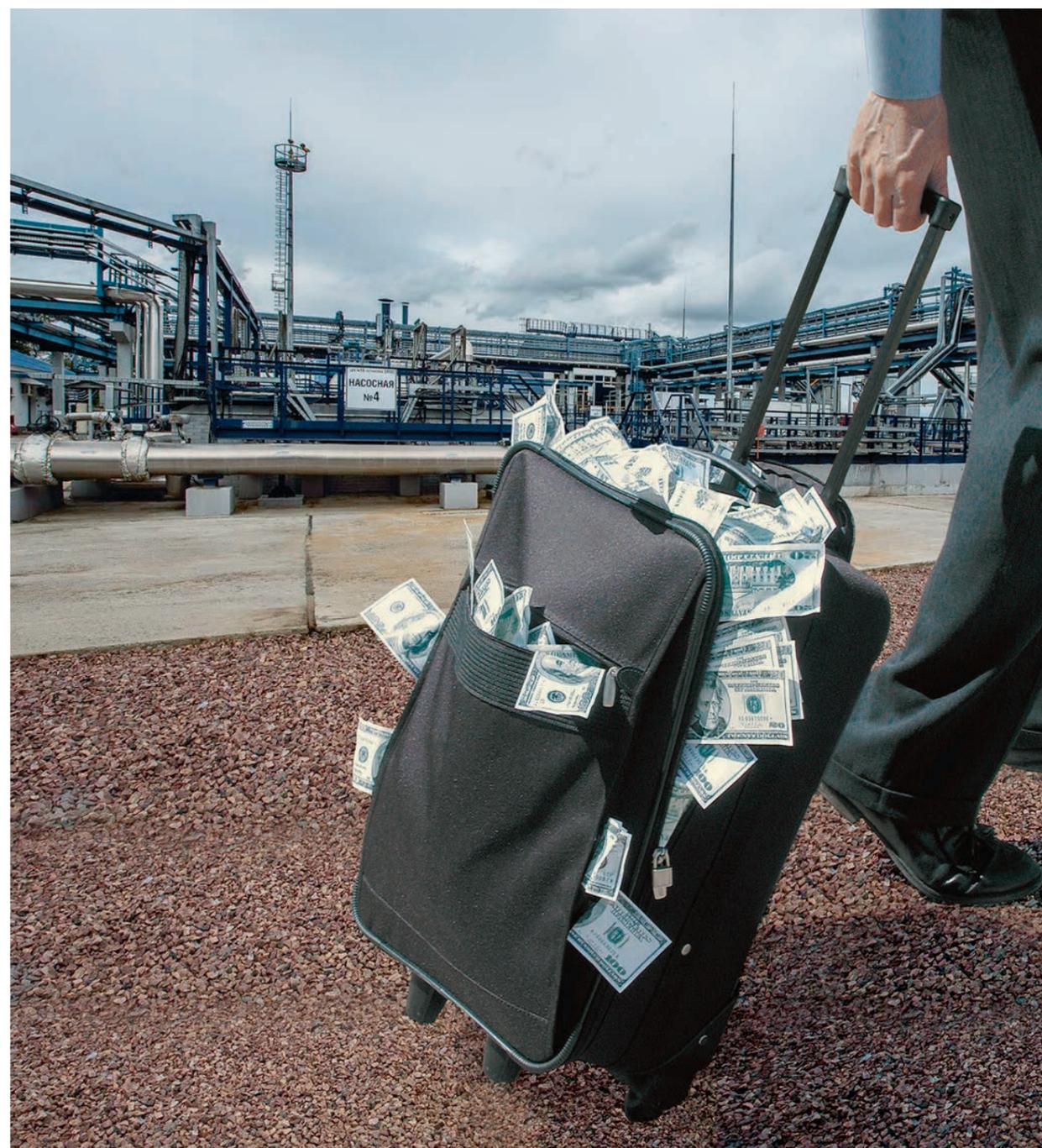
Нынешнее бегство иностранных инвесторов связано с куда более сложными обстоятельствами. Среди причин, лежащих на поверхности, несложно выделить неоправдавшиеся ожидания от сближения Москвы и Вашингтона, а также продление санкций со стороны ЕС. На фоне постоянно мелькающих новостей о подготовке новых санкций интерес к российским бумагам в ближайшем времени не возобновится.

Справедливости ради следует отметить, что Россия не единственная страна, из которой бегут иностранные инвесторы, не меньше долларов утекло, например, из Китая. А вот в лидерах притока оказались латиноамериканские страны, которые не славятся ни новейшими производствами, ни научно-инновационным потенциалом. В чем же тогда дело?

По данным исследования, проведенного агентством Ernst & Young, оценивая текущую экономическую ситуацию, 92% опрошенных иностранных компаний называют ее неблагоприятной. Говоря о динамике, 90% респондентов считают, что ситуация в экономике России за последний год ухудшилась. Ухудшились и условия ведения бизнеса в стране, так считают 59% участников исследования.

Иностранные компании в качестве наиболее значимой проблемы указывают подверженность нормативно-законодательной базы частым изменениям (77%), проблему коррупции (50%), выборочное применение законов (33%), а также применение устаревших норм и правил (33%). Опрошенные пожаловались на частые отказы органов исполнительной власти от деловых контактов и крайне медленное решение вопросов.

В сфере административного регулирования в качестве причин, снижающих инвестиционную привлекательность, называют изменения в правовом поле: законы о защите персональных данных, о нежелательных организациях, о СМИ.



К традиционным проблемам, связанным с государственным управлением и бюрократией, добавляется неблагоприятная экономическая и социальная ситуация, снижающая привлекательность национального рынка. Иностранные компании указывают на избирательность в вопросах правоприменения и непрозрачность процедур принятия решений.

Инвестиционный климат складывается из ряда факторов: природно-ресурсный, финансово-кредитный, инфраструктурный, научно-технический потенциал, макроэкономическая ситуация, факторы рыночной среды. Но сегодняшнему негативному восприятию инвесторами российского рынка способствуют в первую очередь внутренние риски, которые привели к ухудшению инвестиционного климата в стране.

Так, эксперты «Райффайзен Капитала» считают, что привлекательность рублевых активов снизило обострение конфликта между Роснефтью и АФК «Система».

23 августа Арбитражный суд республики Башкортостан удовлетворил иск Роснефти, которая становится рекордсменом по количеству выигранных процессов, и Башнефти к АФК «Система», и постановил взыскать с последней 136 млрд руб в пользу Башнефти. По мнению представителей АФК «Система», суд фактически поставил под сомнение законность таких стандартных корпоративных процедур как подготовка к IPO, выкуп и погашение собственных акций, а сам процесс называют однобоким, указывая на отклонение ходатайств, игнорирование заключений экспертов и отказ от проведения независимой судебной финансово-экономической экспертизы.

Противоречия в законодательной базе, невнятная социальная обстановка, государство, не выступающее гарантом соблюдения прав, устаревшие производственные фонды, неразвивающаяся наука – все это приводит к тому, что от России отворачиваются так необходимые ей сегодня экономические партнеры.

Улучшение инвестиционного климата в стране должно сегодня стать приоритетной задачей. Необходимо обеспечить соблюдение основного закона на всех уровнях, снизить административные барьеры, разработать понятную и стабильную нормативно-правовую систему, жесткие меры противодействия коррупции, сосредоточиться на улучшении функционирования судебной системы, которая в первую очередь должна стать политически независимой, что гарантирует объективное отношение к спорным ситуациям, возникающим в экономических отношениях.

Устранение причин неблагоприятного инвестиционного климата в России позволит государству не только стимулировать экономическое развитие страны, но и обеспечить ее гражданам жизнь в правовом поле демократического государства, с которым безопасно и очень выгодно реализовывать любые международные проекты. ●

БОЛЬШЕ АРКТИКИ!

Елена Алифирова

Россия представит заявку на расширение арктического шельфа новому составу комиссии ООН по континентальному шельфу. Сессия, где будет рассматриваться заявка России, переданная в Комиссию ООН по расширению границ арктического шельфа пройдет 2–4 сентября 2017 г. в Нью-Йорке.

Комиссия ООН по границам континентального шельфа состоит из 21 члена, которые избираются сроком на 5 лет и имеют право на переизбрание. Новый состав начал работать 16 июня 2017 г. Члены Комиссии выступают в личном качестве как эксперты в геологии, геофизики, гидрографии и геодезии.

По словам С. Донского, никаких неожиданностей по этому вопросу возникнуть не должно. Россия сейчас решительно возвращает свои позиции в Арктике, утраченные в 1990-х гг. Территория Арктики рассматривается как стратегически важная с экономической и транспортной точек зрения. Здесь проходят два важнейших трансокеанских маршрута – Северный морской путь (СМП) и Северо-Западный проход, который соединяет Атлантический и Тихий океан. А суммарные извлекаемые ресурсы российского шельфа оцениваются в 100 млрд тонн условного топлива, из которых более 80% приходится на газ, остальное – на нефть.

В связи с этим освоение шельфа остается одной из главных задач России на перспективу ближайших десятилетий.

Свою заявку в Комиссию ООН по расширению арктического шельфа Россия подала еще в 2001 г., а в феврале 2016 г. была представлена обновленный вариант. В планах России – присоединение хребта Ломоносова и других участков морского дна, в т.ч. котловины Подводников, поднятия Менделеева, южной оконечности хребта Гаккеля и зоны Северного полюса.

Согласно Конвенции ООН по морскому праву, для расширения шельфа необходимо доказать континентальную природу прилегающих к нему геологических структур на дне океана.

Заявка России обсуждалась в рамках 41-й сессии Комиссии ООН в августе 2016 г. В феврале 2017 г. заявка была принята к рассмотрению, само же рассмотрение может занять от 3 до 5 лет. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Богатый углеводородами арктический шельф представляется самым лакомым кусочком для нефтяных компаний. Однако, добычу в водах северных морей сегодня ведет только компания Газпром нефть шельф на месторождении Приразломное. Что мешает добывающим компаниям идти за нефть в Арктику?

Что является наибольшей проблемой в освоение арктического шельфа?

- 19% Инфраструктурная неосвоенность территорий
- 19% Сложность погодно-климатических условий
- 14% Хрупкость экологической среды
- 48% Недостаток практического опыта компаний

Мировые промышленные гиганты своим положением на рынке обязаны, в частности, достижениям науки, которые они активно внедряют на своих производствах. Революционные подвижки последнего времени связаны с цифровыми технологиями. Но наиболее осторожные высказывают опасения по поводу внедрения искусственного интеллекта и считают преждевременным допускать умных роботов на опасные производства.

Нужно ли уже сейчас переходить на цифровую трансформацию ТЭК?

- 17% Да, например, «умные скважины» дают больший эффект за меньшие сроки
- 6% Нет, искусственный интеллект еще рано пускать на опасные производства
- 56% Да, иначе компании потеряют конкурентоспособность
- 17% Да, Европа уже вовсю внедряет цифровые технологии
- 6% Нет, у России свой путь и ей не нужно гнаться за Европой



РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА КОМПЕТЕНТНЫЕ РЕШЕНИЯ



- Классификация судов и шельфовых объектов различных типов и назначения
- Научные исследования, инновационные решения для суровых климатических условий
- Техническое наблюдение за всем комплексом работ при обустройстве морских нефтегазовых месторождений

191186, Россия, Санкт-Петербург, Дворцовая набережная, 8
Тел.: +7 (812) 380 2072 | Факс: +7 (812) 314 1087 | pobox@rs-class.org | www.rs-class.org

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

Второй виток ВЭМО
 Продажи квот
 Южный поток
 Богданская ТЭС запущена
 Второй виток кризиса
 Дошли руки до Арктики
 Северный поток достроили
 Цены на газ



Маленькое газовое месторождение Statoil

Полупогружная буровая установка (ПБУ) Songa EnablerStatoil открыла небольшое месторождение природного газа на шельфе Баренцева моря в 30 км к северо-востоку от перспективного нефтяного месторождения Wisting. Скважина бурилась с целью определить наличие дополнительных запасов нефти в окрестностях этого месторождения. Но как и в случае со скважиной Vlaamann (когда в ходе летней разведочной кампании Statoil пробурила в Баренцевом море скважины Kayak и Бломанн, которые показали небольшие запасы нефти и газа соответственно), был найден газ. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются в 0,4–1 млрд м³ и 0,5–2 млн барр нефти.

Зохран шельфе Египта освоено на 83,5%

На самом крупном месторождении природного газа в Средиземном море – Зохран, у берегов Египта пробурено 7 скважин. Petrobel, ведущая бурение и добычу на месторождении Зохран, сообщила, что работа идет параллельно по всем направлениям. За счет этого планируется ускорить

завершение 1-го этапа освоения месторождения и приступить к добыче газа по графику. Пробурено 7 скважин, подтверждена их производительность, активизированы работы по созданию перерабатывающей станции в районе г. Порт-Саид. Планируется, что промышленная добыча газа на месторождении начнется в октябре 2017 г., а в декабре добычу планируется удвоить за счет завершения строительства нового газопровода к месторождению.

Кто построит СПГ-терминал в порту Высоцка?

Правительство РФ приняло решение о расширении морского порта Высоцк в Ленинградской области в рамках инвестиционного проекта Газпрома.

В порту планируется построить СПГ-терминал по отгрузке СПГ проектной мощностью 2 млн газа в год. Терминал будет предназначен для приема и обработки судов вместимостью до 170 тыс м³.

Строительство будет реализовано за счет средств инвестора – Газпрома. С 2014 г. проект строительства СПГ-терминала мощностью 660 тыс. т/год и стоимостью 40 млрд руб в порту Высоцк продвигал Криогаз. Проект включал строительство газопровода-отвода от

магистрального газопровода (МГП) Ленинград – Выборг – госграница.

В июне 2017 г. Криогаз подумывал перенести проект в Приморск. Начало строительства – конец 2017 г. – начало 2018 г., а срок реализации – 3 года. 18 июля 2017 г. Газпромбанк продал НОВАТЭКу долю участия (51%) компании Криогаз-Высоцк. А 14 июля 2017 г. дочка НОВАТЭКа вступила в Ассоциацию морской газовой бункеровки и Ассоциацию морского СПГ.

Так кто же строит СПГ-терминал в Высоцке?

Первый СПГ из США

Литва получила долгожданную 1-ю партию сжиженного природного газа из США.

СПГ с экспортного терминала Sabine Pass в штате Луизиана был доставлен в Клайпедский государственный морской порт Литвы 21 августа 2017 г. на танкере-газовозе Clean Ocean.

СПГ поступит в литовский плавучий СПГ-терминал (FSRU) Независимость, а затем будет распределяться по газовым сетям Литвы. Часть газа Lietuvos duj tiekimas поместит в Инчукалское ПХГ, откуда газ будет поставлять клиентам из Латвии. Второй груз СПГс завода Sabine Pass прибудет в Литву в начале сентября 2017 г.

Очевидно, что СПГ, тем более из США, дороже российского трубопроводного газа. И пример Польши тут показателен. Польша, развивающая свой СПГ-терминал в Свиноуйсьце, тоже попробовала СПГ из США. Однако это была лишь пробная закупка, но покупать американский СПГ на долгосрочной основе Польша будет, только если США предложат конкурентоспособные цены.



Shell начала добычу на 2-й фазе Gbaran-Ubie

Shell начала добычу углеводородного сырья на месторождении Gbaran-Ubie Phase 2 в дельте Нигера. Это месторождение – ключевой проект компании в африканской стране, который является расширением разработки Gbaran-Ubie, начавшейся в июне 2010 г.

К 2019 г. компания намерена выйти на полку добычи в объеме 175 тыс барр/сутки нефтяного эквивалента (бнэ). Добытая нефть с месторождения пойдет не только на внутренний рынок Нигерии, но и отправится на экспорт. Последнее вряд ли понравится странам, связавшим себя обязательствами по сокращению добычи нефти.

Добычей на Gbaran-Ubie Phase 2 занимается Shell Petroleum Development Company (SPDC). Компания является оператором договора о совместной деятельности. Добычей нефти в целом занимается консорциум, в котором доли участия распределились следующим образом: SPDC – 30%, Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC, 55%), Total E&P Nigeria Ltd (10%) и ENI Nigerian Agip Oil Company Limited (5%).

Нигерия обладает 2-ми крупнейшими в Африке

доказанными запасами нефти, однако добывает только 2% от общемирового объема.

Noble Energy бурит Левиафан с ультраглубоководного судна

Noble Energy заключила контракт с Enscoc PLC о бурении двух новых и завершении 4 добывающих скважин на месторождении Левиафан на шельфе Израиля.

Буровые работы будет вести ультраглубоководное буровое судно ENSCO DS-7, построенное в 2013 г., дедвейт составляет 96 тыс. т, длина 227,8 м, ширина 42 м.

Работы в рамках контракта начнутся в марте 2018 г. и будут завершены в декабре 2018 г. Контракт включает возможность бурения 4-х скважин по одной цене, что в случае полной реализации продлит контракт до 2020 г.

Для проведения буровых работ ENSCO DS-7 будет дополнен вторым противовыбросовым превентором. Это обновление в сочетании с двойной вышкой и другими техническими модификациями, сделают ENSCO DS-7 одним из самых мощных буровых судов в мире.

Модернизация обойдется примерно в 10 млн долл США, поскольку будет использовано оборудование уже имеющийся у компании.

После завершения модернизации, ENSCO DS-7 направится в Средиземное море по контракту с Noble Energy. Ранее Noble Energy и Delek Drilling, разрабатывающие месторождение Левиафан, вынуждены были отказаться от услуг буровой компании Atwood Advantage из-за слишком высокой стоимости работ. А финансовый вопрос при разработке месторождения Левиафан стоит очень остро.

Гигантское месторождение Левиафан было открыто в 2010 г., но для того, чтобы начать его разработку потребовалось 6 лет.

Проблемы возникли из-за разногласий между правительством Израиля и антимонопольным ведомством по поводу соглашения о создании консорциума Delek Group, Avner Oil & Gas, Ratio и Noble Energy, который должен был заняться разработкой месторождения. В марте 2016 г. Верховный суд Израиля заблокировал соглашение о создании консорциума. Но вмешалось правительство страны, активно поддерживающее газодобывающие компании, что стоило занимаемых должностей некоторым чиновникам. ●



ДОРОГАЯ РАЗВЕДКА

Мария Кутузова

ПОСЛЕ ВВЕДЕНИЯ НОВОЙ ПОРЦИИ АМЕРИКАНСКИХ САНКЦИЙ В НАЧАЛЕ АВГУСТА 2017 Г. МИНПРИРОДЫ ПРИЗНАЛО ИХ СУЩЕСТВЕННЫМ ФАКТОРОМ ДЛЯ ПЕРЕСМОТРА ЛИЦЕНЗИОННЫХ СОГЛАШЕНИЙ И НАПРАВИЛО В ПРАВИТЕЛЬСТВО ЗАКОНОПРОЕКТ, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИЙ ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ В ЛИЦЕНЗИОННЫЕ СОГЛАШЕНИЯ, ВЫДАННЫЕ ДОБЫВАЮЩИМ КОМПАНИЯМ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ОБСТОЯТЕЛЬСТВ, СУЩЕСТВЕННО ОТЛИЧАЮЩИХСЯ ОТ ТЕХ, В КОТОРЫЕ ЛИЦЕНЗИЯ БЫЛА ПРЕДОСТАВЛЕНА. В ЧАСТНОСТИ, ПРЕДПОЛАГАЮТСЯ ПОПРАВКИ В СТ. 12 ЗАКОНА «О НЕДРАХ». ТЕМ НЕ МЕНЕЕ, С РАЗРАБОТЧИКОВ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МИНИСТЕРСТВО ПРЕДПОЛАГАЕТ СПРАШИВАТЬ СТРОЖЕ. ПО СЛОВАМ МИНИСТРА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ СЕРГЕЯ ДОНСКОГО, ВВЕДЕННЫЙ В СЕНТЯБРЕ 2016 Г. В РОССИИ МОРАТОРИЙ НА ВЫДАЧУ ШЕЛЬФОВЫХ ЛИЦЕНЗИЙ ПРОДОЛЖИТ ДЕЙСТВОВАТЬ КАК МИНИМУМ ДО 2020 Г. «ГАЗПРОМУ» И «РОСНЕФТИ» НУЖНО ВЫПОЛНИТЬ УСЛОВИЯ ЛИЦЕНЗИЙ, УЖЕ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ МЕЖДУ НИМИ. К МОМЕНТУ ВВЕДЕНИЯ МОРАТОРИЯ МЕЖДУ ДВУМЯ ГЛАВНЫМИ ИГРОКАМИ НА РОССИЙСКОМ ШЕЛЬФЕ БЫЛИ РАСПРЕДЕЛЕННЫ 80% ПОДГОТОВЛЕННЫХ ГОСУДАРСТВОМ К ПРОВЕДЕНИЮ РАЗВЕДКИ УЧАСТКОВ НА РОССИЙСКОМ ШЕЛЬФЕ. ТЕМ ВРЕМЕНЕМ, МПР РАЗРАБОТАЛА НОВЫЙ ЗАКОНОПРОЕКТ, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛИТ БОЛЕЕ ШИРОКОМУ ЧИСЛУ УЧАСТНИКОВ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В РАЗРАБОТКЕ АКВАТОРИЙ ВНУТРЕННИХ МОРЕЙ В СТРАНЕ

Несмотря на плохую ситуацию с ценами на нефть, компании продолжают активную геологоразведку на шельфе. Всего в этом году в морские геологоразведочные проекты будет вложено 45 млрд рублей. По данным на начало года на российском шельфе и в пределах морских акваторий действовало 138 лицензий на разведку и добычу углеводородного сырья, в том числе 42 эксплуатационные лицензии, 75 совмещенных и 21 поисковая. Большая часть из них приходится на «Роснефть» (53 лицензии) и «Газпром» (41 лицензия).

По информации министра природных ресурсов и экологии РФ Сергея Донского, «Газпром» собирается потратить в текущем году на шельф 37,8 млрд рублей, а «Роснефть» – 43 млрд рублей. Объем инвестиций «Газпрома» в работы на шельфе в 2016 г. был меньше и составлял 30,8 млрд рублей, а у «Роснефти» не превышал порядка 11 млрд рублей. Согласно оценкам Минэнерго, российские компании планируют инвестировать 150 млрд рублей в работы на арктическом шельфе.

По данным Роснедр, в Арктической зоне сейчас (проекты на суше и шельфе) идет развитие нескольких региональных кластеров, связанных с освоением полезных ископаемых, в частности, вокруг инфраструктуры порта Сабетта, где «НОВАТЭК» реализует проект по сжижению природного газа «Ямал СПГ», в НАО вокруг Варандейского терминала. Продолжается форсированная разведка месторождений Тамбейской группы на Ямале.

Сейчас компании «Роснефть» и ЛУКОЙЛ занимаются своими разведочными проектами на территории Хатангского залива и его прибрежной части, что может привести к появлению здесь еще одного кластера нефтедобычи и развитию инфраструктурных проектов на побережье моря Лаптевых. Роснедра ведут самостоятельную геологоразведку в Енисей-Хатангском прогибе при полном отсутствии какой-либо инфраструктуры, чтобы повысить инвестиционную привлекательность для недропользователей этого региона. В частности, Роснедра планируют

ФАКТЫ

В **2017** Г.

Минприроды признало санкции существенным фактором для пересмотра лицензионных соглашений

До **2020** Г.

в России продолжит действовать мораторий на выдачу шельфовых лицензий

бурение нескольких скважин в Енисей-Хатангском прогибе, там идет активная сейсмозазведка 2D. «Переносы сроков бурения в основном связаны с катастрофическим падением цен на нефть. Финансирование долгосрочных проектов, особенно гринфилдов, сократилось на фоне низких цен на углеводородное сырье на мировых рынках. Экономическая рентабельность арктических проектов оценивается в районе 80 долларов за баррель», – отмечает заместитель главы «Роснедр» Орест Каспаров.

С начала 1990-х гг. «Газпром» пробурил 49 поисковых и геологоразведочных скважин на шельфе, открыто 11 новых месторождений, проведено более 23 тыс. пог. км съемки 2D, более 42 тыс. кв. км 3D. У компании сейчас самый большой флот для работы на шельфе, включая четыре плавучих буровых установки и 11 единиц специализированных судов. Сейчас «Газпром» ведет строительство на Амурском судостроительном заводе нескольких судов обеспечения своих шельфовых проектов, а до 2039 г. запланирован ввод в строй более 30 единиц плавучих технических средств. «Мы продолжаем разведку на шельфе и в Арктике. На сегодняшний день бурится шесть скважин на шельфе: на Сахалине (эксплуатационные на Кириновском, а также разведочные на Аяшском участке и на Восточном Одопту), а также на арктическом Ленинградском месторождении. Используются

две буровых установки «Полярная звезда» и «Северное сияние», принадлежащие «Газпрому», а также японская, китайская и румынские буровые установки», – рассказывает начальник управления разработки морских месторождений компании Вадим Петренко. По его информации, сейчас на завершающей стадии находится бурение на Крузенштернском месторождении, на нем в течение нескольких лет с побережья бурилась горизонтально-направленная скважина. «Газпром» получил на этом активе всю необходимую геологическую информацию, и сейчас скважина готовится к ликвидации. На Южно-Киринском также готовится к ликвидации пробуренная скважина, заложенная на крыле месторождения.

На Дальнем Востоке России в Охотском море компания уже сформировала крупный нефтегазовый центр, освоив несколько морских месторождений совместно с зарубежными партнерами в рамках проекта «Сахалин-2», а также самостоятельно разрабатывая Киринское месторождение в рамках проекта «Сахалин-3»: впервые в России освоение этого месторождения ведется с применением подводного добывающего оборудования.

В настоящее время «Газпром» заканчивает проект обустройства Южно-Киринского месторождения. В следующем году компания собирается приступить к эксплуатационному бурению: на первом этапе освоения – предполагается пробурить восемь скважин, шесть из которых относятся к пусковому комплексу. Однако запуск Южно-Киринского в промышленную эксплуатацию вновь перенесен на 2023 г. Ранее разработка месторождения на шельфе Сахалина планировалась на 2021 г. с выходом на пик добычи в 21 млрд куб. м газа в год к 2032 г. Однако введенные в отношении Южно-Киринского санкции со стороны Запада, не позволяющие запустить этот проект в строй в ближайшей перспективе без использования импортного оборудования.

«Газпром» оценивает запасы месторождения в 711,2 млрд куб. м газа, 111,5 млн т газового конденсата и 4,1 млн т нефти. Однако существуют и другие оценки потенциала жидких углеводородов Южно-Киринского: конденсат – до 131 млн т, нефть – до 464 млн т. Таким образом, месторождение является одним из крупнейших по объемам совоккупных нефтяных и газовых запасов в России, уступая лишь Штокмановскому – еще одному морскому проекту «Газпрома», разработка которого отложена на неопределенную перспективу по целому ряду причин: отсутствию рынка, технологий, дороговизне для «Газпрома» реализации этого арктического проекта. В случае же с Южно-Киринским, его ресурсная база должна была стать источником газа для планирующейся третьей линии завода по сжижению природного газа проекта «Сахалин-2». Инвестиционное решение по ней ожидается в

ФАКТЫ

45 млрд

рублей будет вложено в российские морские геологоразведочные проекты в этом году

30,8

млрд рублей составил объем инвестиций «Газпрома» в работы на шельфе в 2016 г.

138

лицензий на разведку и добычу углеводородного сырья действовало на начало года на российском шельфе и в пределах морских акваторий

2018 г. До сих пор продолжаются переговоры «Газпрома» с англо-голландским концерном Shell (партнером российской компании по проекту «Сахалин-2»), об участии зарубежной корпорации в разработке Южно-Киринского месторождения (проект «Сахалин-3»).

Еще один центр добычи «Газпрома» на шельфе связан с реализацией проектов в Обско-Тазовском центре в Арктической зоне Российской Федерации. Однако там дело осложняется сочетанием сложных погодных и климатических условий, ледовых нагрузок, малых глубин воды и сложных донных отложений. Согласно планам, обустройство месторождений Каменномыское-море и Северо-Каменномыского должно поддержать падающие объемы добычи «Газпром добыча Ямбург». Ресурсный потенциал этих активов превышает 800 млрд куб. м газа. В планах дочернего предприятия «Газпрома» освоение семи месторождений в акваториях Обской и Тазовской губ на шельфе Карского моря: в том числе Каменномыское-море, Северо-Каменномыское, Обского, Чугорьяхинского, Семаковское, Антипаютинского и Тота-Яхинского, а также сухопутных арктических месторождений Парусовой группы. Согласно планам первым будет запущено в строй Каменномыское-море в 2025 г. Но для его разработке дочке «Газпрома» необходимо построить «стальной остров» – ледостойкую стационарную платформу, которая будет по форме напоминать корабль, «заякоренный» на дне Обской губы металлическими сваями. Ресурсы месторождения оцениваются в 550 млрд куб. м газа. Максимум добычи прогнозируется на уровне 15 млрд куб. м в год.

Еще одно дочернее предприятие «Газпрома» – «Газпром нефть» – приостановило в июле работу платформы «Приразломная» на шельфе Печорского моря на плановый ремонт, который продлится до октября текущего года. К этому моменту накопленная добыча на месторождении достигла 5,8 млн т нефти, а на экспорт было отправлено 75 полных танкеров и один



заполненный на половину. По информации оператора проекта «Газпром нефть шельф», дочернего предприятия «Газпром нефти», компания на 79% увеличила объем добычи на Приразломном месторождении по итогам первого полугодия. Несмотря на ремонт, в 2017 г. на платформе «Приразломная» планируется добыть 2,6 млн т нефти. Значительные налоговые льготы, введенные со стороны государства, делают положительной экономику реализации этого арктического проекта, несмотря на низкие цены на нефть на мировых рынках. Хотя на момент ввода месторождения руководство «Газпром нефти» говорило о рентабельности разработки Приразломного при цене нефти выше 100 долларов за баррель.

Дочернее предприятие «Газпром нефти» – «Газпромнефть-Сахалин» – начала этим летом бурение оценочной скважины на северном участке шельфа острова Сахалин. Для бурения на Аяшском лицензионном участке («Сахалин-3») в Охотском море привлечена японская буровая установка Nakuru-5. Никогда ранее разведочного бурения на Аяшском не проводилось. Прогнозные ресурсы участка оцениваются в более чем 100 млн т у.т. Предполагается, что полученные результаты бурения позволят «Газпром нефти» разработать новую программу для этого лицензионного участка и провести в 2018 г. разведочное бурение.

В планах ЛУКОЙЛа на Каспии – освоение Ракушечного месторождения, расположенного рядом с месторождением имени Владимира Филановского, активно разрабатываемого компанией после запуска осенью прошлого года. Компания планирует добыть до конца этого года на этом активе порядка 4 млн т нефти. Продолжает разрабатываться на Каспии введенное в эксплуатацию в 2010 г. месторождение имени Юрия Корчагина.

ФАКТЫ

150

млрд рублей планируют инвестировать российские компании в работы на арктическом шельфе

Благодаря разработке этих двух месторождений и планам на новые проекты по добыче углеводородов у ЛУКОЙЛа сформировался на Каспии новый район добычи нефти и газа. За всю историю работы компании на шельфе открыто 15 морских месторождений, с ресурсным потенциалом в 1 млрд т у.т. Так, недавние геологоразведочные открытия в акватории Балтийского моря привели к существенному увеличению запасов компании в этом регионе (до 30 млн т). Помимо уже разрабатываемого с 2004 г. Кравцовского месторождения, самое интересное по своим запасам – крупнейшее месторождение D33, сейчас готовится к освоению.

Поддержку всем добывающим проектам на шельфе ЛУКОЙЛа, а также первому арктическому нефтяному проекту «Газпром нефти» оказывают льготы, введенные государством, без них их освоение было бы нерентабельным. Главным сдерживающим фактором разработки морских месторождений нефти и газа являются низкие цены на сырьевых рынках. Так, по словам заместителя главы Роснедр Ореста Каспарова, российские компании откладывают разработку ряда шельфовых проектов главным образом из-за ценового фактора. По его мнению, для экономической целесообразности разработки арктических проектов на шельфе необходимы цены на нефть выше 80 долларов за баррель.

Однако российское Минэнерго планирует, что уже к 2035 г. в Российской Федерации будет добываться порядка 80 млн т нефти на шельфе, при общем объеме нефтедобычи в 550 млн т. Уже в этом году, по словам Кирилла Молодцова, заместителя главы российского министерства энергетики, добыча на шельфе вырастет на 27% до 28 млн т. Сегодня большая часть морской нефтедобычи сосредоточена в Охотском море – более 17 млн т, где реализуются крупнейшие проекты СРП с участием зарубежных компаний – «Сахалин-1» и «Сахалин-2». ●

ОСВОЕНИЕ УВ-РЕСУРСОВ ШЕЛЬФА

Александр Амирагян,
заместитель начальника
управления по ТЭК
Аналитического центра при
Правительстве Российской
Федерации

ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА ШЕЛЬФА РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ, ОБЪЯВЛЕННОЕ СТРАТЕГИЧЕСКИМ НАПРАВЛЕНИЕМ РАЗВИТИЯ ТЭК, В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ИДЕТ МЕДЛЕННЫМИ ТЕМПАМИ. ПРИЧИНАМИ ЯВЛЯЮТСЯ ВЫСОКАЯ ЗАВИСИМОСТЬ РОССИИ ОТ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ И ВВЕДЕНИЕ САНКЦИЙ НА ИХ ПОСТАВКИ СО СТОРОНЫ СТРАН ЗАПАДА, А ТАКЖЕ НАБЛЮДАЕМЫЕ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ НИЗКИЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ. ПОСЛЕ УХОДА В 2014 ГОДУ ЗАРУБЕЖНЫХ ПАРТНЕРОВ ИЗ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ В РОССИИ «ГАЗПРОМ» И «РОСНЕФТЬ» САМОСТОЯТЕЛЬНО ЗАНИМАЮТСЯ РАЗВЕДОЧНЫМИ РАБОТАМИ, ОДНАКО БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ТЕХ ПОР НЕ ПРОВОДИЛОСЬ. ПО СОСТОЯНИЮ НА 2017 ГОД ПРОМЫШЛЕННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ НА ОДНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ПРИРАЗЛОМНОЕ В ПЕЧОРСКОМ МОРЕ), А ДОБЫЧА ГАЗА НЕ ВЕДЕТСЯ. В БЛИЖАЙШИЕ 10 ЛЕТ ВВЕДЕНИЕ В СТРОЙ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕ ПЛАНИРУЕТСЯ, А В БОЛЕЕ ОТДАЛЕННОМ ПЕРИОДЕ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ РЕСУРСОВ БУДУТ ЗАВИСЕТЬ ОТ ДИНАМИКИ МИРОВЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ, СИТУАЦИИ С САНКЦИЯМИ, РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПРОИЗВОДСТВА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ШЕЛЬФА. ПРИ ЭТОМ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ЦЕН НА НЕФТЬ РЕАЛИЗАЦИЯ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ ЯВЛЯЕТСЯ НЕРЕНТАБЕЛЬНОЙ, А СТИМУЛАМИ ДЛЯ ГОСУДАРСТВА И КОМПАНИЙ ЯВЛЯЮТСЯ РАЗВИТИЕ СОБСТВЕННЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ В ДАННОЙ СФЕРЕ И ВОЗМОЖНОСТЬ РАСШИРЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВА В ДОЛГОСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

THE EXPLORATION OF OIL AND GAS RESOURCES OF THE RUSSIAN ARCTIC SHELF, ANNOUNCED AS THE STRATEGIC DIRECTION IN THE DEVELOPMENT OF THE FUEL AND ENERGY INDUSTRY, HAS BEEN SLOW IN RECENT YEARS. THE REASONS ARE RUSSIA'S HIGH DEPENDENCE ON FOREIGN TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT AND THE IMPOSITION OF SANCTIONS ON THEIR SUPPLIES FROM WESTERN COUNTRIES, AS WELL AS THE LOW OIL PRICES OBSERVED IN RECENT YEARS. AFTER THE WITHDRAWAL OF FOREIGN PARTNERS FROM ARCTIC PROJECTS IN RUSSIA IN 2014, GAZPROM AND ROSNEFT HAVE BEEN ENGAGED IN EXPLORATORY WORK ON THEIR OWN, BUT NO BOREHOLES HAVE BEEN DRILLED SINCE THEN. AS OF 2017, INDUSTRIAL RECOVERY OF OIL ON THE ARCTIC SHELF IS CARRIED OUT IN ONE FIELD (PRIRAZLOMNOYE IN THE PECHORA SEA), AND THERE IS NO ANY GAS PRODUCTION. IN THE NEXT 10 YEARS, IT IS NOT PLANNED TO PUT INTO OPERATION ANY NEW FIELDS, AND IN THE LONGER TERM, THE PROSPECTS FOR RESOURCE DEVELOPMENT WILL DEPEND ON THE DYNAMICS OF WORLD OIL PRICES, THE SITUATION WITH SANCTIONS, THE DEVELOPMENT OF DOMESTIC TECHNOLOGIES AND THE PRODUCTION OF EQUIPMENT FOR THE SHELF. HOWEVER, IN CONDITIONS OF LOW OIL PRICES, THE IMPLEMENTATION OF ARCTIC PROJECTS IS UNPROFITABLE, AND INCENTIVES FOR THE GOVERNMENT AND COMPANIES ARE THE DEVELOPMENT OF THEIR OWN COMPETENCIES IN THIS AREA AND THE POSSIBILITY OF EXPANDING PRODUCTION IN THE LONG TERM

Ключевые слова: нефтедобыча, арктические месторождения, технологическая зависимость, топливно-энергетический комплекс, санкции.

Шельф Арктики за рубежом

Добыча нефти и газа на шельфе Арктики, в отличие от морских месторождений в других регионах мира, ведется в минимальных объемах (в основном в виде добычи нефти) и ее существенный рост не ожидается даже в долгосрочной перспективе. Причиной этому является высокая сложность реализации арктических морских проектов, что вызывает значительный рост издержек и снижение их привлекательности для компаний. Сложность проектов определяется климатическими условиями Арктики (низкие температуры, ледовые условия), необходимостью соблюдения более жестких экологических требований и использования дорогостоящих технологий и оборудования. В последние годы в условиях низких цен на нефть большая часть проектов по освоению ресурсов на шельфе Арктики была приостановлена на стадии геологоразведочных работ по причине их нерентабельности.

За рубежом освоение нефтегазовых ресурсов на шельфе Арктики ведется преимущественно в США (Аляска) и Норвегии.

В США добыча нефти на шельфе Арктики осуществляется в минимальном объеме, а за последние годы все крупнейшие компании (ExxonMobil, BP, Shell) приостановили свои

ФАКТЫ

В **2015** г.

в США было запрещено бурение на части акватории Чукотского моря и моря Бофорта

арктические программы ввиду их экономической неэффективности (низкие цены на нефть) и высоких экологических рисков при использовании существующих технологий разведки, добычи и транспортировки сырья. Политика предыдущего президента США Б. Обамы была ориентирована на борьбу с изменением климата и снижение воздействия на окружающую среду, в связи с чем был принят ряд мер по ограничению геологоразведочных работ в Арктике. Так, в 2015 году было запрещено бурение на части акватории Чукотского моря и моря Бофорта, а в декабре 2016 года наложен мораторий на разработку нефти и газа в этих же морях, что включило около 98% площади федерального арктического шельфа США. Нынешний президент Д. Трамп объявил о намерениях стимулировать добычу нефти и газа, однако реальных шагов в сфере изменения правил доступа к ресурсам Арктики пока сделано не было.

ТАБЛИЦА 1. Конвенциональные ресурсы нефти и газа в российской Арктике (2010 год)

Регион	Оставшиеся извлекаемые ресурсы		
	Объем, млрд барр. / трлн куб. м	Доля в суммарных ресурсах нефти и газа в России	Доля в суммарных ресурсах в России по категориям ABCD
Нефть			
Баренцево море	18	5%	3%
Остальной арктический шельф	30	9%	3%
Природный газ			
Баренцево море	23	21%	7%
Остальной арктический шельф	20	19%	9%

Источник: МЭА, World Energy Outlook 2011

В Норвегии основная часть нефти и газа добывается на шельфе, но преимущественно в Северном и Норвежском морях, характеризующихся мягкими условиями и отсутствием устойчивого ледового покрова в зимний период. В последние годы все большее внимание уделяется вопросу разработки ресурсов Баренцева моря, который по своим условиям схож с российским арктическим шельфом. В стране активно проводится выдача лицензий на освоение морских участков (через механизм открытого конкурса) с участием зарубежных компаний (в том числе, российских). Экономическая эффективность морских проектов в условиях низких цен на нефть обеспечивается особенностями национальной налоговой системы, которая ориентирована на налогообложение прибыли, а не взимание налога с объема выручки (российская модель). Государственное стимулирование разработки шельфовых нефтегазовых месторождений в Норвегии вызвано, прежде всего, отсутствием крупных континентальных запасов, и оно приносит свои результаты. В последние годы удалось остановить снижение добычи нефти и существенно нарастить производство газа.

Арктический шельф в России: стратегическое видение

Ресурсы

По данным МЭА (2010 год), суммарные ресурсы шельфа российской Арктики составляют 48 млрд барр. нефти и 43 трлн куб. м природного газа, что эквивалентно 14% и 40% национальных ресурсов нефти и газа соответственно. При рассмотрении оценки запасов категорий ABCD доля арктических морей снижается до 6% по нефти и 16% по природному газу.

По данным компании EY со ссылкой на Администрацию энергетической информации США, потенциальные ресурсы нефти и природного газа в российской Арктике составляют около 220 млрд барр. н.э., или 52% суммарных ресурсов арктического шельфа мира. При этом в структуре российских запасов около 80% составляет природный газ, а на нефть и газовый конденсат приходится 20%.

ФАКТЫ

48 млрд

барр. нефти – суммарные ресурсы шельфа российской Арктики

Прогнозы добычи нефти и газа на шельфе Арктики

Арктический шельф в России воспринимается как одно из направлений для обеспечения стабильной добычи нефти и газа в долгосрочной перспективе, что вызвано постепенным увеличением выработанности крупнейших месторождений на суше и необходимостью восполнения ожидаемого снижения добычи на них. Это касается преимущественно нефти, добыча которой постепенно смещается из внутренних районов Западной Сибири на север (север ЯНАО и Красноярского края) и восток (Восточная Сибирь и Дальний Восток). Однако в долгосрочной перспективе ожидается, что шельф (в том числе арктический) должен обеспечить значительный прирост добычи нефти.

География добычи газа в России также меняется, прослеживается движение на север и восток страны. Однако выявленные запасы газа на суше в новых регионах (п-ов Ямал и Гыданский, Иркутская область и Республика Саха (Якутия)) позволяют обеспечить необходимые объемы добычи в долгосрочной перспективе и необходимость добычи на арктическом шельфе в значительных объемах отсутствует. В связи с этим в перспективе 10–15 лет освоение ресурсов шельфа Арктики связывают преимущественно с нефтяными месторождениями.

Альтернативой арктическому шельфу в долгосрочном периоде могут стать трудноизвлекаемые

запасы (ТРИЗ) нефти, расположенные в основном в Западной Сибири. Государство стимулирует их освоение путем установления льготного режима налогообложения. Конкурентным преимуществом ТРИЗ является близость к основным рынкам сбыта и наличие развитой производственной и транспортной инфраструктуры, что снижает себестоимость их производства. При этом технологии и оборудование для разработки ТРИЗ, как и ресурсов арктического шельфа, преимущественно являются иностранными, и доступ к ним был сильно ограничен после введения санкций. Однако в случае отмены санкций и/или развития собственных технологий разработка ТРИЗ представляется более перспективным с точки зрения эффективности наращивания добычи нефти в стране.

Подобное видение роли шельфа Арктики отражено в стратегических отраслевых документах (Энергетическая стратегия, Генеральные схемы развития нефтяной и газовой отраслей) с небольшими различиями. Действующая Энергетическая стратегия до 2030 года (принята в 2009 году) предполагает добычу газа на шельфе Арктики в размере около 70 млрд куб. м в год к 2030 году (около 7% национальной добычи газа), что должно быть обеспечено преимущественно за счет разработки Штокмановского месторождения в Баренцевом море, а добычу нефти – в небольших объемах. Проект Энергетической стратегии до 2035 года (редакция от февраля 2017 года) не устанавливает объемы добычи нефти и газа, но шельф Арктики обозначается как стратегический регион для наращивания сырьевой базы с целью добычи энергоресурсов в долгосрочном периоде (после 2035 года).

ТАБЛИЦА 2. Прогноз разработки ресурсов нефти и природного газа на арктическом шельфе России со стороны различных российских и международных организаций

Организация (документ)	Прогноз добычи нефти и газа на арктическом шельфе России
Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (принята в 2009 году)	• Газ: 70 млрд куб. м к 2030 году (7% от национального уровня), прежде всего за счет Штокмановского месторождения* • Нефть: добыча минимальная
Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года (редакция от февраля 2017 года)	• Данные по добыче отсутствуют • Основной рост добычи в Арктике – после 2035 года
Генеральная схема развития нефтяной отрасли до 2020 года	До 2020 года: небольшие объемы добычи нефти
Генеральная схема развития газовой отрасли до 2030 года	Добыча газа: • Баренцево море (с 2013 года) • Обская и Тазовская губы (с 2017 года) • Шельф п-ова Ямал (после 2027 года)
Международное энергетическое агентство (World Energy Outlook 2011)	В 2035 году: • Нефть: 6,5 млн т (1,3% от национального уровня) • Газ: 58 млрд куб. м (1,3% от национального уровня)
Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации и ИНЭИ РАН	До 2035 года масштабная добыча нефти и газа на арктическом шельфе не ожидается

* проект освоения Штокмановского месторождения заморожен в 2012 году

Источник: составлено автором по открытым данным

ФАКТЫ

Менее 1%

составляла в 2015 г. доля российской продукции на внутреннем рынке по таким направлениям, как морские ледостойкие стационарные платформы, плавучие буровые платформы и обеспечивающие суда

Международные и российские организации также не прогнозируют существенного роста добычи нефти и газа на арктическом шельфе России в перспективе 10–15 лет. Прогноз МЭА по добыче 58 млрд куб. м газа к 2035 году связан с проектом освоения Штокмановского месторождения (ПАО «Газпром»), который был заморожен в 2012 году в связи с изменениями конъюнктуры мирового рынка газа (резким ростом добычи газа в США и снижении потребностей в импорте СПГ).

Реализуемые проекты и перспективы развития

Реализуемые проекты

В 2017 году добыча газа в арктических морях России не ведется. В перспективе ближайших 10 лет добыча газа не ожидается в силу отсутствия проектов в настоящее время и длительности их реализации.

Добыча нефти на шельфе Арктики осуществляется в рамках одного проекта – на Приразломном месторождении (ПАО «Газпром нефть») в Печорском море. В 2016 году было добыто 2,2 млн т нефти, и в ближайшие годы

ТАБЛИЦА 3. Проекты по добыче нефти и газа на арктическом шельфе России

Проект	Оператор	Запасы	Добыча	Характеристика
С добычей				
Приразломное месторождение (Печорское море)	ПАО «Газпром нефть»	72 млн т нефти	2,2 млн т в 2016 году (полка – 5,2 млн т)	Добыча ведется с ледостойкой платформы, нефть вывозится морем
Перспективные проекты				
Долгинское месторождение (Печорское море)	ПАО «Газпром нефть»	236 млн т нефти	Начало добычи (план) – 2031 год	Пробурены разведочные скважины
Штокмановское месторождение (Баренцево море)	ПАО «Газпром»	3,9 трлн куб. м газа	Проектный уровень добычи в объеме от 24 до 71 млрд куб. м (три фазы)	Проект заморожен, запуск предполагался в 2015–2016 гг.

Источник: составлено автором по открытым источникам

(по плану – с 2018 года) объем производства выйдет на полку в 5,2 млн т.

В среднесрочной перспективе на шельфе российской Арктики не ожидается ввод в строй новых месторождений нефти. В более отдаленной перспективе прорыв добычи связан с запуском месторождения Долгинское (пробурено несколько скважин) в Печорском море с пиковым объемом добычи в 3–5 млн т в год. Однако в 2015 году начало добычи на месторождении было передвинуто с 2021 на 2031 год.

В период до 2020 года «Газпром» и «Роснефть» планируют провести большой объем геологоразведочных работ на арктическом шельфе. Наибольшая плотность работ будет производиться в Баренцевом и Карском морях и будет включать 2D и 3D сейсмику. В восточных морях Арктики в ближайшие годы запланировано проведение ОВОС и 2D сейсмики.

Долгосрочные проекты российских компаний по освоению ресурсов нефти и газа пока находятся на начальных стадиях – оценка ресурсов, бурение разведочных скважин. В связи с этим трудно оценивать сроки запуска производства в случае их экономической рентабельности.

ФАКТЫ

До

2020 г.

«Газпром» и «Роснефть» планируют провести большой объем ГРП на арктическом шельфе, в основном в Баренцевом и Карском морях включая 2D и 3D сейсмику

Государственное стимулирование разработки ресурсов на шельфе Арктики

С 2014 года в России действуют льготы по НДС и экспортной пошлине при разработке нефтегазовых ресурсов на шельфе. В отношении арктического шельфа применяются три категории льготных ставок НДС (от 5% до 15% по нефти и от 1% до 15% по газу в зависимости от региона разработки ресурсов), а также полностью отменены вывозные таможенные пошлины для нефти и природного газа, которые будут добываться на шельфе. Данные льготы по времени действия дифференцированы в зависимости от региона добычи – от 7 до 15 лет с начала добычи, но не позднее 2032–2042 годов. Отметим, для категории восточных морей Арктики (самая сложная для разработки ресурсов) таможенные пошлины обнулены бессрочно.

ТАБЛИЦА 4. Льготы по ставке НДС при добыче нефти и газа в арктических морях России

Расположение месторождения (море)	Ресурс	Ставка НДС (коэффициент от базовой ставки)	Срок действия льготы
Печорское, Белое (на 50% и более)	Нефть, природный газ	15%	7 лет после начала промышленной добычи, но не позднее 31 марта 2032 года
Баренцево (южнее 72 гр. с.ш.) – на 50% и более	Нефть	10%	10 лет после начала промышленной добычи, но не позднее 31 марта 2037 года
	Природный газ	1,3%	
Карское, Баренцево (севернее 72 гр. с.ш.), Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское, Берингово – на 50% и более	Нефть	5%	15 лет после начала промышленной добычи, но не позднее 31 марта 2042 года
	Природный газ	1%	

Источник: составлено автором на основе Налогового кодекса Российской Федерации

ТАБЛИЦА 5. Планируемая деятельность «Роснефти» и зарубежных компаний по совместным проектам по разработке нефтегазовых ресурсов на шельфе Арктики

Партнер	Лицензии (участок)	ГРП	Первая скважина, год	Начало добычи нефти, год
ExxonMobil	Восточно-Приновоземельский-1 (Карское море)	Сейсмика в 2012–2016 гг.	2014	2026
	Восточно-Приновоземельский-2 (Карское море)	Сейсмика в 2012–2016 гг.	2016	2028
	Восточно-Приновоземельский-3 (Карское море)	Сейсмика в 2012–2016 гг.	2018	2030
Eni	Федынский (Баренцево море)	Сейсмика в 2017 году	2020	2032
	Центрально-Баренцевский (Баренцево море)	Сейсмика в 2016 году	2021	2033
Statoil	Персеевский (Баренцево море)	Сейсмика в 2014 году	2020	2032

Источник: The Oxford Institute for Energy Studies

Снижение зависимости от импортных технологий

В 2014 году со стороны ряда стран, включая США и страны Евросоюза, были введены санкции против нефтегазовой отрасли России: запрет на поставки оборудования и технологий, которые могут использоваться для разведки и добычи трудноизвлекаемой нефти, а также реализации шельфовых проектов. Помимо этого для ряда российских компаний нефтегазового сектора было ограничено возможности привлечения долгосрочного финансирования в западных банках.

В результате введения санкций западные компании были вынуждены приостановить свою деятельность в проектах на территории России, в том числе связанных с освоением нефтегазовых ресурсов шельфа Арктики. Так, компании Eni и ExxonMobil имели совместные предприятия с «Роснефтью» для освоения ресурсов ряда лицензионных участков в Баренцевом и Карском морях, однако вся деятельность была приостановлена осенью 2014 года.

Помимо заморозки деятельности западных нефтегазовых компаний в морских проектах на

ФАКТЫ**80-90** %

составляла зависимость России от импортных технологий и оборудования для шельфовых проектов на 2014 год

территории России еще одним существенным ограничением для российской стороны стал запрет на поставки оборудования и технологий, а также оказание сервисных услуг для шельфовых проектов. Это особенно важно в силу того, что по состоянию на 2014 год зависимость России от импортных поставок по технологиям и оборудованию для шельфовых проектов составляла 80–90%, а по технологиям сжижения природного газа – 50–67%. В 2015 году был принят план по импортозамещению, который предполагает снижение зависимости в том числе по этим направлениям до 40–70%.

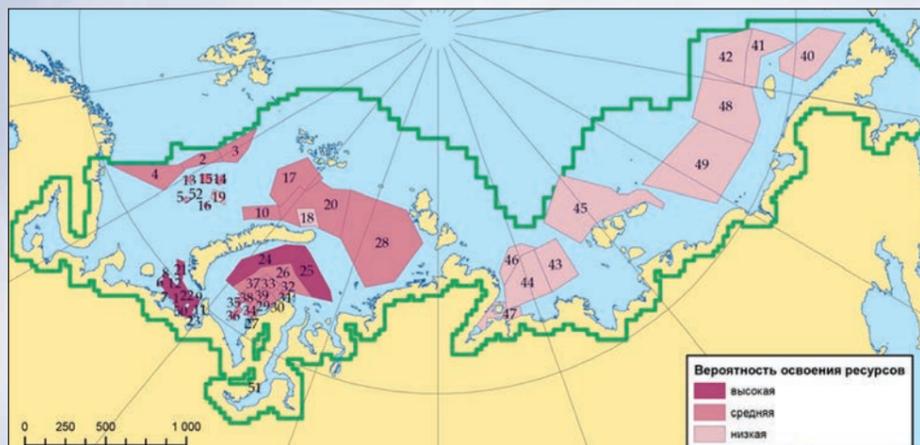
В настоящее время в России реализуется государственная программа «Развитие судостроения и техники для освоения шельфовых месторождений на 2015–2030 годы», которая направлена на создание научно-технического задела для производства конкурентоспособных высокотехнологичных судов и плавсредств для добычи энергоресурсов шельфа, также производственных мощностей, обеспечивающих строительство, ремонт и модернизацию современных крупнотоннажных судов и объектов морской техники. Согласно госпрограмме, в 2015 году доля российской продукции на внутреннем рынке составляла менее 1% по таким направлениям, как морские ледостойкие стационарные платформы, плавучие буровые платформы и обеспечивающие суда.

ТАБЛИЦА 6. Зависимость России от импорта технологий в нефтегазовой сфере

Технология	Доля импорта в потреблении в 2014 году	Максимальная плановая доля импорта в потреблении к 2020 году
Технологии и оборудование, используемое для реализации шельфовых проектов	80–90%	60–70%
Технологии сжижения природного газа	50–67%	40–55%
Сервисные услуги в нефтегазовом секторе	40–92%	30–75%

Источник: Планы мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности

Классификация лицензионных участков недр для освоения нефтегазовых ресурсов на арктическом шельфе Российской Федерации по условиям (вероятности) освоения ресурсов



Источник: составлено автором на основе анализа данных Минприроды России и других источников

Анализ лицензионных участков арктического шельфа по условиям освоения ресурсов

По состоянию на конец 2015 года Правительство Российской Федерации выдало 48 лицензий (21 – «Газпром», 27 – «Роснефть») на освоение углеводородных ресурсов на участки, расположенные в арктических морях России (по закону правом получения лицензии на участки на арктическом шельфе имеют государственные (более 50%) компании с опытом работы на шельфе более 5 лет). Данные участки различаются по степени изученности ресурсов, транспортной доступности и удобством навигации, а также рядом других условий, которые влияют на принятие решения о начале разработки ресурсов. В связи с этим была проведена работа по анализу и классификации лицензионных участков по условиям для освоения нефтегазовых ресурсов.

Лицензионные участки были проанализированы по пяти показателям: ресурсы нефти и газа, геологическая изученность, инфраструктура, глубина моря и климатические и ледовые условия. В результате расчетов были получены три класса лицензионных участков с точки зрения условий для освоения ресурсов нефти и газа.

Большая часть лицензионных участков с наилучшими условиями (высокой вероятностью) для освоения нефтегазовых ресурсов расположена в пределах Баренцева (включая Печорское) и Карского морей. Это объясняется, главным образом, относительно высокой геологической изученностью данных морей, развитостью инфраструктуры в регионе (близость к крупным портам), а также сравнительно благоприятными климатическими и ледовыми условиями. В группу лицензионных участков с низкой вероятностью освоения ресурсов вошли участки в восточных арктических морях России (восточнее п-ова Таймыр) в силу неразвитости инфраструктуры, тяжелыми климатическими условиями и низкой геологической изученностью.

ФАКТЫ

70 млрд м³

в год составит добыча газа на шельфе Арктики по прогнозам Стратегии-2030

- 1 Южно-Русский
- 2 Центральнo-Баренцевский
- 3 Персеевский
- 4 Федьинский
- 5 Штокман-запад
- 6 Северо-Поморский-2
- 7 Поморский
- 8 Северо-Поморский-1
- 9 Южно-Приновоземельский
- 10 Западно-Приновоземельский
- 11 Западно-Матвеевский
- 12 Рууский
- 13 Демидовский
- 14 Медвежий
- 15 Ферсмановский
- 16 Ледовое
- 17 Альбановский
- 18 Варнецкий
- 19 Лудловское
- 20 Хейсовский
- 21 Северо-Западный
- 22 Долгинское
- 23 Медыньско-Варандейский
- 24 Восточно-Приновоземельский-1
- 25 Восточно-Приновоземельский-2
- 26 Восточно-Приновоземельский-3
- 27 Харасавэй-море
- 28 Северо-Карский
- 29 Морской
- 30 Нярмейский
- 31 Скуратовский
- 32 Белоостровский
- 33 Русановское
- 34 Северо-Харасавэйский
- 35 Амдерминский
- 36 Западно-Шараловский
- 37 Невский
- 38 Обручевский
- 39 Ленинградское
- 40 Южно-Чукотский
- 41 Северо-Врангелевский-1
- 42 Северо-Врангелевский-2
- 43 Усть-Ленский
- 44 Усть-Оленекский
- 45 Анисинско-Новосибирский
- 46 Притаймырский
- 47 Хатангский
- 48 Северо-Врангелевский
- 49 Восточно-Сибирский-1
- 50 Приразломное
- 51 Новопортовское
- 52 Штокмановское

Таким образом, анализ показывает, что промышленная разработка ресурсов шельфа возможна в первую очередь в западных морях Арктики, на участках, примыкающих к материке и расположенных недалеко от транспортной и производственной инфраструктуры на суше. При этом в долгосрочном периоде перспективны и скорость освоения углеводородных ресурсов будет зависеть от развития Северного морского пути. Это может значительно снизить транспортные издержки и благотворно сказаться на рентабельности морских нефтегазовых проектов на шельфе российской Арктики. ●

KEYWORDS: oil production, Arctic fields, technological dependence, fuel and energy sector sanctions.



С 2015 ГОДА ВЫСТАВКИ «НЕВА» ПРОВОДЯТСЯ ПО РАСПОРЯЖЕНИЮ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ № 1910-Р ОТ 21 ОКТЯБРЯ 2013 ГОДА

ВЫСТАВКИ «НЕВА» ОСНОВАНЫ В 1990 ГОДУ ПО РЕШЕНИЮ МИНМОРФЛОТА И МИНСУДПРОМА СОЮЗА ССР

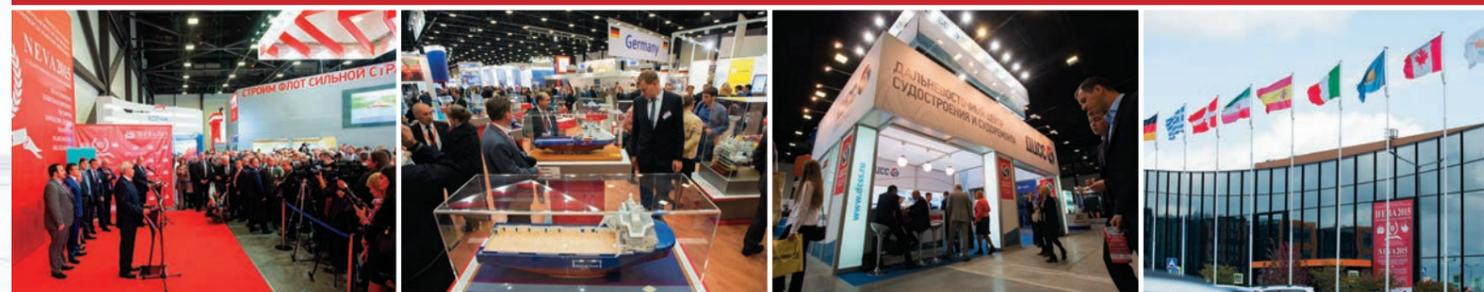


14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ГРАЖДАНСКОМУ СУДОСТРОЕНИЮ, СУДОХОДСТВУ, ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОРТОВ И ОСВОЕНИЮ ОКЕАНА И ШЕЛЬФА

НЕВА 2017

РОССИЯ ■ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ ■ 19 – 22 СЕНТЯБРЯ 2017

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ЭКСПОФОРУМ
ПАВИЛЬОНЫ F, G ● ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1



+7 812 321 2676, 321 2677 ● ttn@peterlink.ru

АО «Транстех Нева Эксбишнс»

www.transtec-neva.ru



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

ДЛЯ АНАЛИЗА МОРСКОЙ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПЛАТФОРМЫ «ПРИРАЗЛОМНАЯ»

О.В. Таровик,
А.Г. Топаж,
А.Б. Крестьянцев,
А.А. Кондратенко,
ФГУП «Крыловский государственный
научный центр

Д.А. Зайкин,
ООО «Газпром нефть шельф»

С ПОМОЩЬЮ ДЕТАЛИЗИРОВАННОЙ ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ МОРСКОЙ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПЛАТФОРМЫ «ПРИРАЗЛОМНАЯ» БЫЛИ ИССЛЕДОВАНЫ АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ЕЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ С УЧЕТОМ МНОЖЕСТВА НАТУРНЫХ ФАКТОРОВ. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОСЛУЖИЛИ ОСНОВОЙ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И КОРРЕКТИРОВКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ

WITH THE HELP OF A DETAILED SIMULATION MODEL OF THE MARITIME TRANSPORT AND TECHNOLOGICAL SYSTEM OF THE PRIRAZLOMNAYA PLATFORM, ALTERNATIVE SOLUTIONS HOW TO IMPROVE THE EFFICIENCY AND STABILITY OF ITS FUNCTIONING WERE EXPLORED WITH TAKING INTO ACCOUNT A VARIETY OF NATURAL FACTORS. THE RESULTS OF SIMULATION SERVED AS THE BASIS FOR MAKING MANAGEMENT DECISIONS AND ADJUSTING TECHNOLOGICAL DOCUMENTS

Ключевые слова: имитационное моделирование, МЛСП «Приразломная», морская транспортно-технологическая система, арктические транспортные системы, геоинформационная среда.

Введение

Морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная», работающая под управлением компании «Газпром нефть шельф» (ГНШ), является первой в мире стационарной платформой, которая ведет добычу нефти на шельфе в тяжелых условиях Арктики. За период, прошедший с момента введения МЛСП в эксплуатацию в 2014 году, всеми службами ГНШ был накоплен значительный опыт работы платформы и флота в сложных природных условиях. Этот опыт послужил основой для уточнения плановых решений, заложенных в прошлом. В частности, в данный момент в ГНШ ставится задача обеспечения проактивного управления работой платформы и флота на стратегическом уровне. Поэтому, исходя из запланированных темпов роста интенсивности добычи нефти, возникла необходимость анализа работы морской транспортно-технологической системы (МТТС) вывоза товарной нефти с платформы и доставки грузов снабжения с учетом реальной практики работы флота. Вопросом первостепенной важности являлось нахождение комплекса мер, направленных на повышение устойчивости системы и снижение уровня прогнозной неопределенности за весь жизненный цикл проекта. Для решения этой задачи была применена технология имитационного моделирования и научно-технический задел «Крыловского государственного научного центра» (КГНЦ) в сфере исследования арктических транспортных систем. Применение имитационных моделей (дискретно-событийного и агентного типов) для решения такого рода задач обусловлено тем, что это позволяет детально воспроизводить и исследовать транспортные и технологические процессы, происходящие в МТТС. В отличие от качественных и аналитических моделей, имитационные модели в последнее время становятся одним из основных инструментов анализа, изучения и оптимизации сложных природных и технических систем, к которым, безусловно, относятся проекты освоения арктических шельфовых месторождений.

ФАКТЫ

2010 Г.

МЛСП «Приразломная» была отбуксирована для достройки и балластировки бетоном на территории судоремонтного завода

54 Тыс. м³

бетона было залито в емкости МЛСП, что увеличило ее осадку с 7,7 до 16,6 м

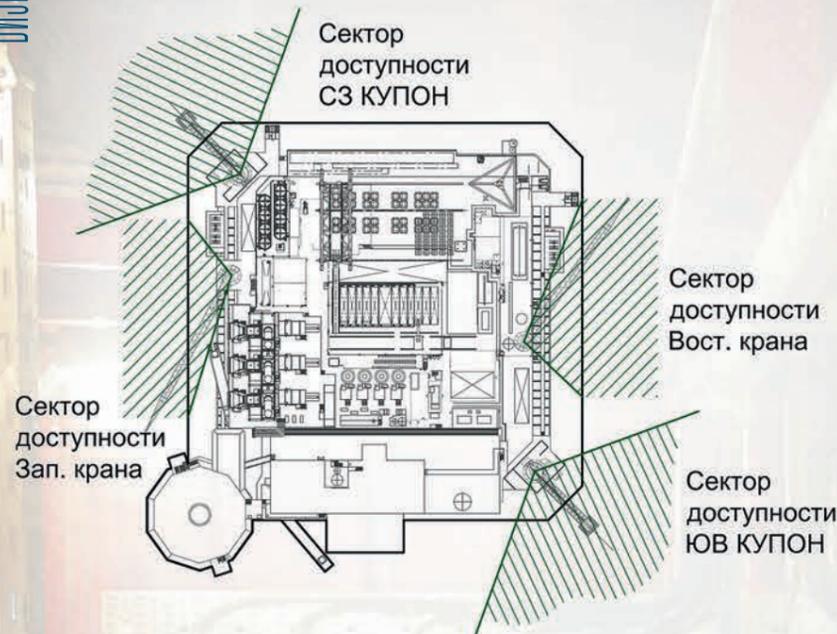
Постановка задачи

Линейная схема перевозок «МЛСП-Мурманск» включает два принципиальных направления грузопотоков: завоз грузов снабжения и вывоз нефти и технологических отходов. В состав МТТС входят сама платформа, два челночных танкера и суда снабжения. Несмотря на простую структуру, рассматриваемая транспортная система имеет ряд важных особенностей.

Во-первых, значительное влияние на показатели работы МТТС и самой платформы оказывает вариабельность метеорологической и ледовой обстановки. Это приводит к необходимости детального описания природных условий, как у самой платформы, так и на маршрутах следования судов.

Во-вторых, система грузообработки судов у МЛСП не типична для мировой практики, т.к. выполнение отгрузки нефти на танкер производится напрямую с платформы, наряду с обработкой на платформе грузов снабжения. При этом имеются ограничения на одновременное осуществление грузовых операций танкерами и судами снабжения, что приводит к конкуренции судов разных типов за «окна погоды» терминалов платформы. Условная схема секторов доступности грузовых терминалов МЛСП по направлению интегрального воздействия от ветра, волнения, течения и дрейфа льда приведена на рис. 1, из которого видно, что каждый терминал имеет свои природные ограничения. Всего на платформе

РИС. 1. Схема доступности грузовых терминалов МЛСП по направлению интегрального воздействия от ветра, волнения, течения и дрейфа льда



имеется четыре терминала: восточный и западный грузовые краны для работы с грузами снабжения; северо-западный и юго-восточный комплексы устройств для прямой отгрузки нефти (КУПОН) на танкеры. Вертолётная площадка также выступает как отдельный пассажирский терминал со своими ограничениями.

Наличие природных ограничений на выполнение грузовых операций и изменчивость условий внешней среды приводят к тому, что грузообработка как танкеров, так и судов снабжения производится не непрерывно, а за несколько подходов к различным терминалам платформы. Каждый подход включает в себя множество технологических и организационных подопераций (швартовка, шланговка, оформление документов и т.д.), длительность которых описывается различными законами случайного распределения.

Третьей принципиальной особенностью рассматриваемой системы является сложность структуры грузопотоков. На протяжении исследуемого периода работы платформы грузопотоки нефти и грузов снабжения значительно изменяются как по количеству, так и по своей структуре. Кроме того, обязательного учёта требуют причинно-следственные связи между объемами доставки снабжения на платформу и вывоза отработанных материалов с неё. Дополнительным важным обстоятельством является множественность типов грузов снабжения и вопрос использования единой тары для различных типов снабжения.

И последней, четвертой, принципиальной особенностью является ограниченность объема хранения нефти на платформе, а

также ограниченность объемов и площадей хранилищ грузов снабжения. Это обуславливает невозможность создания «мертвых запасов» грузов и ведет к необходимости организации процессов снабжения и вывоза нефти по принципу «точно вовремя». При этом, как достижение высокого уровня наполнения хранилища нефти, так и близость к исчерпанию хранилищ грузов снабжения рассматриваются как нежелательные события, для предотвращения которых должны заблаговременно приниматься специальные меры. Например, при наличии риска полного наполнения хранилища производится плавное снижение интенсивности добычи по отношению к плановому уровню.

Одновременный учет всех перечисленных факторов с приемлемой степенью точности возможен только в рамках комплексной динамической имитационной модели, включающей в себя элементы дискретно-событийного и агентного подходов. Такая модель позволяет учитывать множество технических деталей, физических и логистических процессов, максимально приближая модель к реальным условиям.

Комплексная имитационная модель

Основой для реализации имитационной модели МТТС и платформы послужил созданный ранее в КГНЦ программный инструмент для исследования арктических транспортных систем [1]. Его основной особенностью является то, что работа судов имитируется в соответствии с базовыми принципами агентного моделирования: все суда представляются в виде отдельных динамических элементов (агентов) функционирующих и взаимодействующих в геоинформационной среде (ГИС) с учетом природных и навигационных условий на маршруте движения (рис. 2). В качестве стационарных объектов с геоинформационной привязкой также описываются порты, маршруты следования,

РИС. 2. Имитационная модель работы МТТС в геоинформационной среде

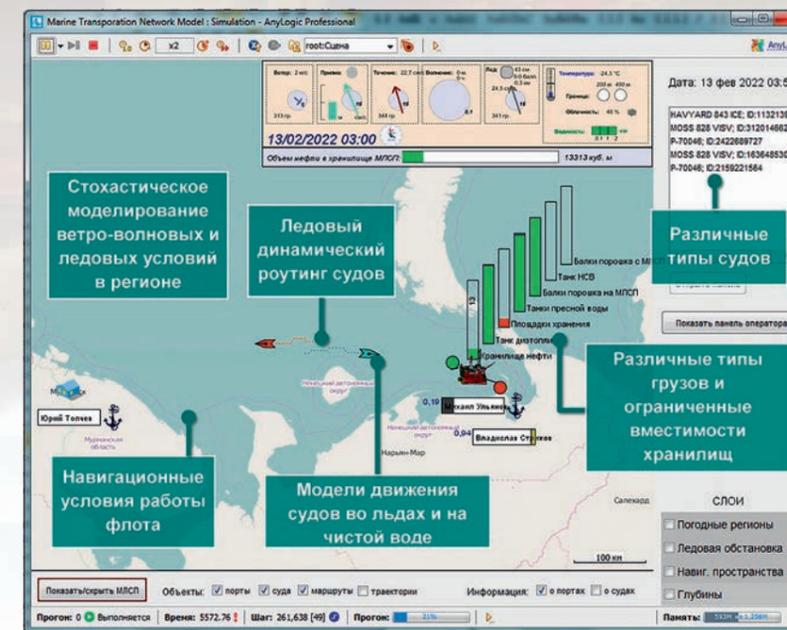
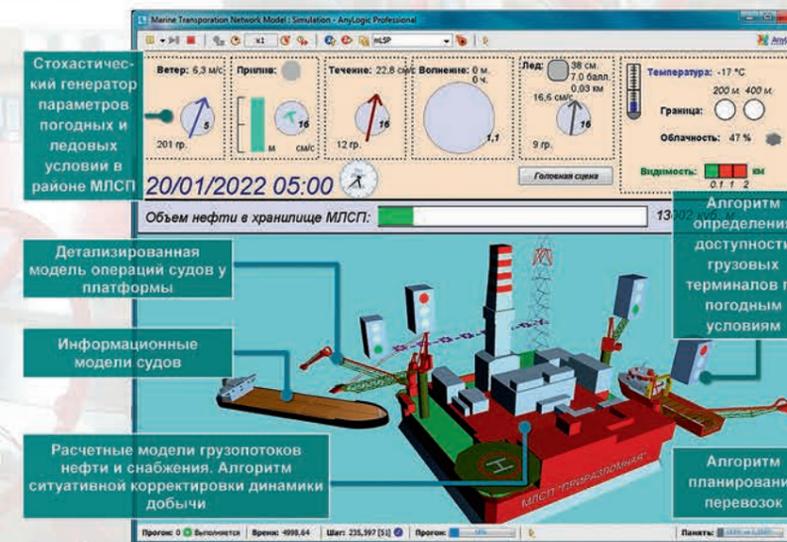


РИС. 3. Компоненты комплексной имитационной модели МТТС и платформы

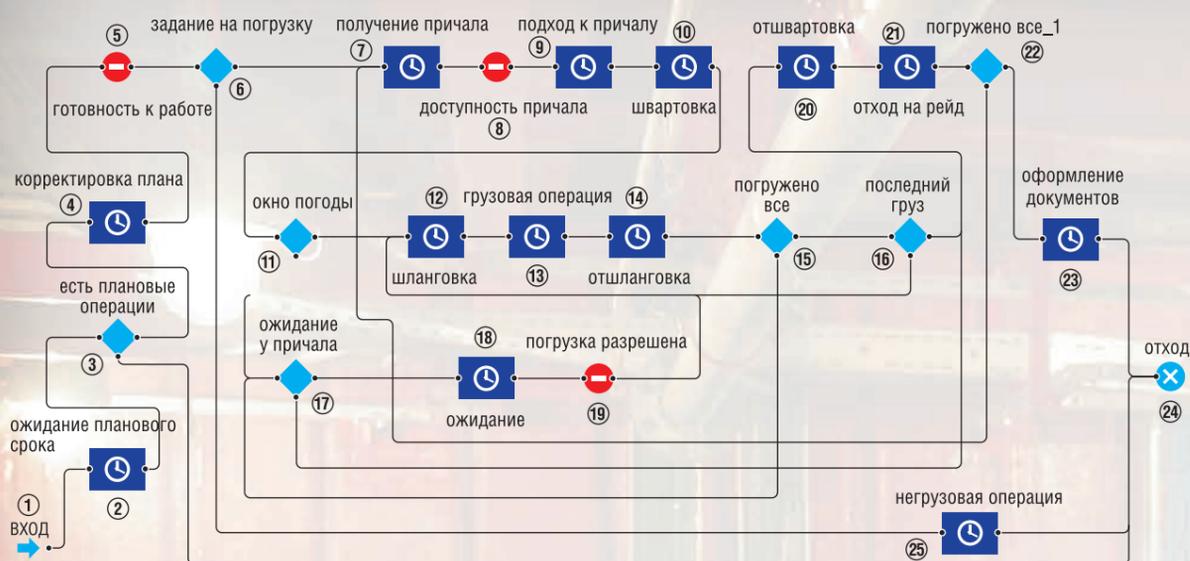


рейды, а в качестве атрибутивной информации используются навигационные условия, глубины моря и сведения о динамике погодных условий в регионах возможного плавания судов. Кроме того в данной работе также использовалась созданные ранее алгоритмы оптимальной маршрутизации судов во льдах (ледовый роутинг), благодаря которым суда в ГИС-пространстве движутся по индивидуальным оптимизированным маршрутам с учётом изменяющихся ледовых условий [1].

В состав ранее созданной имитационной модели были интегрированы дополнительные блоки, показанные на рис 3. Опишем их несколько подробнее.

Необходимость разработки **стохастического генератора параметров погодных и ледовых условий** окружающей среды в районе МЛСП для рассматриваемой задачи определяется тем, что моделируемый транспортный узел имеет сложную структуру, состоящую из нескольких грузовых терминалов разного типа (КУПОН, грузовые причалы судов снабжения, вертолётная площадка), снабженных разнообразным грузовым оборудованием. Регламенты работы каждого терминала в зависимости от складывающейся внешней обстановки также различны и могут быть прописаны отдельно для каждого типа обслуживаемого транспортного средства (суда снабжения, танкера, вертолета). При этом использованный в [1] упрощенный подход, связанный с представлением доступности порта/терминала в виде единственной переменной логического типа («окна погоды»), оказывается неприменимым. Он не позволяет в достаточной мере учесть статистическую зависимость состояний доступности различных терминалов по отношению к разным судам в одни и те же или соседние моменты времени. Для построения непротиворечивого комплексного имитационного алгоритма приходится задействовать прямой метод описания внешних условий – реальное моделирование или прогнозирование всех интересующих элементов окружающей среды в явном виде. Созданный в рамках описываемой работы оригинальный генератор условий морской погоды позволяет получать в режиме модельного времени ряды 15 имитируемых параметров (ветро-волновая и ледовая обстановка, течения, видимость, облачность, температура) с настраиваемым временным разрешением (от одного часа до 24 часов). Запуск генератора погоды в режиме моделирования в «будущем времени» позволяет эмулировать в имитационной модели наличие гипотетических краткосрочных прогнозов

РИС. 4. Поточковая диаграмма прохождения заявок на погрузку/выгрузку судна для МЛСП



погоды и их использование в оперативном планировании грузовых операций. Внутренняя логика алгоритма погодного генератора содержит в себе как элементы формального статистического моделирования (получение реализаций погоды как многомерного дискретного случайного процесса с заданными авто- и кросскорреляционными свойствами методами формирующих фильтров и марковских цепей), так и физически-обоснованные подходы.

Последние, в частности, используются для описания приливных и ветровых составляющих поверхностных течений, определения характеристик ветрового волнения а также скорости и направления дрейфа ледовых полей. Многочисленные параметры, определяющие стохастические свойства генератора (годовой и суточный ход моментов используемых вероятностных распределений, корреляционные коэффициенты, вероятности переходов марковских цепей и т.д.) идентифицировались путем статистической обработки реальных записей о погоде, полученных из нескольких альтернативных источников. Среди них данные погодной и ледовой обстановки на МЛСП за четыре года фактических измерений; многолетние архивы срочных наблюдений с нескольких ближайших метеостанций сети WMO; результаты обработки маринограмм с открытых метеорологических сервисов; справочники и др.

Интеграция разработанного «погодного генератора» со специальными расчетными алгоритмами определения доступности грузовых терминалов, в которых строго формализованы существующие эксплуатационные ограничения каждого терминала МЛСП, позволяет наиболее корректно описывать совместную работу всех

ФАКТЫ

117 ТЫС. Т
масса МЛСП без балласта

141 М
габаритная высота с факельной мачтой

терминалов платформы. В ходе работы имитационной модели на каждом терминале платформ загорается условный «светофор» (см. рис. 3), показывающий доступность для грузообработки в конкретный момент времени. Если терминал доступен, то также отображается прогнозируемое время его доступности.

Схема **детализированной дискретно-событийной модели погрузочно-разгрузочных операций** судов у терминалов МЛСП показана на рис. 4.

В рамках представленной схемы процесса грузообработки заложена возможность проведения последовательных операций с грузами различного типа, заблаговременного прерывания операции при ожидаемом прекращении окна погоды с пережиданием неблагоприятного периода у терминала, переходом к альтернативному терминалу или отходом судна за пределы трехмильной зоны МЛСП. Временные и вероятностные характеристики длительности всех составляющих элементарных операций, представленных на схеме процесса, были получены путем анализа и статистической обработки данных записей судовых операционных журналов за период фактической эксплуатации «Приразломной». Кроме

РИС. 5. Прогнозная суточная интенсивность добычи нефти на МЛСП, тыс.т/сут



того, в рамках исследований по анализу мероприятий по улучшению эффективности работы МТТС рассматривались варианты с измененными значениями соответствующих величин, которые могут быть достигнуты с внедрением тех или иных технологических или организационных улучшений. А некоторые показатели длительности характерных операций судов у платформы определялись не только на основе натурных данных, но также с учётом результатов навигационного моделирования, выполненного на специализированном научно-исследовательском тренажерном комплексе КГНЦ с привлечением в качестве экспертов капитанов судов, работающих у МЛСП.

Определение расчетных **грузопотоков товарной нефти и грузов снабжения** было выполнено на весь рассматриваемый период работы МЛСП (до 2038 года). При этом для определения потоков грузов снабжения была разработана «статистическая» модель, которая с одной стороны базировалась на натурных данных по грузообороту тары за период 2015–2016 годов, с другой – на интерполяционных значениях грузопотоков МЛСП на период до 2038 года. Отдельно

ФАКТЫ

25 ЛЕТ
сроку службы

РИС. 6. Фрагмент тактического плана работы флота обеспечения МЛСП

Судно	ID	Имя	Тип	Начало	Продолжительность	Контекст
Кирилл Лавров	1292906508	Портозаход: Порт Мурманска	Портозаход:	16.06.2020 04:22	00:22:04	Порт Мурманска
Кирилл Лавров	2984136093	Перевалочное	Перевалочное	17.06.2020 0:52:10	02:05:47	МТС
Кирилл Лавров	2948894786	Портозаход: МЛСП Приразломная	Портозаход:	19.06.2020 0:59:32	04:14:20	МЛСП Приразломная
Алеут	2967322087	Портозаход: Порт Мурманска	Портозаход:	20.06.2020 15:44:40	03:02:46	Порт Мурманска
ID	Тип	Начало	Продолжительность	Контекст	Количество	
808178848	Грузообработка	20.06.2020 15:44:40	03:02:46			
3529348316	Погрузка	20.06.2020 15:44:40	03:02:46	Униф. контейнер на МЛСП	17.00	
1642215481	Погрузка	20.06.2020 15:44:40	03:02:46	Шлангов. контейнер пустой	28.00	
341883378	Погрузка	20.06.2020 15:44:40	03:02:46	Трубы на МЛСП	24.00	
1249232289	Погрузка	20.06.2020 15:44:40	03:02:46	Вода питьевая	349.04	
2132471918	Погрузка	20.06.2020 15:44:40	03:02:46	Порошковый груз на МЛСП	10.53	
4236894351	Погрузка	20.06.2020 15:44:40	03:02:46	Топливо(FOI)	65.89	
Юрий Топев	3699425109	Перевалочное	Перевалочное	21.06.2020 4:10:20	02:37:51	МТС
Владислав Стржко	1922857954	Портозаход: МЛСП Приразломная	Портозаход:	21.06.2020 4:10:20	05:00:00	МЛСП Приразломная
Михаил Ульянов	2071717160	Портозаход: Порт Мурманска	Портозаход:	21.06.2020 5:11:07	00:23:04	Порт Мурманска

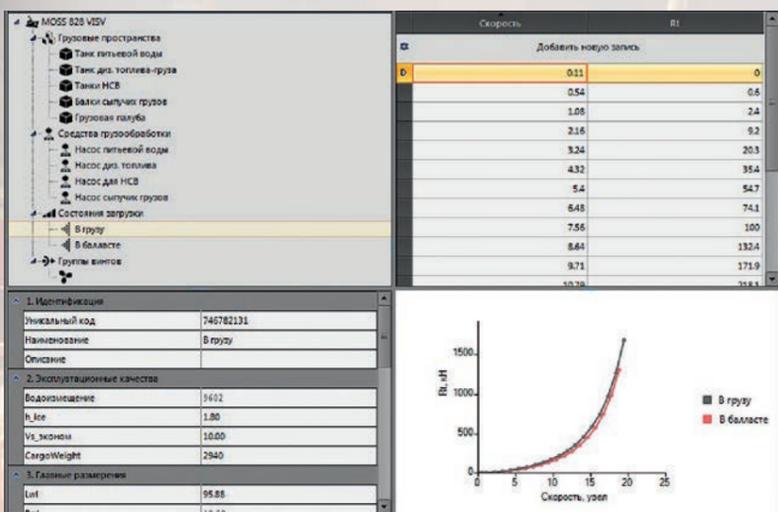
была построена прогнозная подмодель, описывающая ежесуточную интенсивность добычи нефти на МЛСП в период с 2015 по 2038 год (см. рис. 5). В качестве входных данных для нее был использован прогнозный график бурения и расчет планируемых годовых показателей добычи нефти, жидкости и газа на каждой скважине.

Полученные прогнозы грузопотоков наряду с текущей конфигурацией МТТС (состав флота и береговой инфраструктуры), служили основными исходными данными для специализированного модуля – тактического планировщика перевозок.

Задача **тактического планирования перевозок** заключается в получении графика рейсов, используемого далее в качестве входных данных имитационной модели. Тактический план содержит расписания рейсов всех судов и состав грузов, перевозимых судами в каждом рейсе, что позволяет обеспечить заданный интегральный грузопоток при рациональном использовании флота (рис. 6). Для этого в рамках описанной работы авторами был разработан оригинальный алгоритм подобного тактического планирования с длительным временным горизонтом, основанный на использовании эвристического подхода с элементами ситуативной оптимизации. Основная заложенная в алгоритме идея состоит в удовлетворении наиболее критических потребностей «от начала к концу» с учетом ограничений на объемы стационарных и судовых хранилищ, а также характерных длительностей рейсов и грузовых операций.

Информационные модели танкеров и судов снабжения включают в себя сведения обо всех необходимых параметрах и характеристиках судов, таких как ходовые параметры (сопротивление в различных состояниях загрузки, кривые действия винтов и многое другое), характеристики грузовых пространств и средств

РИС. 7. Описание параметров судна в информационной модели



грузообработки (рис.7). С помощью созданных расчетных моделей движения судов в ходе работы имитационной модели определялись текущие скорости хода и расходы топлива.

Важным этапом создания имитационной модели являлась ее комплексная верификация на основе натуральных параметров. Для проверки точности работы имитационной модели использовались те модельные параметры, которые являются продуктом сложного взаимовлияния ряда моделируемых процессов, таких как изменение параметров природных условий, планирование рейсов и загрузки судов, взаимодействие судов танкерного флота и судов обеспечения при работе у МЛСП и другие. В качестве таких параметров выступают, например, число подходов танкера к КУПОН до полной загрузки, длительность одной непрерывной погрузки танкера у КУПОН и т.п. В ходе верификации модели было показано, что она математически-адекватно описывает реальную систему, модельные параметры оказываются статистически неотличимы от натуральных.

ФАКТЫ

45 тыс. т

расчётная ледовая нагрузка на платформу

Результаты

На основе созданного программного инструмента была смоделирована работа более 30 различных вариантов конфигурации транспортной системы МЛСП «Приразломная». Программа исследований включала анализ раздельного и совместного влияния на эффективность работы системы 12 улучшающих мероприятий, таких как: сокращение времени швартовно-шланговых операций; повышение производительности отгрузки нефти; сокращение времени оформления документов; совместное выполнение операций танкерами и судами снабжения; привлечение дополнительного ледокола; строительство выносного терминала отгрузки нефти; введение в эксплуатацию дополнительного ледового танкера и другие. Результаты моделирования жизненного цикла транспортной системы для всех прогонов модели архивировались в электронном журнале операций. По завершении эксперимента полученные записи позволили выполнить детальный анализ работы системы. Так, например, была получена представительная статистика, и проанализировано использование имеющихся окон погоды КУПОН челночными танкерами (рис.8). Для всех хранилищ МЛСП отслеживалась динамика уровня наполнения, и вычислялись характерные времена и вероятности ситуаций повышенного риска, отвечающих пороговым уровням наполнения.

Поскольку логика поведения исследуемой транспортно-технологической системы



существенно определяется влиянием случайных факторов, имеющих большую степень неопределенности, для получения статистических оценок высокого уровня обеспеченности было необходимо осуществлять многократный запуск имитационной модели. В ходе выполнения работы было выполнено более 12000 имитационных «прогонов» жизненного цикла системы, что потребовало более 3000 часов машинного времени. В результате для каждого варианта транспортной системы были определены все необходимые технические и эксплуатационные показатели, а также статистические законы их распределения.

По результатам выполнения имитационных экспериментов были даны рекомендации по усовершенствованию существующей конфигурации МТТС. При этом было показано, что существующий состав флота обеспечивает достаточную провозоспособность МТТС по нефти и грузам снабжения, а наиболее «тонким» местом являются погодные ограничения системы отгрузки нефти с платформы на танкер. В качестве основного решения было предложено выполнить комплекс улучшающих организационно-технических мероприятий. Такие мероприятия, согласно модельным расчетам, позволят существенно улучшить интегральные показатели эффективности всей системы, в первую очередь – с точки зрения уменьшения вероятностей ситуаций, требующих оперативного вмешательства в согласованный график добычи и снабжения и связанных с этим экономических и технологических рисков.

Резюмируя, следует отметить, что результаты выполненной исследовательской работы позволили не только увидеть и объяснить «тонкие» места в технической и организационной

ФАКТЫ

10 тыс. м³/час

скорость отгрузки нефти

составляющих процессов взаимодействия судов с платформой, но также предложить и доказательно обосновать комплекс экономически обоснованных мер по их устранению. Результаты настоящей работы, инициированной компанией «Газпром нефть шельф», послужили основой для принятия управленческих решений на верхнем уровне компании, а полученные рекомендации внедряются в практику работы МЛСП «Приразломная» и реализуются в виде руководящих документов. Кроме того, полученные результаты позволили в очередной раз убедиться, что затраты на исследования зачастую оказываются несопоставимо малы по сравнению с потенциальным экономическим эффектом.

Не будет преувеличением декларировать, что использованный подход – мультипарадигменное имитационное моделирование – это единственный на сегодняшний день реальный инструмент, позволяющий адекватно ответить на те вызовы, которые предъявляет необходимость комплексного анализа столь сложных объектов, как системы освоения шельфовых месторождений. Работам в данном направлении в последнее время посвящается значительное количество зарубежных научно-технических публикаций. Однако столь масштабное и детальное исследование работы реального объекта арктической шельфовой техники на основе дискретно-событийного и агентного имитационного моделирования было выполнено впервые в мировой практике. ●

Литература

1. Таровик О. В., Топаж А. Г., Крестьянцев А. Б., Кондратенко А. А. Моделирование систем арктического морского транспорта: основы междисциплинарного подхода и опыт практических работ // Арктика: экология и экономика. – 2017. – № 1 (25). – С. 86–101.

KEYWORDS: modeling, the Prirazlomnaya platform, marine transport and technological system, the Arctic transport systems, geographic information environment.

РИС. 8. Усредненные данные по использованию времени года в период максимальной добычи (в процентах от длительности года)



ЛОГИСТИКА В АРКТИКЕ

Терминальная сеть Архангельского речного порта



РЕКЛАМА

В СФЕРЕ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИХ ПОСЛЕДУЮЩЕЙ РАЗРАБОТКИ ВАЖНЫМ ЗВЕНОМ ЯВЛЯЕТСЯ ТРАНСПОРТНАЯ ЛОГИСТИКА. А ЕСЛИ ЭТО КАСАЕТСЯ ШЕЛЬФОВ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА, ТО ТРАНСПОРТНАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ СТАНОВИТСЯ ОПРЕДЕЛЯЮЩИМ ФАКТОРОМ. СЕГОДНЯ НА АРКТИЧЕСКОМ ПОБЕРЕЖЬЕ ВЕДЕТСЯ АКТИВНАЯ РАБОТА ПО ОСВОЕНИЮ И РАЗРАБОТКЕ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ФОРМИРОВАНИЮ ИНФРАСТРУКТУРЫ. В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ «ЯМАЛ СПГ» СТРОИТСЯ ГЛУБОКОВОДНЫЙ ПОРТ В САБЕТТЕ И ЗАВОД ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА. КАК СЕГОДНЯ РАЗВИВАЕТСЯ ОДИН ИЗ САМЫХ ГРОМКИХ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ?

IN THE SPHERE OF EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS AND THEIR SUBSEQUENT DEVELOPMENT, AN IMPORTANT LINK IS TRANSPORT LOGISTICS. AND IF IT CONCERNS THE SHELVES OF THE ARCTIC OCEAN, THE TRANSPORT COMPONENT BECOMES THE DETERMINING FACTOR. TODAY, ACTIVE WORK IS BEING CARRIED OUT ON THE EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF NEW FIELDS, ON THE FORMATION OF INFRASTRUCTURE ON THE ARCTIC COAST. WITHIN THE FRAMEWORK OF THE YAMAL SPG PROJECT IMPLEMENTATION, A DEEP-WATER PORT IN SABETTA AND A GAS LIQUEFACTION PLANT ARE BEING BUILT. HOW IS ONE OF THE MOST AMBITIOUS ARCTIC PROJECTS DEVELOPING TODAY?

Ключевые слова: *транспортировка, порт Сабетта, Ямал СПГ, Архангельский речной порт, терминальная сеть.*

Татьяна Третьякова,
АО «Архангельский речной порт»

Сабетта строилась на песке Архречпорта

Проект «Ямал СПГ» и Сабетта открыли новые возможности не только для нефтегазодобывающей отрасли, в работу активно включились транспортные компании. Архангельский речной порт стал одним из первых в Архангельской области.

«Отправлять первые грузы в Сабетту мы стали в 2012 году, – рассказывает генеральный директор Архангельского речного порта Андрей Разговоров. – Подготовительная работа там уже

велась. Но прежде чем развернуть масштабное строительство порта и завода, необходимо было доставить специалистов и создать условия для работы и жизни. Для строительства рабочего поселка с причалов нашего терминала в «Жаровихе» в Сабетту пошли буксирно-баржевые составы с блоком модулями. Из них впоследствии и построили огромный рабочий поселок. Мы отгрузили десятки судов с различными грузами – это и стройматериалы, техника, топливо. Стройка начиналась на совершенно пустом месте, и для создания инфраструктуры требовалось огромное количество ресурсов».

В последующем в проекте «Ямал СПГ» Архангельский речной порт стал основным поставщиком песка. Нерудные строительные материалы, так на профессиональном сленге называют песок, речной порт добывает в Северной Двине с 1960-х годов. Почти весь Архангельск построен на местном песке. Да и сегодня популярность этого строительного материала не снижается. Качество речного песка подтверждено различными сертификатами. Когда на Сабетте понадобился песок для строительства сложных сооружений, таких как резервуары для сжижения газа, был выбран именно архангельский. Его пробы прошли лабораторные исследования во Франции, где специалисты дали высокую оценку качества. С 2014 года в ЦГР «Жаровиха» началась отгрузка песка для строительства резервуаров. С 2014 по 2016 годы на Сабетту доставлено более 300 тысяч тонн. Оказалось, что из всех компонентов, использованных в производстве бетона для Сабетты,



Буксир порта работает на Сабетте

песок – единственный материал отечественного производства. Сейчас песок будет поставляться на Соловки. Речники запускают на архипелаге модульный бетонный завод. Его планируют использовать для строительства фундаментов жилых домов, водовода и канализации.

Добывает Архангельский речной порт песок и для дорожной отрасли. При строительстве магистралей используется материал мелкой фракции. В 2014–2015 годах он активно использовался при реконструкции федеральной трассы М8. Для главной дорожной артерии региона порт поставил свыше 3 млн тонн.

«Конечно, мы гордимся тем, что наша работа востребована и получает высокую оценку. Сегодня мы не только поставляем песок на Сабетту, мы активно работаем и на других проектах. Сейчас являемся подрядчиками у АО «Межрегионтрубопроводстрой» по строительству ледовых сооружений для глубоководного порта. Наш флот обеспечивает грузоперевозки сложных металлоконструкций, труб и различных стройматериалов. Экипажи наших судов демонстрируют высокий уровень подготовки и опыта работы в арктических условиях. И, конечно, на предприятии ведется каждодневная напряженная работа по обеспечению навигации».



Центральный грузовой район Жаровиха



Грузовой терминал на Соловках

Терминальная сеть Архречпорта

Архангельский речной порт сегодня многопрофильное предприятие, которое обслуживает три грузовых терминала, обеспечивает грузоперевозки в Северодвинском бассейне и пассажирские речные линии в столице Поморья.

Самый востребованный терминал «Жаровиха». Здесь обрабатываются суда с осадкой до 5,2 метра. Основной поток грузов направлен в районы Крайнего Севера и арктического побережья. Заказчиков привлекает удобная транспортная доступность, собственные железнодорожные пути, склады открытого и закрытого типа и отсутствие листа ожидания. С 2013 года в грузовом районе «Жаровиха» работает экспортно-импортный участок, который позволяет отправлять и принимать грузы из Европы и Азии. На время погрузочно-разгрузочных работ здесь открывается временный таможенный пункт.

Для обработки крупнотоннажных судов Архречпорт открыл перевалочный пункт на базе причалов бывшего 2-го лесозавода, по соседству с ЦГР «Жаровиха». Он получил название второго грузового района. Сейчас на этом участке ведется формирование портовой инфраструктуры. На первом этапе провели дноуглубительные работы, после которых второй грузовой район начал обслуживать суда дедвейтом 7–12 тысяч тонн. За полгода работы обработано 7 судов. В основном ведется отгрузка строительных материалов и техники, которые отправляются в Сабетту, Певек и Диксон.

Но обслуживает суда Архречпорт не только на Северной Двине. Уже третью навигацию предприятие обеспечивает погрузо-разгрузочные работы в Белом

море на Соловецком архипелаге. Силами речников там построен терминал, который является основным грузовым терминалом на Соловках. Он позволяет доставлять строительные материалы, технику, топливо и продовольствие для муниципальных нужд.

«Терминал построен и обслуживается речным портом по Концессионному соглашению с правительством Архангельской области, – говорит Андрей Разговоров. – В последние годы на Соловках ведется муниципальное строительство жилья, в поселке создается новая инфраструктура. Доставить строительные грузы и технику на Соловки раньше было крайне затруднительно. Не было условий, причалов. «Тамарин» причал принимал только пассажирские суда и катера. Когда появились проекты по реконструкции водовода, канализации, строительству домов, главным вопросом стала доставка грузов на Соловки. Мы этот вопрос решили в течение одной навигации. Построили площадку для хранения грузов, организовали погрузку-выгрузку плавучими и авто-кранами. Сегодня можем смело сказать, что в Белом море работает полноценный грузовой терминал».

Собственный грузовой терминал и флот позволяет оперативно доставлять на Соловки песок и щебень, а так же делать необходимый запас строительных материалов.

Развитая терминальная сеть речного порта дает возможность предприятию выполнять в регионе функцию оператора по обработке мало- и среднетоннажных судов, обеспечивая грузопотоки в Белом, Баренцевом и Карском морях. Общий грузооборот порта, включая добычу НСМ, достигает 5 млн тонн в год.

Сегодня на речников возложена крайне важная задача и по Северному заводу в Архангельской

области, Ненецком автономном округе. Ежегодно от причалов ЦГР «Жаровиха» уходят десятки судов, которые снабжают отдаленные поселки на побережье Белого и Баренцева морей жизненно необходимыми товарами. Для населения и северных воинских частей отгружаются товары, которые позволяют северянам благополучно перезимовать, ведь морская доставка – единственный доступный способ получить стройматериалы, бытовую технику, машины, продукты, медикаменты и пр. Дважды в месяц «Жаровиха» отгружает по 30 контейнеров с продуктами питания. 20 футовые контейнеры отправляются в Нарьян-Мар. За каждый рейс на побережье Баренцева моря приходит свыше 600 тонн продовольствия. Обрато суда возвращаются с металлоломом и остатками металлоконструкций после очистки Арктики.

«Развивая портовую инфраструктуру, пробуя свои силы в разных направлениях по обработке и формированию грузопотоков, мы, прежде всего, открываем новые возможности для наших клиентов, – говорит Андрей Разговоров. – Сегодня наши заказчики могут беспрепятственно отправлять и получать грузы со всей страны с последующей отправкой в самые северные порты России и наоборот, пользоваться терминалом на Соловках, осуществлять грузоперевозки по Северной Двине, побережью морей Северного ледовитого океана. А наши услуги по доставке песка и щебня дают еще больше возможностей для компаний в строительной сфере».

Можно смело сказать, что сегодня транспортная логистика в Арктике начинается в Архангельске и не малую роль в этом играют местные предприятия, которые развивают портовую инфраструктуру, обрабатывают суда, формируют грузопотоки и собственно говоря, доставляют грузы в Арктику. ●

KEYWORDS: *transportation, the port of Sabetta, Yamal LNG, Arkhangelsk river port and terminal network.*

Добыча песка в Северной Двине



RAO/CIS OFFSHORE 2017

13-я Международная выставка и конференция по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ

12–15 СЕНТЯБРЯ 2017 • САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ – Реализация шельфовых проектов – драйвер промышленного и экономического развития

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ по приоритетным вопросам развития Арктики и континентального шельфа России и стран СНГ

СПЕЦИАЛЬНАЯ СЕССИЯ – Роль международных проектов в изучении геологического строения и оценки ресурсного потенциала арктических, дальневосточных и внутренних морей Евразии

ВЫСТАВОЧНАЯ ЭКСПОЗИЦИЯ геология, эксплуатация морских нефтегазовых месторождений, подводные работы и подводные трубопроводы, суда и морские сооружения, промышленно-экологическая безопасность, системы связи и навигации, инжиниринговые и сервисные услуги.

МОЛОДЕЖНЫЙ ФОРУМ

ВЫЕЗДНОЙ СЕМИНАР С ПОСЕЩЕНИЕМ о.ВАЛААМ

**ВЕДУЩИЕ КОМПАНИИ ОТРАСЛИ
УЖЕ ВКЛЮЧИЛИ RAO/CIS OFFSHORE
В СВОЙ КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ**

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ОФИЦИАЛЬНЫЕ СПОНСОРЫ



СПОНСОР КРУГЛОГО СТОЛА

СПОНСОР

СЕКРЕТАРИАТ



Тел.: (812) 320 9660, 303 8863
E-mail: rao@restec.ru



www.rao-offshore.ru

ПРИСОЕДИНЯЙТЕСЬ!

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОВОДОВ

РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ И ЭКОНОМИЧНЫХ СПОСОБОВ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ОСОБЕННО АКТУАЛЬНА ДЛЯ ПОДВОДНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ, ДОСТУП К КОТОРЫМ ОГРАНИЧЕН И, КАК СЛЕДСТВИЕ, ОБНАРУЖЕНИЕ И УСТРАНЕНИЕ ПРОРЫВОВ НАМНОГО СЛОЖНЕЕ. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ НЕФТЕГАЗОСБОРА УЛУЧШИТ УСЛОВИЯ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И СНИЗИТ СВЯЗАННЫЕ С ЭТИМ ЗАТРАТЫ. ЧТО ПРЕДЛАГАЮТ СОВРЕМЕННЫЕ УЧЕНЫЕ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОВОДОВ?

THE DEVELOPMENT OF EFFICIENT AND COST-EFFECTIVE METHODS OF CORROSION PROTECTION IS ESPECIALLY IMPORTANT FOR UNDERWATER OIL PIPELINES, ACCESS TO WHICH IS LIMITED AND, AS A CONSEQUENCE, THE DETECTION AND REMEDYING OF BREAKS IS MUCH MORE DIFFICULT. IMPROVING THE RELIABILITY OF THE OIL AND GAS COLLECTION SYSTEM WILL IMPROVE ENVIRONMENTAL CONDITIONS AND REDUCE THE RELATED COSTS. WHAT DO MODERN SCIENTISTS SUGGEST TO PREVENT INTERNAL CORROSION OF OIL PIPELINES?

Ключевые слова: защита от коррозии, подводные трубопроводы, нефтепроводы, системы нефтегазосбора, технологическая защита от внутренней коррозии.

Владимир Иванович Бойко,
кафедра освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, доцент, к.т.н.

В настоящее время для защиты нефтепроводов от внутренней коррозии применяют ингибиторы коррозии и покрытия из коррозионноустойчивых материалов. Технология применения ингибиторов коррозии несовершенна, поскольку нет однозначных ответов на вопросы: когда необходимо начинать защиту, в какие точки, сколько и какого ингибитора подавать в поток. Нанесение защитных покрытий на внутреннюю поверхность трубопроводов не нашло широкого применения, т.к. возникают проблемы в зоне сварного стыка.

Вместе с тем известно, что сами по себе нефть и нефтяной газ не вызывают коррозии. В большинстве случаев внутренняя коррозия нефтепроводов является следствием электрохимических процессов, протекающих при контакте пластовой воды с металлом.

Расслоение водонефтяной эмульсии и образование слоя воды, контактирующего со стенкой трубопровода, создают условия для возникновения коррозии вдоль нижней образующей в виде язв и канавок.

Эффективным способом защиты нефтепроводов от внутренней коррозии является технологический. Сущность этого способа защиты состоит в поддержании таких режимов течения обводненной нефти, при которых исключается контакт пластовой воды со стенками трубопровода.

Режим течения, при котором вся вода под действием турбулентных пульсаций распределена в объеме нефти, реализуется при определенных гидродинамических условиях и ограничен обводненностью 50–70%, т.е. до точки инверсии фаз эмульсии. Однако, даже при большой обводненности нефти возможно

использование технологического способа защиты от коррозии при условии предварительного сброса воды.

Вместе с тем, для практического использования технологического способа защиты нефтепроводов от коррозии необходимо знать влияние основных параметров потока на закономерности расслоения водонефтяных эмульсий.

Многочисленные попытки обобщения промысловых данных с целью определения влияния отдельных параметров на условия расслоения эмульсий и возникновения внутренней коррозии результата не дали. Это объясняется тем, что на процесс образования и расслоения эмульсий влияет большое число факторов: скорость потока, обводненность нефти, газосодержание, свойства нефти и воды, устойчивость эмульсий, диаметр и профиль трубопровода, режим течения и др. Проследить степень влияния отдельного параметра, при большом различии других, весьма сложно. Однако установлено, что при росте обводненности нефти и снижении скорости потока, вероятность коррозии возрастает, но это справедливо при прочих равных условиях.

Из практики известно, что в одних случаях при сравнительно высокой обводненности нефти коррозия отсутствует, а в других – присутствие следов воды в нефти, ведет к образованию водных скоплений и сопровождается интенсивной внутренней коррозией и порывами нефтепроводов.

Для определения степени влияния основных параметров потока на условия расслоения эмульсий и образование слоя воды, контактирующего со стенками трубопровода, были проведены экспериментальные исследования на лабораторных и промысловых установках, обобщенные результаты этих исследований приведены в данной работе.

Первый этап работ выполнен в лаборатории гидродинамики многофазных потоков Грозненского нефтяного института и на промысловом стенде, расположенном в ЦДНГ-2 ОАО «НК «Роснефть» – Ставропольнефтегаз» [1, 2].

На лабораторной установке в качестве модельных жидкостей



использовались трансформаторное масло, вода и воздух, а внутренний диаметр экспериментального участка составлял 39,4 мм.

Промысловые исследования на нефти, пластовой воде и нефтяном газе выполнены на установке, имевшей диаметры участков 46,8 и 39,0 мм.

Второй этап работ выполнен во Вьетнаме [3]. Лабораторные исследования проводились в Институте механики (г. Ханой). На установке использовались: веретенное масло White Spindle, вода и воздух, внутренний диаметр экспериментальных участков составлял 40,5; 30,8; 24,6 мм.

Промысловые исследования на нефти, пластовой воде и нефтяном газе проведены на стенде, имевшем участки с внутренним диаметром 193,6; 100,2; 62,0 мм. Стенд был построен на морской стационарной платформе МСП-7, а опыты по выносу водных скоплений выполнены на действующем подводном нефтепроводе между МСП-7 и МСП-5 (СП «Вьетсовпетро», шельф Вьетнама).

Возможности экспериментальных установок позволили выполнить исследования в широком диапазоне параметров потока: скорость изменялась от 0,05 до 5м/с, водосодержание от 1 до 80%, газосодержание от 0 до 90%.

Лабораторные установки и промысловые стенды имели горизонтальные, восходящие, нисходящие и вертикальные участки, которые моделировали рельефные трубопроводы и райзерные стояки.

Наличие слоя воды, контактирующего со стенкой

трубопровода, а также тип образующейся эмульсии и значение обводненности в точке инверсии фаз определялись методом электросопротивления с помощью датчиков, установленных вдоль нижней образующей трубы.

Результаты экспериментальных исследований представлены на рис. 1 и 2.

На графиках область, расположенная слева от рассматриваемой границы перехода, характеризует режимы течения, при которых вода в виде капель полностью распределена в объеме нефти и отсутствует ее контакт со стенками трубопровода, т.е. это область антикоррозионных режимов течения (зона А).

Справа от кривых – область режимов течения, при которых эмульсия частично или полностью расслаивается и в трубопроводе имеется слой воды, контактирующий со стенками трубопровода, т.е. это коррозионно-опасная зона режимов течения (на рис. 1, 2 зона В).

Анализ результатов экспериментальных исследований показывает, что при сравнительно малых скоростях потока течение нефти и воды в горизонтальном трубопроводе полностью или частично расслоенное, но с увеличением скорости и, соответственно турбулентности потока, вода в виде капель начинает проникать в объем нефти и, по мере роста скорости течения, слой свободной воды постепенно уменьшается, затем превращается в тонкий слой (в виде ручейка) и, наконец, вся вода переходит во взвешенное состояние.

УДК 620.19

РИС. 1. Граница перехода от расслоенного течения к полностью эмульсионному (масло, вода, воздух)

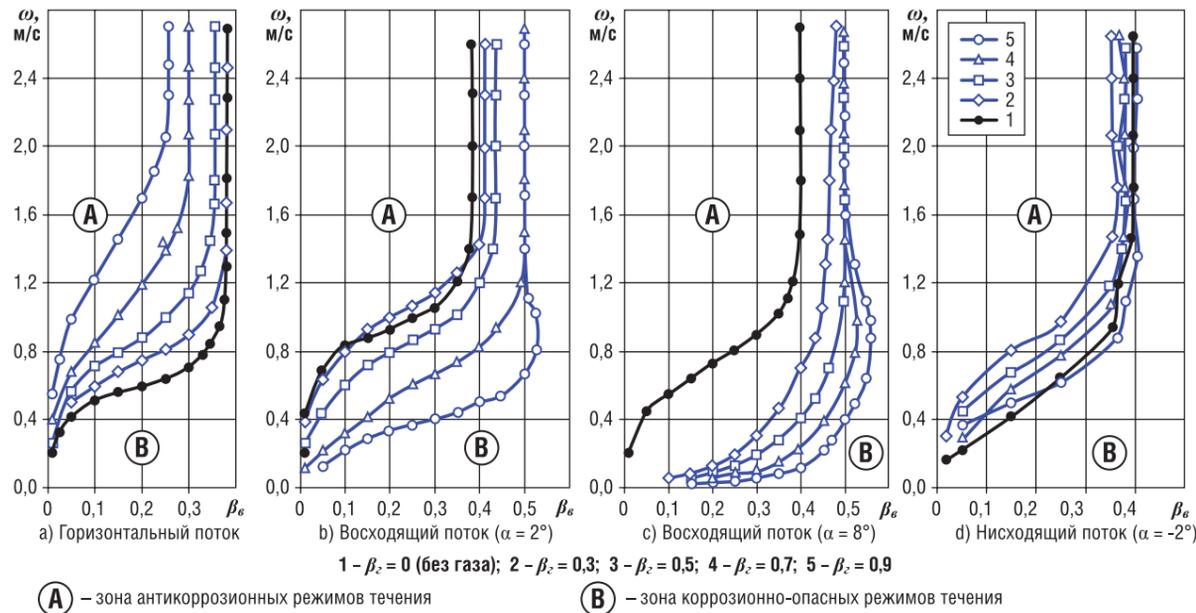
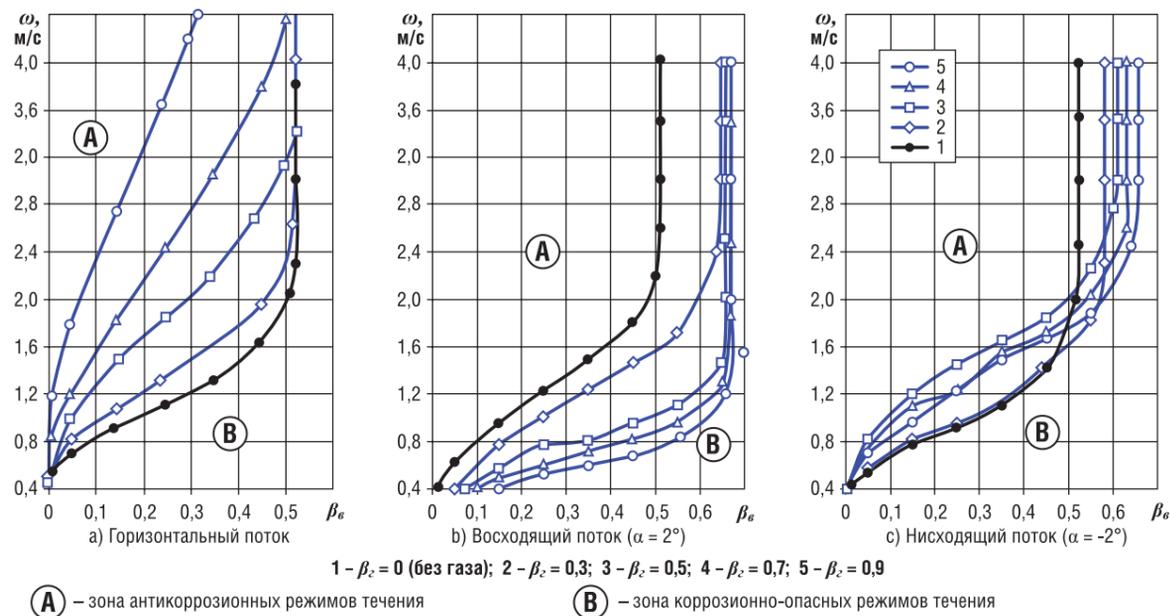


РИС. 2. Граница перехода от расслоенного течения к полностью эмульсионному (нефть, пластовая вода, газ)



Ручейковое течение воды, очень опасное с точки зрения коррозии, возникает не только при малой обводненности, но и при значительной обводненности возможны режимы течения, при которых основное количество воды взвешено за счет турбулентных пульсаций в объеме нефти, а небольшое количество движется вдоль нижней образующей трубопровода в виде ручейка.

Например, при течении нефти с обводненностью 40% ($= 0,4$) в горизонтальном трубопроводе

скорость потока, необходимая для полного эмульгирования воды в нефти должна превышать 1,4 м/с (рис. 2а, кривая 1). Однако, при скоростях меньших 1,4 м/с энергии турбулентного потока недостаточно для эмульгирования всего объема воды и часть ее, в виде ручейка, движется вдоль нижней образующей и может вызывать так называемую «ручейковую» коррозию.

Из графиков видно, что с увеличением обводненности для полного эмульгирования воды в

нефти необходима более высокая скорость потока, т.е. требуется более высокий уровень турбулентности.

С ростом скорости потока увеличивается интенсивность турбулентных пульсаций и, в результате дробления, диаметр образующихся капель воды уменьшается, а диаметр капель, которые поток при этом способен поддерживать во взвешенном состоянии под действием турбулентных пульсаций увеличивается. Равенство

наибольших диаметров капель, образующихся и взвешиваемых потоком, определяет границу перехода от расслоенного течения к полностью эмульсионному.

Диаметр капель воды, которые поток в состоянии поддерживать во взвешенном состоянии определяется характерной скоростью турбулентных пульсаций – динамической скоростью, а размер образующихся в потоке капель зависит от масштаба турбулентных пульсаций.

Исходя из этих представлений, на основе теории локально-изотропной турбулентности и с использованием результатов экспериментальных исследований, в том числе по определению дисперсности эмульсий, образующихся в потоке, получена зависимость критической скорости потока от основных параметров потока. Для нефтепроводов диаметром более 50 мм зависимость имеет вид:

$$\omega_{кр} = 0,07 \frac{\sigma^{0,56} (\rho_g - \rho_n)^{0,24} g^{0,24}}{D^{0,21} \rho_n^{0,19} \mu_n^{0,61} (1 - \beta_w)^{0,38}} \left(\frac{\beta_{ин} - \beta_w}{\beta_{ин}} \right)^{-0,48} \left(\frac{3\mu_w + 3\mu_n}{3\mu_w + 2\mu_n} \right)^{0,81} \quad (1)$$



где: $\omega_{кр}$ – критическая скорость потока, м/с; D – внутренний диаметр нефтепровода, м; σ – поверхностное натяжение на границе раздела между нефтью и водой, Н/м; g – ускорение свободного падения, м/с²; ρ_w и ρ_n – плотность воды и нефти, кг/м³; μ_w и μ_n – вязкость воды и нефти, МПа·с; β_w – обводненность нефти, доли ед.; $\beta_{ин}$ – обводненность в точке инверсии фаз, доли ед.

При скорости потока выше критической происходит полное эмульгирование воды в нефти и отсутствует контакт воды со

стенками нефтепровода, т.е. формируются антикоррозионные режимы течения.

Намного сложнее эти процессы протекают при течении газодонефтяных смесей по причине широкого многообразия структурных форм течения и неоднородности потока, как по сечению, так и по длине трубопровода.

В горизонтальных трубопроводах наличие газовой фазы, при прочих равных условиях, существенно увеличивает область режимов, при которых происходит расслоение

www.atamanguns.ru

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ
АКСЕССУАРЫ

НОВИНКИ

ООО «МЗВО»
+7 (495) 9847629

РЕКЛАМА



эмульсии (рис. 1а, 2а, кривые 2–4). Это объясняется относительным скольжением фаз в газожидкостном потоке, при котором скорость газа значительно превышает скорость жидкости и это создает условия для расслоения эмульсии и возникновения внутренней коррозии. Однако необходимо учитывать, что на практике скорость в системах совместного транспорта продукции скважин многократно возрастает с появлением газа и это может предотвратить внутреннюю коррозию.

В восходящих трубопроводах (за исключением их начальных участков) переход к полностью эмульсионному течению наступает при значительно меньших скоростях потока (рис. 1б, 1с, 2б, кривые 2–4).

На восходящих участках возникают возвратно-поступательные движения эмульсии, которые являются следствием проскальзывания газовых пробок. При этом газ, всплывающий через жидкость (механизм барботажа) приводит к интенсивному эмульгированию воды в объеме нефти и тем самым предотвращается контакт воды со стенками нефтепровода.

С ростом газосодержания и угла наклона трубопровода частота газовых пробок возрастает и, в результате, снижается скорость, при которой завершается переход к полностью эмульсионному течению.

В нисходящих трубопроводах (рис. 1д, 2с, кривые 2–4) влияние газа на процесс эмульгирования воды проявляется незначительно.

Анализ графиков показывает, что при прочих равных условиях,

наибольшую опасность, с точки зрения внутренней коррозии, представляют горизонтальные нефтегазопроводы и, в первую очередь, участки, предшествующие подъемным, где возможно образование водных скоплений.

Для морских трубопроводов, транспортирующих продукцию скважин, самым опасным местом является горизонтальный участок перед райзером, причем протяженность наиболее опасной зоны сравнительно невелика и примерно соответствует высоте райзера. Однако, учитывая то обстоятельство, что этот участок находится в непосредственной близости от морской платформы необходимо обеспечить его надежную защиту.

В работе также получено условие полного эмульгирования воды в газоземulsionном потоке:

$$\omega_{sp} = 1,56 \frac{D^{0,59} \sigma^{0,44} g^{0,38} (\rho_g - \rho_n)^{0,38} (3\mu_n + 3\mu_g)^{0,82}}{\mu_n^{0,68} \rho_n^{0,18}} \left(\frac{3\mu_n + 3\mu_g}{3\mu_n + 2\mu_g} \right)^{0,82} \times \frac{\beta_g^{0,38} \beta_n^{1,53} \varphi_z^{0,38} [1 - \varphi (1 + 0,1\beta_z^{-0,4})]^{0,38}}{(1 - \beta_z)^{0,3} (\beta_z - \varphi_z)^{0,38} [1 + ((\beta_z - \varphi_z)/(1 - \varphi_z))^{0,15}]^{0,15}}, \quad (2)$$

где: β_z – расходное газосодержание потока, доли ед., φ_z – истинное газосодержание, доли ед.

Полученное выражение справедливо для горизонтальных нефтегазопроводов в области расходных газосодержаний от 0,55 до 95%.

Основная трудность при определении критической скорости газоземulsionного потока заключается в определении истинного газосодержания потока. В области пробкового течения истинное и расходное

газосодержания имеют линейную зависимость. При скоростях потока соответствующих критерию Фруда $Fr > 4$ можно принять соотношение, $\varphi_z = 0,81\beta_z$, а при значениях $Fr \leq 4$ истинное газосодержание можно определять по формуле Г.Уоллиса [4].

Сравнение экспериментальных данных с рассчитанными по формулам 1 и 2 показало их удовлетворительную сходимость.

Сопоставляя фактическую скорость движения водонефтяной эмульсии в нефтепроводе с критической, ниже которой начинается расслоение эмульсии и образование слоя воды, контактирующего со стенкой трубопровода, можно решать следующие практические задачи:

- во-первых, выявлять участки нефтепроводов подверженных внутренней коррозии с целью своевременной инспекции и обоснованного применения ингибиторов коррозии;
- во-вторых, производить выбор режима эксплуатации нефтепровода с учетом обеспечения антикоррозионного режима течения;
- в-третьих, выявлять влияние вводимых в поток ПАВ (деэмульгаторов) и, в соответствии с этим, оптимизировать точки их ввода в нефтепровод;
- и, в-четвертых, прогнозировать условия эксплуатации нефтепроводов при изменении их загрузки и обводненности нефти. ●

Литература

1. Медведев В.Ф., Гужов А.И., Бойко В.И. Условие полного эмульгирования пластовой воды и нефти в трубопроводе. Нефтепромысловое дело, 1984, №2, с. 11–13.
2. Бойко В.И., Кханг Н.Т. Влияние режима течения газодонефтяных смесей на внутреннюю коррозию нефтепроводов. Сборник докладов на международной конференции «Безопасность трубопроводов». Москва, 28-31 августа 1997, с. 8–15.
3. Khang N.T., Boiko V.I., Tuan L.B. Study and selection of realizable and suitable solution for protection the subsea pipelines system from inside corrosion on oil field «White Tiger» J.V. «Vietsovpetro» – French-Vietnamese Training-Scientific Workshop-Multiphase Flow Application Into Oil-Gas Industry, Hanoi, 19–23 April 1999, p.p. 71–78.
4. Уоллис Г. Одномерные двухфазные течения. Перевод с англ. под ред. И.А. Аладьева. М., Мир, 1972, 440 с.

KEYWORDS: corrosion protection, underwater pipelines, oil pipelines, oil and gas collecting systems, technological protection from internal corrosion.



Международный форум по энергоэффективности и развитию энергетики

РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ

3–7 ОКТЯБРЯ 2017 ГОДА
Москва
Санкт-Петербург

Информационная служба РЭН-2017:
Тел.: 8 (800) 333-17-73
Email: info@rusenergyweek.com
www.rusenergyweek.com



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

ЗАДАЧИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ МОРСКИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН



Марат Набиевич Мансуров, заведующий Отделением научно-технического обеспечения морских проектов КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н., профессор

В СТАТЬЕ НА ОСНОВЕ ОПЫТА, НАКОПЛЕННОГО АВТОРАМИ ПРИ ОБОБЩЕНИИ И ИСПОЛЬЗОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПРОВОДИМЫХ ПРИ БУРЕНИИ ПОИСКОВЫХ, РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ МОРСКИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН, ОПРЕДЕЛЕНА НАПРАВЛЕНИЯ И ЗАДАЧИ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛОЖЕНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ С УЧЕТОМ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ РОССИИ

THE ARTICLE BASED ON AUTHORS EXPERIENCE GAINED IN RESEARCHES, CONDUCTING DURING DRILLING OF PROSPECTING, EXPLORATION AND PRODUCTION OFFSHORE GAS-CONDENSATE WELLS, CONTAINS MAIN DIRECTIONS AND TASKS REGARDING TO THIS PROBLEMS, AND ALSO GIVES RECOMMENDATIONS TO ADVANCE THE PROCESS OF GENERALIZATION AND USE OF RESEARCH RESULTS SUBJECT TO CONDITIONS OF WELLS OPERATION AND FIELDS EXPLORATION ON RUSSIAN SHELF

Ключевые слова: исследование морских скважин, полнота и точность информации, свойства и строение продуктивных пластов, гидродинамические исследования, газоконденсатность, отбор проб флюидов, технологический режим скважин, разработка месторождения.

УДК 622.241 (244, 245)



Валерия Владимировна Островская, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ведущий научный сотрудник лаборатории геологического моделирования на шельфе Отделения научно-технического обеспечения морских проектов, к.г.-м.н.

Как определено в Инструкции по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин компании Газпром [1], в период геолого-разведочных работ на газоконденсатном месторождении (ГКМ) в обязательном порядке должен проводиться комплекс, включающий четыре основных вида исследований:

- петрофизические исследования, необходимые для изучения литологических характеристик и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород;
- геофизические исследования (ГИС), необходимые для изучения строения и свойств вскрытых скважиной горных пород, выявления и оценки содержащихся в породах флюидов;
- газодинамические исследования (ГДИС) для получения информации о термобарических параметрах

пласта и работы скважины с последующим расчетом фильтрационных свойств коллектора;

- газоконденсатные исследования (ГКИ) для изучения газоконденсатной характеристики (ГКХ) продуктивных залежей.

При проведении исследований должны быть получены следующие данные о скважине, продуктивных пластах и насыщающих их флюидах:

- параметры режима работы скважины;
- фильтрационно-емкостные свойства коллектора (гидропроводность, пьезопроводность, проницаемость, продуктивность);
- типы и местоположения неоднородностей и границ в пласте, обусловленных литологическими и тектоническими особенностями строения залежи;

- параметры энергетического состояния системы «скважина-пласт» – пластовые давления, депрессии;
- характеристики качества совершенства вскрытия пласта и состояния призабойной зоны скважин;
- состав пластовой углеводородной (УВ) системы, ее фазовое состояние, потенциальное содержание в ней как различных компонентов, так и групп компонентов.

Особо важное значение для извлечения углеводородов из недр имеют полнота и точность информации о свойствах продуктивных пластов и их строения. Неполный объем этой информации – одна из причин недостаточной обоснованности принимаемых решений и, как следствие этого, неудач при их практическом осуществлении [2].

Разработка морских месторождений имеет ряд принципиальных отличий от методов разработки углеводородных месторождений суши. Они, в первую очередь, обусловлены высокой стоимостью строительства поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, вследствие которой задачи поиска и разведки, заключающиеся в обнаружении скоплений углеводородов в количестве, достаточном для промышленной добычи, а также в исследованиях для подготовки открытого месторождения к освоению, должны решаться при малых объемах буровых работ.

Кроме того, при бурении поисково-разведочных скважин и эксплуатационных скважин

с подводным заканчиванием на шельфе арктических и дальневосточных морей, осуществляемых с помощью мобильных буровых установок, негативным фактором является длительный ледовый период, который в Охотском море составляет 6,5–7 месяцев, а в арктических морях достигает 9 месяцев, ограничивающий буровой сезон 3–5,5 месяцами открытой воды.

В условиях малой изученности бурением и ограниченных сроков на проведение исследований скважин возникают серьезные трудности при применении компьютерных технологий геологического моделирования морских месторождений, включающих геометризацию залежи, оценку подсчетных параметров по скважинам, объемов запасов нефти, газа и конденсата. В этих условиях следует обратить внимание на углубленную интерпретацию сейсмических данных и получение сведений о фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов, что требует в большинстве случаев нестандартных решений, например, рассмотренных в [3]. При этом, на наш взгляд, точность подсчета запасов углеводородов в значительной мере определяется обоснованностью нижних пределов фильтрационных свойств горных пород, оценка которых должна производиться методами геофизических исследований скважин.

Как известно, исследования морских поисковых и разведочных скважин имеют особую значимость для принятия проектных решений по освоению месторождения и должны проводиться с максимальным использованием возможностей определения параметров продуктивной толщи (горизонта, пласта) и пластовых флюидов, а также их дифференциации по разрезу (поинтервальные исследования). Многолетний опыт использования результатов исследований морских скважин позволяет утверждать, что хотя лицензионные обязательства недропользователя в отношении геологической изученности месторождения, как правило, полностью выполняются, можно отметить недостаточность ядерного материала для детальной характеристики всех продуктивных пластов исследуемого месторождения. Часто при разведочном бурении наблюдаются существенные (до 50–100 м) погрешности прогноза положения кровли залежи по сравнению с данными высокоразрешающей сейсмоки. Такая погрешность обычно связана с большими неопределенностями глубинных преобразований сейсмических данных из-за сложностей геологического строения верхней части разреза скважин. Выявляется также наличие не установленных



ранее разрывных нарушений. Однако, свойства разрывных нарушений (горизонтальная и вертикальная проводимость, изолирующие свойства) на площади месторождения требуют дальнейшего тщательного изучения, поскольку информация о проводимости разломных зон в процессе исследования разведочных скважин в достаточном объеме не выявляется. Требуется также проведение дополнительных исследований экраняющей роли тектонических нарушений для решения вопроса о блоковом строении залежи.

Изучение физических свойств горных пород по шламу является одним из направлений физики пласта, которое актуально для морских скважин в условиях дефицита керна. Хотя шламом можно практически непрерывно охарактеризовать разрез скважин, этот источник информации используется в весьма ограниченном объеме из-за неудовлетворительной привязки к глубинам отбора, а также недостаточной изученности корреляции между физическими свойствами шлама и горной породы в естественном состоянии. В этой связи, нам представляется важным и необходимым проведение лабораторных и компьютерных исследований по отработке методических вопросов обоснования использования шлама в качестве эквивалента ядерного материала с целью определения физических параметров горных пород с точностью, не уступающей стандартным лабораторным методам.

Также, обычно недостаточно исследований, проведенных в период разведки, для характеристики месторождения, имеющего сложное геологическое строение залежи, наличие тектонических нарушений и др. Основной недостаток информации наблюдается в гидродинамических исследованиях. Исследования пластовых флюидов месторождений при испытании поисковых и разведочных скважин проводятся с целью определения параметров и показателей, являющихся исходными данными для подсчета балансовых и извлекаемых запасов газа, конденсата и нефти, а также определение их

продуктивной характеристики, необходимой для проектирования разработки и планирования добычи углеводородов.

Промысловые газоконденсатные исследования проводятся методом непрерывных отборов промышленных количеств газа при одноступенчатой сепарации газа в соответствии с требованиями [1]. Для получения информации, необходимой для проектирования промыслового оборудования, при первичных исследованиях следует применять метод двухступенчатой сепарации.

При первичных исследованиях скважин должны соблюдаться следующие условия:

- изучение состава пластового газа и содержания углеводородов C5+ в газе должно проводиться из отдельного, небольшой мощности интервала;
- скважина перед исследованиями должна быть очищена от продуктов бурения и заканчивания;
- в продукции скважины нежелательно присутствие пластовой воды;
- перед началом исследований на газоконденсатность скважины последняя должна работать не менее двух суток при депрессии, не превышающей 15–20%, до стабилизации термобарических параметров;
- депрессия на пласт при исследовании насыщенных залежей не должна превышать 10% от пластового давления; при исследовании недонасыщенных газоконденсатных систем забойное давление должно быть больше или равно давлению начала конденсации;
- скорость потока в стволе скважины должна обеспечивать вынос на поверхность жидкости с забоя скважины;
- скважина должна работать в безгидратном режиме.

Для качественных газоконденсатных исследований необходимо достижение установленного режима выноса жидких углеводородов из ствола скважины в сепарационное оборудование. Выполнить это условие можно при дебитах смеси, равных или превышающих некоторый минимально необходимый дебит (МНД). Во

избежание колебания дебита газа давление сепарации должно быть равно или меньше половины устьевого рабочего давления. На основании опытов проведения газоконденсатных исследований на разведочном этапе установлено, что представительный состав конденсата и его выход при малых затратах времени (2–3 дня) могут быть получены при минимально допустимом дебите газа, при котором скорость последнего в башмаке фонтанных труб равна около 4 м/с и более, а депрессия на пласт не превышает 10%.

Более высокие депрессии приведут к удлинению срока стабилизации потока и проведения исследований (до 7–8 дней), что является не целесообразным. В случае проведения газоконденсатных исследований при малых дебитах газа, при которых скорость восходящего потока газа в башмаке НКТ значительно ниже рекомендуемых, наблюдается искажение результатов исследования как количественной, так и качественной характеристики пробы. При работе скважины с малым дебитом при снижении давления и температуры по стволу скважины из движущегося потока газа происходит выпадение наиболее высококипящих углеводородов, которые опускаются на забой. В связи с чем, конденсат будет иметь облегченный состав. Однако, его количество будет завышенным за счет перехода в газовую фазу легкой части конденсата, выпавшего на забой.

На качество проб оказывают влияние, как условия работы скважины, так и термобарические условия сепарации газа. Согласно [1] отбор проб рекомендуется проводить при давлении близком к давлению максимальной конденсации. При этом даже глубокое (до -40°C) охлаждение пробы в зимнее время не вызывает ощутимых изменений ее состава. Искажение состава пробы отсепарированного конденсата вызывается высокими температурами, имеющими место при отборе на месторождениях с высокими пластовыми температурами (более 100°C). Поэтому нагревание контейнера с пробой газа перед анализом гарантирует представительность состава. Перевод обратно в газовое состояние частично

сконденсировавшихся углеводородов C5+ в контейнере путем нагрева возможен в случае отбора пробы газа при температуре не выше 5–10°C. Во избежание искажения составов проб отсепарированного газа и конденсата за счет высокой температуры сепарации при исследовании рекомендуется применять двухступенчатую сепарацию.

При исследовании скважины, вскрывшей газоконденсатную и нефтяную залежи, при давлении сепарации 3–7 МПа в контейнер вместо смеси сырого конденсата или сырой нефти с газом можно отобрать пену. После того как пена в контейнере отстоится, в контейнере окажется газовая шапка. Поэтому исследовать такую скважину необходимо при давлении сепарации 1,5–2,5 МПа. Чем выше температура сепарации, тем меньше устойчивость пены, поэтому [1] рекомендует поддерживать температуру сепарации в пределах 20–30% от пластовой температуры.

На разведочном этапе и в начальный период разработки для определения состава пластового газа рекомендуется применять процесс дебутанизации нестабильного газового конденсата (КГН). Как показывают исследования, в дегазированных конденсатах в растворенном состоянии содержится еще некоторое количество газообразных углеводородов, которые могут быть выделены путем нагрева конденсатов. В период разработки при облегчении добычаемого конденсата, а также при изучении систем с конденсатами плотностью менее 0,70 г/см³ можно ограничиться процессом дегазации проб.

Обобщая практику промысловых исследований на морских скважинах, находящихся в процессе бурения, к сожалению, необходимо отметить, что они, как правило, проводятся с отступлением от нормативных требований, что приводит к значительным искажениям термобарических характеристик исследуемых залежей. Так, промысловые исследования скважин часто проводятся при высоких дебитах для обеспечения выноса конденсата с забоя, но при этом время работы

скважины перед замерами выходов конденсата, как правило, недостаточное для стабилизации состава смеси, поступающей в сепаратор, что негативно влияет на представительность отобранных при исследовании проб газа и конденсата. По этой причине величины выходов сырого конденсата могут быть как завышенными, так и заниженными из-за капельного уноса конденсата с газом сепарации при больших скоростях газа в сепараторе.

Хотя, характер изменения забойных и устьевых параметров при исследованиях свидетельствует о стабильных режимах работы скважин, наблюдается значительный разброс точечных значений конденсатогазового фактора (КГФ), при этом депрессия на пласт может достигать 40%, а время стабилизации скважины перед замерами дебитов не превышать двух часов. Учитывая влияние таких факторов на представительность отобранных скважинных проб, проводится лабораторное изучение проб газа и конденсата, отобранных в процессе промысловых исследований, но исключить разброс и неопределенность исследуемых показателей, как правило, не удается. Причина такой ситуации, по нашему мнению, кроется в

том, что сегодня нефтегазовые компании в целях псевдоэкономии сокращают время проведения и объем необходимых исследований, забывая, что поисковая или разведочная скважина будет ликвидирована, а недополученные сведения не оправдывают «сэкономленных» затрат, поскольку целью разведочного бурения является подготовка открытого месторождения к освоению.

На наш взгляд, с целью качественного проведения исследований скважин на море, при проведении промысловых работ следует:

- запланированные в скважине комплексные газогидродинамические и газоконденсатные исследования и ГИС-контроль совмещать по времени;
- очистку скважины от продуктов бурения и заканчивания при достижении скорости потока у интервалов перфорации более 2 м/с проводить при депрессии не более 10% и выдерживать до стабилизации контролируемых параметров (давление, расход газа, конденсата, попутной воды) на максимально допустимом режиме не менее 12 ч;



- перед началом исследований отработать скважину не менее 2 сут при депрессии, не превышающей 15–20 %, до стабилизации термобарических параметров. При этом скорость потока газа у башмака лифтовых труб должна быть не менее 2,5–3 м/с при депрессии до 10 % от пластового давления;
- для определения продуктивной характеристики ГДИС проводить на трех стационарных режимах продолжительностью не менее 10 ч с целью стабилизации термобарических параметров;
- на одном из режимов ГДИС предусмотреть исследования на газоконденсатность с отбором двух комплектов рУТ-проб (два поршневых контейнера по 700 мл, два баллона по 20 л) с целью сопоставления результатов отбора проб на данном режиме;
- обеспечить пониженные температуры сепарации (менее 10°C) путем дросселирования перед сепаратором;
- для определения состава пластового газа и основных физико-химических характеристик конденсата отбирать три контейнера нестабильного конденсата по 100–150 см³ каждый, два контейнера газа сепарации по 100–150 см³ на каждом режиме.
- предусмотреть отбор проб попутной воды и конденсата непосредственно с сепаратора по 5 л на режиме очистки и каждом режиме исследований;
- расчет состава пластового газа и конденсата газового нестабильного производить с процессом дебутанизации;
- проводить определения содержания в составе газа и конденсата мышьяка и ртути;
- для получения информации о характере работы вскрытых интервалов, оценке вклада в работу каждого вскрытого интервала в общий дебит скважины и определения термобарических параметров в области вскрытой толщи проводить запись профиля

притока в работающей и остановленной скважине.

Следует обратить внимание на упомянутое выше условие необходимости ликвидации морских поисково-разведочных скважин после проведения всех исследований. Из-за высокой стоимости таких скважин и при успешном выполнении ими геологических задач, у недропользователя довольно часто возникает желание перевести их в разряд эксплуатационных и осуществлять ими добычу продукции. Такой подход, по нашему глубокому убеждению, не приемлем по следующим технико-экономическим причинам:

- конструктивные особенности поисково-разведочных скважин малоприспособлены и небезопасны для длительной добычи УВ. Это обуславливается ограниченным диаметром эксплуатационных колонн, которые необходимы для установки в верхней их части клапана-отсекателя;
- исключены возможности замены колонн на трубы большего диаметра и установки соответствующего скважинного оборудования, необходимого для обеспечения длительной безопасной эксплуатации данных скважин.
- вертикальные профили эксплуатационных колонн поисковых и разведочных скважин, а также характер вскрытия ими продуктивных горизонтов, как правило, не соответствуют параметрам проектных наклонно-направленных и горизонтальных добывающих скважин, что не обеспечивает высокие проектные дебиты морских скважин в течение продолжительного периода эксплуатации.

Реализация проектных технико-технологических показателей разработки морских месторождений наиболее целесообразным способом обеспечивается строительством ограниченного количества новых скважин соответствующей конструкции наклонно-направленного и горизонтального профилей. При этом задачей эксплуатационного бурения скважин является эффективное дренирование продуктивного пласта с использованием наименьшего возможного количества скважин для добычи максимального объема нефти и газа с максимально выгодным темпом отбора, что играет ключевую роль в обеспечении рентабельности при планировании работ на морских месторождениях. Поэтому ограниченное количество добывающих скважин обуславливает необходимость тщательного обоснования режимов их эксплуатации.

Выбор технологического режима работы скважин морских газоконденсатных месторождений относится к числу наиболее важных решений, принимаемых при их проектировании и в процессе их эксплуатации. Технологический режим работы наряду с типом скважин (вертикальная или горизонтальная) предопределяет их количество и, следовательно, промышленное обустройство, и, в конечном счете – капиталовложения в освоение месторождения при заданном

отборе из залежи. Как отмечается в [4], трудно найти такие проблемы при проектировании, которые бы имели столь многовариантное и сугубо субъективное решение, как выбор и обоснование технологического режима. Как следствие этого, в настоящее время в разных проектах разработки, выполненных различными организациями, технологические режимы могут существенно различаться даже при практически одинаковых исходных данных.

В этой связи особую трудность вызывает обоснование технологического режима работы горизонтальных скважин на месторождениях с высоким газоконденсатными факторами, для которых требуются как минимум два главных элемента: результаты специальных исследований, проведенных для обоснования режима работы скважин при стационарных режимах фильтрации, и теоретические основы процессов, происходящих в пласте (в том числе в условиях деформации и разрушения призабойной зоны), во вскрытых интервалах и лифтовых трубах скважин в условиях обводнения подошвенной водой, образования пробок, коррозии и т.д. Адекватный прогноз параметров этих процессов непосредственно в рамках широко применяемых программных пакетов гидродинамического моделирования практически неосуществим даже при сгущении расчетных сеток, поэтому при прогнозировании показателей разработки необходимо ориентироваться на результаты экспериментальных исследований.

Для проведения широкого спектра исследований в области многофазной гидродинамики в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан и построен специализированный исследовательский комплекс, состоящий из группы независимо функционирующих экспериментальных стендов, объединенных единой коммуникационной системой и позволяющих проводить работы по следующим направлениям:

- Исследования закономерностей многофазной гидродинамики, включая вертикальные, наклонные и горизонтальные

многофазные потоки «газ-вода-конденсат» и «газ-жидкость-твердые включения» в шлейфах сложного профиля, пульсационные процессы и волновые воздействия на характеристики многофазных потоков в трубах промышленного сортамента и др.

- Отработка технологий эксплуатации промысловых систем, включая колтюбинговые технологии, совершенствование конструкций и оснащения скважин с целью улучшения условий выноса жидкой фазы (газлифт и др.), моделирование совместной работы призабойной зоны и скважины, эксплуатации нескольких скважин общим шлейфом и др.
- Испытания оборудования, включая исследования влияния свойств внутренних поверхностей стенок труб на гидродинамические характеристики многофазных потоков и характеристик запорно-регулирующей арматуры, испытания скважинного и платформенного оборудования, в том числе измерительного, в условиях многофазности потоков, а также исследования абразивного износа оборудования и др.
- Создание банка экспериментальных данных по многофазной гидродинамике.

Проведенные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» комплексные экспериментальные и аналитические исследования многофазной гидродинамики на ряде месторождений суши позволили повысить прогнозную эффективность эксплуатации скважин и промысловых систем при наличии в продукции жидкой фазы. Анализ полученных результатов показывает, что даже малое количество жидкости накладывает существенные ограничения на диапазоны допустимых режимов эксплуатации, обостряя требования рационального использования упругой энергии пластового газа на всех этапах разработки месторождений. В частности, на месторождении, где содержание конденсата составляет всего 45–70 г/м³, наличие жидкости в продукции приводит к дополнительным ограничениям величин дебитов снизу и величин

давлений на входе в УКПГ – сверху, а также выдвигает требования к оптимизации конструкций: стволов скважин – по диаметрам и углам наклона; шлейфов – по диаметрам, длинам и рельефу укладки и т.д.

Резюмируя изложенное, можно констатировать, что целостность процесса разработки морского месторождения – от моделирования пласта до выбора схемы заканчивания скважин, получения первой продукции и последующей эксплуатации месторождения, должна обуславливать необходимую гибкость и адаптивность проектных решений, так как любая новая информация о продуктивном пласте, необходимость применения более совершенных технологий и множество других параметров, которые зачастую выясняются лишь в ходе реализации проекта, может привести к неоптимальной разработке месторождения, что связано с негативными последствиями, значительно более высокими капитальными затратами и эксплуатационными расходами. Следовательно, исследуя каждый аспект разработки месторождения, необходимо уже в ходе реализации проекта следует рассмотреть все реалистичные варианты. ●

Литература

1. Р Газпром 086-2010 Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть I и часть II. Утверждены распоряжением ОАО «Газпром» от 05 августа 2010 г. № 229.
2. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. – М.: Недра, 1983, 455 с.
3. Ампилов Ю.П. Технология построения геологических моделей месторождений углеводородов в условиях их малой изученности бурением. / Сб. науч. тр. Перспективы выявления и освоения месторождений газа, конденсата и нефти на шельфе морей России. – М.: ВНИИГАЗ, 1998, с. 42–53.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М.: Недра, 2003. – 880 с.

KEYWORDS: *Offshore wells investigation, completeness and accuracy of information, features and structure of productive formations, hydrodynamic researches, gas and condensate content of a field, collection of fluid samples, operating practices of well, field development.*



РАЗВИТИЕ ИНФОКОММУНИКАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ШЕЛЬФЕ ПЕЧОРСКОГО МОРЯ

Митько Арсений Валерьевич,
кандидат технических наук,
Председатель совета
молодых учёных Севера,
член Президиума Арктической
общественной академии наук,
доцент Государственного
университета аэрокосмического
приборостроения

В КОНЦЕ 2016 ГОДА САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКОЙ АРКТИЧЕСКОЙ ОБЩЕСТВЕННОЙ АКАДЕМИЕЙ НАУК СОВМЕСТНО И НА БАЗЕ ФИЛИАЛА ЦЕНТРАЛЬНОГО ИНСТИТУТА СВЯЗИ СОЗДАН ЦЕНТР АРКТИЧЕСКИХ ИНФОРМАЦИОННЫХ КОММУНИКАЦИЙ С ЦЕЛЬЮ ФОРМИРОВАНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ИНФОКОММУНИКАЦИОННОГО КЛАСТЕРА, СТОЛЬ АКТУАЛЬНОГО ДЛЯ СОЗДАНИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО КАРКАСА АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИИ, ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО СУВЕРЕНИТЕТА И НАЦИОНАЛЬНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. ЕСТЕСТВЕННЫЙ ФУНДАМЕНТ ОТРАСЛЕВЫХ КЛАСТЕРОВ ОБУСЛОВИЛ ПРЕДЛОЖЕНИЕ О ФОРМИРОВАНИИ НА ЭТОЙ БАЗЕ АРКТИЧЕСКОГО ТЕРРИТОРИАЛЬНО-ОТРАСЛЕВОГО КЛАСТЕРА. «ПОД АРКТИЧЕСКИМ КЛАСТЕРОМ ПОНИМАЕТСЯ ОБЪЕДИНЕНИЕ РЕСУРСОВ ПРАВИТЕЛЬСТВ, НАУЧНОГО И ДЕЛОВОГО СООБЩЕСТВА ПРИАРКТИЧЕСКИХ СТРАН НА ВЗАИМОВЫГОДНЫХ УСЛОВИЯХ В ЦЕЛЯХ ОСВОЕНИЯ ДАННОГО РЕГИОНА», – ТАК ОПИСЫВАЕТСЯ ПРОЕКТ В «СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА ДО 2030 ГОДА». АРКТИЧЕСКАЯ ОБЩЕСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ НАУК ПРИНИМАЕТ АКТИВНОЕ УЧАСТИЕ В РАЗВИТИИ КОНЦЕПЦИИ АРКТИЧЕСКОГО ТЕРРИТОРИАЛЬНО-ОТРАСЛЕВОГО КЛАСТЕРА И ЯВЛЯЕТСЯ ПРИВЕРЖЕНЦЕМ СОВРЕМЕННОЙ МИРОВОЙ ПРАКТИКИ ФОРМИРОВАНИЯ НАУЧНЫХ ОБЪЕДИНЕНИЙ, КАК САМООРГАНИЗУЮЩИХСЯ ОРГАНИЗАЦИЙ. ПОТЕНЦИАЛЬНО АРКТИЧЕСКИЙ МЕГАПРОЕКТ СПОСОБЕН ПРИДАТЬ ИМПУЛЬС РАЗВИТИЮ СФЕРЫ СУДОСТРОЕНИЯ В ЦЕЛОМ И РЯДУ ЕГО ИННОВАЦИОННЫХ ОБЛАСТЕЙ (РОБОТОТЕХНИКА, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ТОПЛИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ И ДРУГИЕ)

AT THE END OF 2016, THE ST. PETERSBURG ARCTIC PUBLIC ACADEMY OF SCIENCES JOINTLY AND ON THE BASIS OF THE BRANCH OF THE CENTRAL INSTITUTE OF COMMUNICATIONS CREATED A CENTER OF ARCTIC INFORMATION COMMUNICATIONS WITH THE AIM OF FORMING AN ARCTIC INFOCOMMUNICATION CLUSTER THAT IS SO IMPORTANT FOR CREATING AN INFORMATION FRAMEWORK FOR THE ARCTIC ZONE OF RUSSIA, ENSURING THE INFORMATION SOVEREIGNTY AND NATIONAL SECURITY. THANKS TO THE NATURAL FOUNDATION OF INDUSTRIAL CLUSTERS IT WAS PROPOSED TO FORM AN ARCTIC TERRITORIAL-SECTORIAL CLUSTER ON THIS BASIS. "THE ARCTIC CLUSTER IS UNDERSTOOD AS THE UNIFICATION OF THE RESOURCES OF GOVERNMENTS, THE SCIENTIFIC AND BUSINESS COMMUNITY OF THE ARCTIC COUNTRIES ON MUTUALLY BENEFICIAL TERMS FOR THE DEVELOPMENT OF THIS REGION," THUS THE PROJECT IS DESCRIBED IN THE "STRATEGY FOR THE DEVELOPMENT OF ST. PETERSBURG UNTIL 2030". THE ARCTIC PUBLIC ACADEMY OF SCIENCES ACTIVELY PARTICIPATES IN THE DEVELOPMENT OF THE CONCEPT OF THE ARCTIC TERRITORIAL-SECTORIAL CLUSTER AND IS AN ADHERENT OF THE MODERN WORLD PRACTICE OF FORMING SCIENTIFIC ASSOCIATIONS AS SELF-ORGANIZING ENTITIES. POTENTIALLY THE ARCTIC MEGA PROJECT IS ABLE TO GIVE IMPETUS TO THE DEVELOPMENT OF THE SHIPBUILDING INDUSTRY IN GENERAL AND TO A NUMBER OF ITS INNOVATIVE AREAS (ROBOTICS TECHNOLOGY, ENERGY AND FUEL TECHNOLOGIES, MATERIAL ENGINEERING AND OTHERS)

Ключевые слова: Арктика, Баренцево море, кластер, информационные коммуникации, хозяйственная деятельность.

На сегодняшний день г. Санкт-Петербург является научно-производственным плацдармом для освоения Арктики. По большинству приоритетных направлений социально-экономического развития города формируются отраслевые кластеры. Такие как: судостроительный, транспортный, автомобильный, научно-образовательный и другие. В конце прошлого года Санкт-Петербургской Арктической общественной академией наук совместно и на базе филиала Центрального института связи создан Центр арктических информационных коммуникаций с целью формирования Арктического инфокоммуникационного кластера, столь актуального для создания информационного каркаса Арктической зоны России, обеспечения информационного суверенитета и национальной безопасности. Естественный фундамент отраслевых кластеров обусловил предложение о формировании на этой базе Арктического территориально-отраслевого кластера. «Под арктическим кластером понимается объединение ресурсов правительств, научного и делового сообщества приарктических стран на взаимовыгодных условиях в целях освоения данного региона», – так описывается проект в «Стратегии развития Санкт-Петербурга до 2030 года». Арктическая общественная академия наук принимает активное участие в развитии концепции Арктического территориально-

ФАКТЫ

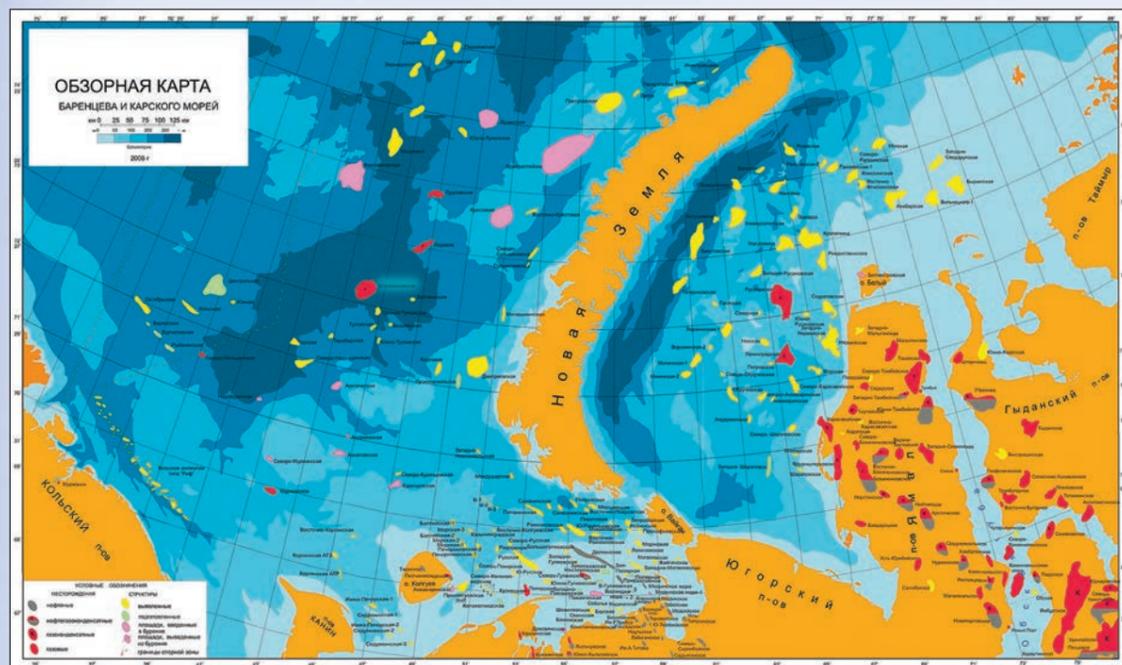
Арктический кластер – объединение ресурсов правительств, научного и делового сообщества приарктических стран в целях освоения региона

отраслевого кластера. Арктическая общественная академия наук является приверженцем современной мировой практики формирования научных объединений, как самоорганизующихся организаций. Потенциально арктический мегапроект способен придать импульс развитию сферы судостроения в целом и ряду его инновационных областей (робототехника, топливные технологии, материаловедение и другие).

При этом, для того чтобы промышленность г. Санкт-Петербурга, ориентированная на арктические проекты, давала эффективный отклик, ей требуется постоянная кадровая реализуемость. В подготовку кадров для судостроения в той или иной мере вовлечена большая часть технических вузов города (Балтийский государственный технический университет «Военмех», Государственный



РИС. 1. Месторождения Печорского моря



университет морского и речного флота им. адмирала Макарова, Санкт-Петербургский государственный технологический институт, Санкт-Петербургский государственный морской технический университет, Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, Университет ИТМО, Санкт-Петербургский государственный университет аэрокосмического приборостроения и другие). Здесь большая ответственность научно-образовательного кластера, исторически сложившегося в нашем городе по развитию интеллектуального арктического потенциала в условиях сегодняшнего перехода от материальных приоритетов к духовно-нравственным.

Объекты и методы

Концепция создания арктического кластера в г. Санкт-Петербурге (далее – Концепция) разработана в целях эффективной реализации государственной политики, направленной на освоение и развитие арктической зоны Российской Федерации (далее – АЗРФ) и национальной безопасности России в этом регионе. Концепция разработана, исходя из требований положений «Основ Государственной политики РФ в Арктике на период 2020 года и на дальнейшую перспективу» (далее – Основы) и «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности до 2020 года» (далее – Стратегия). Основная идея Концепции основана на имеющемся значительном производственном, научном, проектном и образовательном потенциале г. Санкт-Петербурга, векторно-направленном на реализацию приоритетных направлений развития АЗРФ в

ФАКТЫ

20 м

Печорского моря
в районе платформы

соответствии с основными целями Стратегии. Существующая материально-техническая база г. Санкт-Петербурга, наличие высококвалифицированного персонала и имеющиеся научные разработки обеспечат выполнение основных задач Концепции в сроки, приемлемые с точки зрения реализации Стратегии и объективного развития отечественного и международного рынка различного вида и секторов услуг в АЗРФ при рациональном использовании бюджетных средств. Основной целью Концепции является определение согласованного единого подхода к созданию арктического кластера в г. Санкт-Петербурге (далее – кластер) со стороны законодательных и исполнительных органов государственной власти, участников кластера и потенциальных инвесторов, включая российские и иностранные компании [1,2,3].

Концепция должна реализовываться путем осуществления мероприятий, направленных на развитие производственного сегмента кластера, заключения соглашений о сотрудничестве с перспективными инвесторами, а также расширения количества участников кластера

за счет специализированных инновационных организаций – разработчиков, производителей, научных и учебных организаций. Системными проблемами на уровне Российской Федерации, требующими решения в рамках реализации Концепции в г. Санкт-Петербурге, являются:

- технологическое отставание на всех этапах жизненного цикла арктических проектов;
- технологий и программ от проведения научных исследований до реализации и внедрения их в АЗРФ;
- отсутствие ориентации на применение инновационной продукции, что приводит к существенному объему затрат в структуре государственного заказа на низкоэффективные не инновационные технологии;
- отсутствие взаимосвязи между разработкой, выпуском и внедрением в практику инновационной продукции при осуществлении проектов освоения и развития АЗРФ. Данный фактор серьезно увеличивает риски инвестиций в научные исследования, как со стороны государства, так и частных инвесторов [4].

Одной из основных задач развития арктического кластера в г. Санкт-Петербурге является решение указанных проблем, в том числе на основе государственно-частного партнерства. Реализация поставленной задачи и определение оптимальных организационно-правовых форм государственно-частного партнерства даст возможность повысить эффективность внедрения инновационных разработок и минимизировать риски инвестиционных и бюджетных расходов при модернизации материально-технической и производственной базы научных учреждений и существующих предприятий, связанных с арктической тематикой. Кластерная политика инновационного развития в Арктике предполагает:

- разработку и реализацию пилотных проектов по освоению и развитию АЗРФ; интенсификацию научных исследований и усиление интеллектуального присутствия России в Арктике, развитие инфраструктуры инновационного комплекса, включая реализацию технологических платформ; развитие образования, кадровое и информационно-аналитическое обеспечение системы государственного управления АЗРФ: создание системы гидрометеорологической безопасности в Арктике; совершенствование обеспечения безопасности на объектах транспортной инфраструктуры АЗРФ и других;
- координацию целей и задач участников кластера для достижения синергетического эффекта при продвижении продукции кластера на рынках Российской Федерации и за ее пределами. При этом усилия со стороны г. Санкт-Петербурга в части, касающейся развития и поддержки кластера, будут компенсированы за счет привлечения ведущих компаний и специалистов, занимающихся арктической деятельностью, налоговых поступлений в бюджет г. Санкт-Петербурга, а также последовательного

ФАКТЫ

40 %

времени года в районе добычи преобладают ветер и отрицательные температуры

увеличения инвестиционной привлекательности г. Санкт-Петербурга для инновационных международных компаний [5].

Реализация Концепции потребует решения следующих основных задач:

- создание достаточного по объему банка инновационной продукции (программы, проекты и другие), необходимой для решения первоочередных, приоритетных проблем АЗРФ;
- поддержка организаций и обеспечение кооперации во всех сегментах кластера, включая организацию исследований, разработку технологий, производство продукции;
- организация и поддержка создания научных центров на базе вузов г. Санкт-Петербурга, занятых в программах и проектах по освоению и развитию АЗРФ;
- организация специализированных программ обучения и привлечение высококвалифицированного персонала;
- разработка организационно-правовых схем для обеспечения притока частных инвестиций.

К предложениям по совместным проектам формируемого кластера арктических инфокоммуникационных технологий относятся:

1. Разработка системного проекта по созданию современной информационно-телекоммуникационной инфраструктуры в Арктической зоне Российской Федерации (согласно Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации).

В рамках системного проекта предусмотреть:

- внедрение современных информационно-телекоммуникационных технологий и систем (в том числе подвижных) связи, телерадиовещания, управления движением судов и полетами авиации, дистанционного зондирования Земли, проведения площадных съемок ледового покрова, а также системы гидрометеорологического и гидрографического обеспечения и обеспечения научных экспедиционных исследований;
- создание надежной системы оказания услуг связи, навигационных, гидрометеорологических и информационных услуг, включая освещение ледовой обстановки, обеспечивающей прогнозирование и предупреждение чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, ликвидацию их последствий, эффективный контроль хозяйственной и иной деятельности в Арктике, в том числе за счет применения глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС и создания многоцелевой космической системы «Арктика», модернизации радионавигационной системы дальнего действия «РСДН-20» («Маршрут»);
- создание современной информационно-телекоммуникационной инфраструктуры, позволяющей осуществлять оказание услуг связи населению и хозяйствующим субъектам на всей территории Арктической зоны Российской Федерации, в том числе путем прокладки подводных волоконно-оптических линий связи по трассе Северного морского пути и интеграции с сетями связи других государств.

2. Подготовка специалистов по инфокоммуникационным направлениям (для регионов Арктической зоны Российской Федерации) путем создания базовых кафедр при ЦНИИС, других НИИ и ВУЗах.

3. Реализация мероприятий по развитию орбитальной группировки космических аппаратов связи и вещания гражданского назначения в 2017–2025 годах, включая создание группировки космических аппаратов (КА) связи на высокоэллиптической орбите для предоставления услуг связи, в том числе в регионах Арктики согласно ФЦП «Развитие орбитальной группировки спутников связи и вещания гражданского назначения, включая спутники на высокоэллиптической орбите, на период 2017–2025 годов».

4. Реализация мероприятий по расширению возможности трансляции пакетов ТВ программ, обеспечению непрерывности вещания федеральных каналов и увеличению зоны охвата в рамках ФЦП «Развитие телерадиовещания в Российской Федерации на 2009–2018 годы».

5. Реализация мероприятий, направленных на повышение конкурентоспособности почтовых услуг связи (в т.ч. и специальной связи), и их соответствие самым высоким стандартам качества и безопасности. Дальнейшее расширение работ,

ФАКТЫ

22

количество штормов в год при средней продолжительности шторма 9,5 суток

7

месяцев в году с ноября по май держится устойчивый ледяной покров

9,9 м

средняя высота волн, а максимальная – 13 м

направленных на ускоренную реализацию и ввод на сети почтовой связи новых услуг ФГУП «Почта России» в сегменте почтового бизнеса (B2C и B2B) и трансграничной торговли. Модернизация подсистемы обмена данными о регистрируемых почтовых отправлениях на сети почтовой связи и др.

6. Реализация мероприятий в рамках оказания универсальной услуги связи, направленных на оптимизацию ПКД, создание точек доступа Wi-Fi в населенных пунктах численностью от 250 до 500 человек с целью дальнейшего продвижения услуг фиксированного широкополосного доступа в сеть Интернет и услуг подвижной радиотелефонной связи 3 и 4-го поколения.

7. Разработка целевой (научно-технической) программы, направленной на повышение устойчивости функционирования сети связи общего пользования и сети почтовой связи в чрезвычайных ситуациях, с учетом специфики северных регионов.

8. Комплексное решение проблем организации связи, оповещения в районах субъекта Российской Федерации на основе оборудования отечественного производства (согласно последним требованиям нормативных правовых актов) в различных вариантах исполнения (в т.ч. контейнерном) с последующим техническим сопровождением.

10. Разработка и создание единой мультисервисной сети связи исполнительных органов государственной власти (в том числе закрытый сегмент).

11. Разработка и поставка мобильного узла связи в соответствии с требованиями заказчика на различной транспортной базе.

12. Поставка узла доступа (точка доступа Wi-Fi), обеспечивающего доступ к сети Интернет и другим сетям связи.

13. Разработка и поставка комплексной автоматизированной информационно-аналитической системы мониторинга и прогнозирования чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера с учетом решения задач экстренного оповещения

и информирования населения (КАИАС) (в т.ч. мобильный комплекс информирования и оповещения населения (МКИОН)).

14. Разработка и поставка программно-аппаратного комплекса моделирования чрезвычайных ситуаций, обусловленных запроектными авариями, на критически важных объектах Российской Федерации.

Одним из предлагаемых перспективных технических решений для МЛСП «Приразломная» является проект «АСМО-шельф».

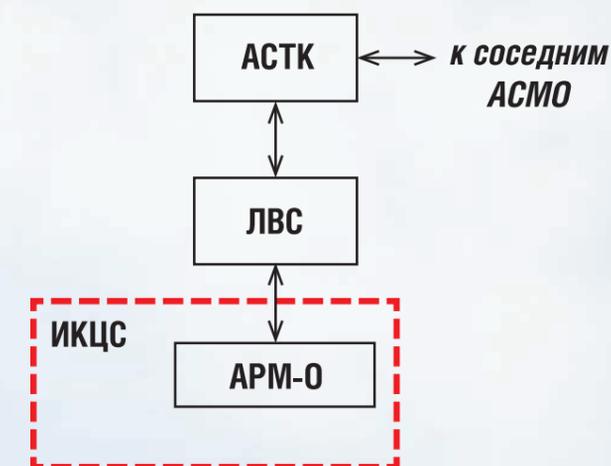
Интегральные автоматизированные системы мониторинга обстановки (АСМО-Шельф) в совокупности решают все задачи обеспечения безопасности и охраны от внешних угроз на важных морских объектах в районах шельфовой добычи углеводородов.

Технической основой полнофункциональной (типовой) АСМО-Шельф является автоматизированная система технического контроля (АСТК) окружающей обстановки, выдающая необходимую информацию в автоматизированное рабочее место оператора (АРМ-О) информационно-командного центра системы (ИКЦС) через локальную вычислительную сеть (ЛВС). АСТК снабжается каналами автоматического обмена необходимой информацией с соседними АСМО. АРМ-О обеспечивает решение задач портовой системы управления движением судов, автоматизированной системы управления воздушным движением вертолетов и АСО, а также решает информационно-расчетные задачи применения сил противодействия угрозам и нарушителям.

В связи с отсутствием нормативно-технической базы АСТК отсутствует комплексный подход к разработке специализированных технических средств для этих систем. Работа по проектированию таких систем и их оборудования ведется разрозненно различными исполнителями, в связи с чем реализуются множественные, зачастую недостаточно эффективные, решения технического и организационного характера на базе собственных представлений о требуемых эксплуатационных характеристиках АСТК и их оборудования. Оснащение такими системами важных морских и наземных объектов сопряжено с большими затратами на их создание и эксплуатацию, чрезмерно расширяет номенклатуру применяемых в них технических средств, но не гарантирует их высокого качества. Поэтому, к настоящему времени назрела крайняя необходимость разработки нормативно-технической базы АСТК, проработки ее типового технического облика и требований к оборудованию. Это позволит объединить усилия заинтересованных предприятий в разработке АСТК, существенно повысить их эффективность при заметном сокращении номенклатуры комплектующего оборудования, снизить эксплуатационные расходы.

Исходя из ограниченных возможностей по размещению дополнительных оборудования и людей на морских платформах следует все

РИС. 2. Структурная схема АСМО-Шельф



ФАКТЫ

40

скважин пробурено с платформы «Приразломная»

вопросы безопасности и охраны от внешних угроз решать интегрировано в рамках единой АСМО-Шельф с максимальным привлечением информации от АСМО других ведомств, действующих на данном шельфе.

В основу проектирования АСМО-Шельф следует положить ее Типовой технический проект, что обеспечит применение только одобренных технических решений и оборудования, заметно снизит затраты на их проектирование, существенно ограничит номенклатуру применяемого оборудования.

Выводы

Известны три основных пути развития единого информационного пространства арктических территорий. Первый основан на создании объединенной системы связи. Второй путь – изолированно и независимо от ведомственных сетей, но централизованно развивать сети общего пользования. Третий вариант подразумевает практически полностью изолированное узковедомственное развитие. Рациональным с государственной точки зрения развития единого информационного пространства арктических территорий в интересах всех ведомств является первый путь [6].

Основой такой системы может быть предлагаемая ЛО ЦНИИС Российская трансарктическая кабельная система – проект

РИС. 3. Схема взаимодействия участников формируемого кластера Арктических инфокоммуникационных технологий



подводной кабельной системы, которая соединит две части евразийского континента через Арктические моря и речные магистрали [7].

Одним из направлений консолидации усилий на этом направлении является создание Арктической общественной академии наук на базе и совместно с ЛО ЦНИИС «Центра арктических инфокоммуникационных технологий» с последующей организацией соответствующего кластера на основе Меморандума о сотрудничестве на добровольной основе, взаимопонимании и взаимодействии, схема взаимодействия которого приведена на рисунке 3, между Санкт-Петербургской научной общественной организацией «Арктическая общественная академия наук» – координатором Кластера Арктических инфокоммуникаций и организациями, готовыми присоединиться к Кластеру в качестве участника. ●

Литература

1. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года (утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р, с изм. от 08.08.2009 г. N 1121-р).
2. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года (Указ Президента РФ № 232 от 08.02.2013 г.).

ФАКТЫ

2 м

расчётная толщина ледового поля

3. Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 г. и на дальнейшую перспективу (Указ президента РФ 18.09.2008 г. № 1969).
4. Митько А.В. Гибридные войны в Арктическом регионе // журнал «Оборонно-промышленный потенциал» № 03, 2016. С. 25–29.
5. Минина М.В., Митько В.Б., Ли Чженьфу. Единая евразийская транспортно-коммуникационная система. Журнал «Транспортная стратегия-XXI век», № 33, 2016., с.36.
6. Минина М.В., Митько А.В., Митько В.Б. Современные геополитические проблемы освоения Арктики. Арктика: история и современность: Труды международной научной конференции. 20–21 апреля 2016 г. Санкт-Петербург /отв. ред. Доктор исторических наук, проф. С.В. Кулик. – М.: Издательский дом «Наука», 2016. – с.40–51.
7. Бабкин Ю.А., Ефимов В.В., Фёдоров А.В. Создание инфокоммуникационного центра арктических инфокоммуникационных технологий на базе филиала ФГУП ЦНИИС – ЛО ЦНИИС для развития инфраструктуры связи в Арктическом регионе Российской Федерации. / Центральный научно-исследовательский институт связи. Санкт-Петербургский филиал. Сборник научных трудов. – СПб, 2016, том 2 с. 106–111.

KEYWORDS: Arctic, Barents sea, cluster, information communications, economic activities.

ОТДЫХ С КОМФОРТОМ В ЦЕНТРЕ МОСКВЫ

НАШИ ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Расположение в деловом и культурном центре города
- В шаговой доступности: метро, Белорусский вокзал, Аэроэкспресс до аэропорта Шереметьево
- Великолепные номера и люксы
- Удобная система онлайн-бронирования
- Непревзойденный сервис Марриотт



МОСКВА МАРРИОТТ ТВЕРСКАЯ
1-Я ТВЕРСКАЯ-ЯМСКАЯ, 34
+7 (495) 258 3000



www.marriott.com.ru/mowtv





ЛИКВИДАЦИЯ НЕФТЯНЫХ РАЗЛИВОВ С ФУНКЦИЕЙ РАЗДЕЛЕНИЯ НЕФТИ И ВОДЫ –

технология инженерной компании «ИНТЕРБЛОК»



Богомолов Олег Владимирович,
д.т.н., генеральный директор ЗАО Инженерная компания «ИНТЕРБЛОК», академик РАЕН

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ – ОДНО ИЗ ВАЖНЕЙШИХ МЕЖДУНАРОДНЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ. ЗАГРЯЗНЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРОВОЙ ПЛАТФОРМЫ, ОБРАЗУЮТСЯ И СБРАСЫВАЮТСЯ В ВОДУ ПОСТОЯННО, ЧТО НЕ МОЖЕТ НЕ СКАЗАТЬСЯ НА АКВАТОРИИ. ПРИМЕНЯЕМЫЕ СЕГОДНЯ ТЕХНОЛОГИИ ЛАРН ИЗВЕСТНЫМИ СПОСОБАМИ – МЕХАНИЧЕСКИМ, ХИМИЧЕСКИМ, СЖИГАНИЕМ, НЕ СООТВЕТСТВУЮТ СОВРЕМЕННЫМ СТАНДАРТАМ ОЧИСТКИ И НЕ УМЕНЬШАЮТ УЩЕРБ ПРИРОДНЫМ РЕСУРСАМ В ПОЛНОЙ МЕРЕ, А ПРИВЛЕКАТЬ ЛЕДОКОЛЫ И СУДА ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ СЛИШКОМ ДОРОГО. В СВЯЗИ С АКТИВНЫМ ОСВОЕНИЕМ СЕВЕРНОГО ШЕЛЬФА ВОПРОС СОХРАНЕНИЯ СЛОЖНОЙ И УНИКАЛЬНОЙ АРКТИЧЕСКОЙ ЭКОСИСТЕМЫ СТАНОВИТСЯ ЕЩЕ БОЛЕЕ АКТУАЛЬНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧЕЙ. БЫСТРАЯ, КАЧЕСТВЕННАЯ И ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНАЯ ЛИКВИДАЦИЯ НЕФТЯНЫХ РАЗЛИВОВ В УСЛОВИЯХ ПОЛЯРНОЙ НОЧИ, КОРОТКОГО ПОЛЯРНОГО ДНЯ, НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР ВОЗДУХА, ДРЕЙФА ЛЬДА, СИЛЬНЫХ ВЕТРОВ ЯВЛЯЕТСЯ СЛОЖНОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ ЗАДАЧЕЙ

ENVIRONMENTAL PROTECTION IN THE PROCESS OF OIL PRODUCTION AND TRANSPORTING IS ONE OF THE MOST IMPORTANT INTERNATIONAL ENVIRONMENTAL REQUIREMENTS. POLLUTION OCCURRING DURING THE OPERATION OF THE DRILLING RIG IS FORMED AND DUMPED INTO THE WATER CONSTANTLY, WHICH CANNOT BUT AFFECT THE WATER AREA. THE OSR TECHNOLOGIES CURRENTLY APPLIED BY KNOWN METHODS – MECHANICAL, CHEMICAL OR BY COMBUSTION, DO NOT MEET MODERN PURIFICATION STANDARDS AND DO NOT REDUCE THE DAMAGE TO NATURAL RESOURCES TO THE FULL EXTENT, WHILE INVOLVING OF ICEBREAKERS AND AUXILIARY VESSELS IS TOO EXPENSIVE. IN CONNECTION WITH THE ACTIVE DEVELOPMENT OF THE NORTHERN SHELF, THE ISSUE OF PRESERVATION OF A COMPLEX AND UNIQUE ARCTIC ECOSYSTEM IS BECOMING AN EVEN MORE CRUCIAL SCIENTIFIC AND TECHNICAL TASK. FAST, HIGH-QUALITY AND COST-EFFECTIVE LIQUIDATION OF OIL SPILLS IN CONDITIONS OF POLAR NIGHT, SHORT POLAR DAY, LOW AIR TEMPERATURES, ICE DRIFT, STRONG WINDS IS A COMPLEX ENGINEERING TASK

Ключевые слова: инженерная компания «ИнтерБлок», лаборатория «Криброл», АЛПК «ИнтерБлок-Криброл», технология ликвидации нефтяных загрязнений, шельф, Арктика.

В целях оперативной ликвидации аварийных или эксплуатационных разливов нефти на ледяной или заснеженной поверхности Инженерная компания «ИНТЕРБЛОК» в сотрудничестве с лабораторией «Криброл» разработала автоматизированный ледоплавильный комплекс

(АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл») корабельного или наземного базирования, не имеющий аналогов в мире, что подтверждено соответствующими патентными исследованиями. Новизна технологии «ИНТЕРБЛОК» заключается в применении способа скоростного плавления

РЕКЛАМА

льда технологическим паром, получении водонефтяной эмульсии, эффективном отделении нефти от воды.

Основные функции АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл»:

- сбор, накопление и плавление загрязненного льда, собранного в ходе ЛАРН;
- разделение нефти и воды из водонефтяной эмульсии, образовавшейся при плавлении льда;
- хранение и перекачка нефти и воды в соответствующие приёмные танки судна или другие ёмкости.

АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл» размещается в 20-футовом контейнере и состоит из трех отсеков:

- парогенераторного,
- ледоплавильного,
- фильтросепараторного.

Парогенераторный отсек предназначен для производства технологического пара [1,2] температурой 150–160°C и давлением не более 0,05 МПа, обеспечения эффективного плавления льда, загрязненного нефтепродуктами, в ледоплавильном отсеке. В состав парогенераторного отсека входят:

- дизельный парогенератор ИнтерБлок ST-302H тепловой мощностью 870 кВт (рис.1);
- топливный бак объемом 800 л;
- система управления АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл».

Преимущества промышленных парогенераторов ИнтерБлок [3]:

- быстрота пуска и останова – 15 секунд;
- отсутствие дымовой трубы;
- высокий КПД – 97%;
- независимость температуры пара от давления;
- небольшие размеры и вес;
- не требуется постоянное присутствие обслуживающего персонала.

Ледоплавильный отсек предназначен для приёма и плавления льда, загрязненного нефтепродуктами. В состав отсека входят:

- загрузочный бункер специальной конструкции рабочим объемом

РИС. 1. Парогенератор ИнтерБлок ST-302H



ТАБЛИЦА 1

Основные технические характеристики	ST-302H
Тепловая мощность, кВт	870
Диапазон рабочих температур пара, °C	100–160
КПД, %	97
Давление пара, не более МПа	0,05
Потребляемая мощность, кВт	15
Расход воды, л/мин (м³/час)	12 (0,72)
Расход дизельного топлива, кг/час	69

9 м³. Конструкция загрузочного бункера рассчитана на его эксплуатацию в условиях повышенной влажности, солёности воды и максимальных механических ударных нагрузок. Загрузочный бункер ледоплавильного отсека изготовлен из нержавеющей стали, с усиленными стенками. Для загрузки льда он оборудован подвижной крышкой, в рабочем положении – закрыта.

- система паропроводов, обеспечивающих приём пара из парогенераторного отсека для плавления льда, загрязнённого нефтью, в загрузочном бункере;
- трубопровод, соединяющий ледоплавильный отсек с отсеком фильтросепарации для передачи водонефтяной эмульсии.

Фильтросепараторный отсек предназначен для эффективного отделения нефти от воды в водонефтяных эмульсиях любой степени концентрации. Состоит из насосного агрегата и технических средств фильтрации и сепарации. Насосный агрегат обеспечивает эффективное перекачивание вязких жидкостей с механическими включениями,

имеет оригинальную конструкцию перекачивающего узла. По показателям надёжности и износоустойчивости он превосходит все известные типы насосов, требует меньше электроэнергии, обладает уникальными эксплуатационными свойствами.

Основные преимущества технических средств фильтрации и сепарации [4]:

- большая площадь фильтрации – 1,7 м²;
- длительный период эксплуатации фильтроэлемента – более 3 лет;
- автоматическая регенерация фильтроэлемента без его демонтажа из корпуса;
- фильтроэлементы изготовлены из нержавеющей стали с диаметром отверстий от 5 до 500 мк.
- непрерывность фильтрации обеспечивается за счёт установки двух фильтроэлементов – основного и резервного. В случае засорения основного фильтроэлемента, поток водонефтяной эмульсии автоматически перенаправляется на резервный фильтроэлемент. После очистки основного фильтроэлемента, он становится резервным.

РИС. 2. Результаты технологического процесса разделения водонефтяной эмульсии



Загрязненная вода После очистки картриджом «Криброк»

Корабельный АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброк» в контейнерном исполнении устанавливается на палубе аварийно-спасательного судна. Ликвидация нефтяного разлива начинается с загрузки загрязненного нефтью льда грейфером аварийно-спасательного судна в загрузочный бункер.

Место отбора: До фильтрации

Код пробы 5/1

№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Погрешность результатов измерения, ±	Норма ПДК	НД на методы испытаний
1	Нефтепродукты, мг/дм ³	2562,5	256,2	0,05	П НДФ 14.1:2.5-95

* СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества

Место отбора: После фильтрации

Код пробы 5/2

№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Погрешность результатов измерения, ±	Норма ПДК	НД на методы испытаний
1	Нефтепродукты, мг/дм ³	1,29	0,31	0,05	П НДФ 14.1:2.5-95

* СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества

ледоплавильного отсека. Одновременно парогенератор ИнтерБлок ST-302Н вырабатывает пар и подаёт его через греющие регистры в загрузочный бункер. В загрузочном бункере происходит быстрое плавление загрязнённого льда с образованием водонефтяной эмульсии. Водонефтяная эмульсия подается

в отсек фильтрации и сепарации для отделения нефти от воды. Время плавления льда объёмом 8 м³ с одновременным отделением нефти от воды не превышает 1 часа. После обработки, отделённая нефть и очищенная вода с помощью насосной станции поступают в соответствующие судовые танки.

Экономика ликвидации разлива 1000 тонн нефти при использовании АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброк»

Исходные данные

1. Количество нефти, разлитой на ледовой поверхности – 1 000 тонн;
2. Производительность по плавлению загрязнённого нефтью льда – 8 м³/час;
3. Объёмное соотношение «лёд/нефть» принято 85%/15% или 6,3т/час воды и 1т/час нефти;
4. Основные характеристики дизельного парогенератора ИнтерБлок ST-302Н:
 - тепловая мощность – 870 кВт,
 - максимальный расход топлива – 69 кг/час,
 - максимальный расход воды для парообразования – 0,72 м³/час;
5. Максимальный расход электроэнергии АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброк» – 45 кВт;
6. Производительность АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброк» – 24 т очищенной нефти/сутки

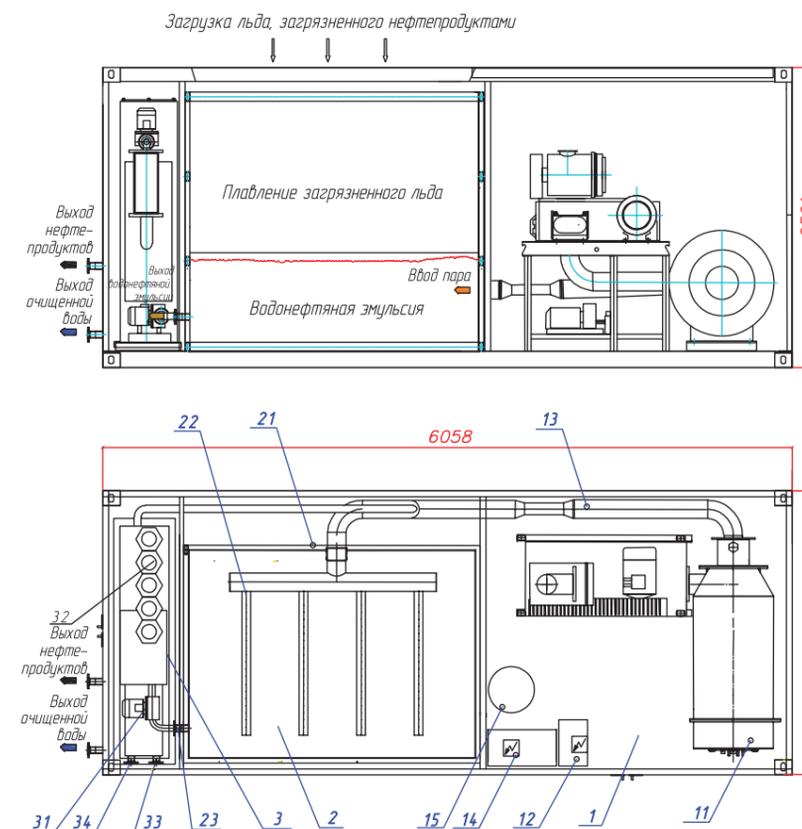
ТАБЛИЦА 2. Основные технические характеристики АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброк»

№№	Наименование оборудования	Модель, характеристики
1	Парогенераторный отсек	
1.1	Парогенератор	ИнтерБлок ST-302Н
1.2	Паропровод	Ø159 мм
1.3	Пульт управления АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброк»	(600x300x800) мм
1.4	Электрошкаф	(400x250x600) мм
1.5	Бак для дизельного топлива	0,8 м ³
2	Ледоплавильный отсек	
2.1	Ледоплавильный бункер	9 м ³ , (2580x1880x2200) мм
2.2	Паровые регистры	Ø76 мм
2.3	Трубопровод водонефтяной эмульсии	Ду50 мм
	Время плавления 8 м ³ загрязнённого льда, не более	1 час
3	Отсек фильтросепарации	
3.1	Насосный агрегат	Криброк ЭП
3.2	Узел сепарации и фильтрации	Криброк ЭВ-9/3
3.3	Трубопровод очищенной воды	Ду125 мм
3.4	Трубопровод очищенной нефти	Ду125 мм
	Время отделения нефти от воды из 8 м ³ водонефтяной эмульсии, не более	1 час

ТАБЛИЦА 3. Расчет затрат на энергоресурсы при эксплуатации АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброк» для ликвидации разлива нефти (ЛРН)

№	Наименование	Количество	Стоимость, руб.
1	Количество часов работы АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброк» при ЛРН	24 час x 42 дн. = 1 000 час	
2	Затраты на топливо	69 кг/час x 1 000 час = 69 000 кг	69 000кг x 40руб. = 2 760 000.00
3	Затраты на воду	0,720 м ³ /час x 1 000 час = 720 м ³	720 м ³ x 40руб. = 28 800.00
4	Затраты на электроэнергию	45 кВт x 1 000час = 45 000 кВт*ч	45 000кВт*ч x 3руб.=135 000.00
5	Общие затраты на энергоресурсы в течение 1000 часов работы	2 923 800.00 руб.	

РИС. 3. Технологическая схема АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброк»



Принятая для расчётов стоимость энергоресурсов:

- дизельного топлива – 40 руб/кг,
- воды – 40 руб/м³,
- электроэнергии – 3 руб. за 1кВт*час.

Расчётное время ликвидации разлива нефти

Работа по ликвидации аварийного разлива нефти ведется круглосуточно.

Расчётное время ликвидации разлива 1 000 т нефти на ледовой поверхности при работе одного АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброк» с

эффективной очисткой нефти от воды составит:

$$T = 1\ 000\ т : 24\ т/сутки = 42\ суток.$$

Выводы

1. Расчётные затраты на энергоресурсы при ликвидации разлива 1000 т нефти с эффективной очисткой нефти от воды при использовании одного Автоматизированного ледоплавильного комплекса «ИНТЕРБЛОК-Криброк» составят 2 923 800.00 руб.
2. Удельные затраты на сбор 1 т нефти, т.е. стоимость добычи 1 т нефти, составят 2 924 руб./т.

СПРАВОЧНО

1. Проект приказа Министерства по природным ресурсам РФ «Об утверждении методики расчета финансового обеспечения мероприятий, предусмотренных планом ЛРН» устанавливает лимиты финансового обеспечения для проведения операций по ликвидации разливов нефти:
 - для разлива 500 тонн требуется 5 млн рублей;
 - для разлива 5000 тонн – 44 млн рублей.
2. Удельные затраты на сбор 1 тонны нефти механическим способом оцениваются в диапазоне от 11 000 до 22 000 руб./т [5].

Таким образом, технология ликвидации разливов нефти, разработанная Инженерной компанией «ИНТЕРБЛОК», имеет неоспоримые экологические, технологические и экономические преимущества перед всеми известными в настоящее время способами ЛРН. ●

Литература

1. Патент № 2591217 РФ. Способ тепловлажной обработки бетонных изделий/Богомолов О.В., Малышев А.А.; МПК8 С04В40/02.2015122072/03; заяв.10.06.2015; опубл.20.07.2016; Бюл. № 20.
2. Патент № 2598667 РФ. Способ получения теплоносителя / Богомолов О.В., Малышев А.А., Ковшов А.П., Гаврильчук В.А., Суворов А.А.; МПК8 С04В/00.2015136195/03; заяв.27.08.2015; опубл.27.09.2016; Бюл. № 27.
3. Богомолов О.В., Малышев А.А. Как сократить затраты на производство тепловой энергии// Деловая Россия: промышленность, транспорт, социальная жизнь. 2016, № 7–8. С. 70–71.
4. Чипизубов В.В., Седов В.М., Картошкин А.П., Ашкинази Л.А. Новые технологии очистки производственных сточных вод от нефтепродуктов// ХИМАГРЕГАТЫ.2014.№4 (28) С. 26–29.
5. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, Москва, 2005, стр. 31.

KEYWORDS: engineering company «InterBlok», laboratory «Cribrok», ALPK «InterBlok-Cribrok», technology of elimination of oil pollution offshore, the Arctic.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ

**Хаустов Андрей
Викторович,**
руководитель ФБУ
«Морспасслужба
Росморречфлота»

РАСШИРЕНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ И УВЕЛИЧЕНИЕ ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ МЕРЕ СВЯЗАНО С РАЗВИТИЕМ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ, ОСОБЕННО АРКТИЧЕСКИХ. ОДНАКО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЛУБОКОВОДНОЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ГРАМОТНОЙ ИХ ТРАНСПОРТИРОВКИ, НЕОБХОДИМО РЕШИТЬ РЯД СЛОЖНЫХ ЗАДАЧ, ГЛАВНАЯ ИЗ КОТОРЫХ – МИНИМИЗАЦИЯ РИСКОВ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ. КАКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ ОРГАНИЗУЮТ ДОБЫВАЮЩИЕ КОМПАНИИ СЕГОДНЯ, КАК ОРГАНИЗОВАНА ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ БАЗА ПО ДАННОМУ ВОПРОСУ И КАКИМ ОБРАЗОМ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ НАДЗОР ЗА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В МОРЕ?

EXPANDING THE RESOURCE BASE AND INCREASING HYDROCARBON PRODUCTION IN THE RUSSIAN FEDERATION IS LARGELY DUE TO THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE PROJECTS, ESPECIALLY THE ARCTIC PROJECTS. HOWEVER, TO ENSURE THE DEEP-SEA PRODUCTION OF HYDROCARBONS AND THEIR COMPETENT TRANSPORTATION, IT IS NECESSARY TO SOLVE A NUMBER OF COMPLEX PROBLEMS, THE MAIN ONE OF WHICH IS THE MINIMIZATION OF THE RISKS OF SPILLS OF OIL AND OIL PRODUCTS. WHAT MEASURES FOR THE PREVENTION AND LIQUIDATION OF OIL SPILLS ARE ORGANIZED BY THE PRODUCER COMPANIES TODAY, HOW IS THE LEGISLATIVE BASE ON THIS ISSUE ORGANIZED AND HOW IS THE SUPERVISION OF THE PREVENTION AND LIQUIDATION OF OIL SPILLS IN THE SEA CARRIED OUT?

Ключевые слова: шельфовые проекты, защита морской среды, предупреждение и ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов, экологическая безопасность.

Российская Федерация является одним из крупнейших в мире добытчиков и экспортеров нефти и газа.

Потенциал развития ресурсной базы и увеличения объемов добычи углеводородов в значительной мере связан с шельфовыми проектами. Например, в Арктике уже открыты богатейшие Приразломное и Долгинское нефтяные месторождения, Штокмановское газоконденсатное месторождение.

Однако, для того чтобы произвести глубоководную добычу углеводородов и обеспечить их транспортировку, необходимо решить множество задач, основной из которых является компенсация привносимых рисков разливов углеводородов, путем организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Так, риски разливов нефти и нефтепродуктов по максимально возможным объемам для морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная», в соответствии с утвержденным Планом по предупреждению и ликвидации разливов нефти в оперативной зоне ответственности Морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» ООО «Газпром нефть шельф» (далее – План ЛРН), представляют собой следующее:

- объем разлива нефтепродуктов составит 3 тонны при аварии вертолета (объем топливных баков);
- объем разлива нефти составит 21.9 тонн/час при фонтанировании скважины при эксплуатации МЛСП;
- объем разлива нефти составит 416 тонн при поломке системы налива на МЛСП с максимальной интенсивностью прокачки 10000 тонн/час и времени срабатывания аварийной защиты 150 сек (наихудший сценарий развития событий);

ФАКТЫ

1989 г.

Открыто месторождение «Приразломное»

1995 г.

Закладка платформы

- объем разлива нефти составит 8000 тонн при аварии хранилища нефти, объемом 109 тыс. тонн, состоящего из 14 отсеков (возможный разлив равен объему одного отсека);
- объем разлива нефти составит 10000 тонн нефти при аварии танкера-отвозчика дедвейтом 70000 тонн (объем двух смежных танков).

Как мы видим, риски значительные.

А как же законодательно урегулирован данный вопрос?

В Российской Федерации по вопросам, касающимся предупреждения и ликвидации разливов нефти, создана нормативная база, включающая в себя федеральные законы, постановления Правительства, приказы различных министерств, прошедшие регистрацию в Минюсте России.

Основные документы:

- Федеральный закон от 30.11.1995 № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 31.07.1998 № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации»;
- постановление Правительства Российской Федерации от

14.11.2014 № 1188 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 № 613 и от 15.04.2002 № 240»:

- постановление Правительства Российской Федерации от 14.11.2014 № 1189 «Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации»;
- приказ Минтранса России от 06.04.2009 № 53 «Об утверждении Положения о функциональной подсистеме организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности» (зарегистрирован Минюстом России 13.05.2009, рег. № 13917);
- приказ Минтранса России от 06.02.2017 № 33 «Об утверждении Требований к составу сил и средств постоянной готовности, предназначенных для предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» (зарегистрирован в Минюсте России 16.06.2017 рег. № 47047).

Положениями постановления Правительства Российской Федерации от 23 июля 2009 года № 607 «О присоединении Российской Федерации к Международной конвенции по обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью, борьбы с ним и сотрудничеству 1990 года» Министерство транспорта Российской Федерации и Федеральное агентство морского и речного транспорта (Росморречфлот) назначены компетентными национальными органами, ответственными за обеспечение готовности и реагирование на случай загрязнения нефтью, а районом ответственности национальной системы обеспечения готовности и реагирования являются внутренние морские воды, территориальное море и исключительная экономическая зона Российской Федерации. Непосредственное несение готовности к ликвидации разливов нефти возложено на ФБУ «Морспасслужба Росморречфлота» его силы и средства.

Готовность аварийно-спасательных формирований к борьбе с разливами нефти является частью аварийно-спасательного обеспечения в районах ответственности Российской Федерации на море, которое организовано в соответствии с «Положением об организации аварийно-спасательного обеспечения на морском транспорте», утвержденным приказом Минтранса России от 07.06.1999 года № 32, а также «Положением об о функциональной подсистеме организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности»



«Балтика»

ФАКТЫ**2002** г.

Приобретение платформы «Hutton TLP»

(далее – Положение о ФП ЛРН), утвержденным приказом Минтранса России от 06.04.2009 года № 53, и осуществляется ФБУ «Морспасслужба Росморречфлота» под средством сил и средств своих филиалов: Северного, Архангельского, Балтийского, Калининградского, Азово-Черноморского, Каспийского, Приморского, Сахалинского и Камчатского.

Система Морспасслужбы обширна и охватывает бассейны всех морей, омывающих берега Российской Федерации, на которых осуществляется несение готовности и непосредственно сама ликвидация аварийных разливов нефти.

Морспасслужба является профессиональной аварийно-спасательной службой и аттестована установленным порядком на проведение поисково-спасательных работ и работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации.

Общее количество судов Морспасслужбы – 150 ед, персонал службы составляет более 2000 человек. Аварийно-спасательные работы осуществляются аварийно-спасательными подразделениями.

Филиалы Морспасслужбы оснащены многофункциональными, специализированными судами, включая вновь построенные:

«Балтика» (встроенная система сбора нефти LORS-D 11 C/4000с/w с телескопической стрелой и скиммером (LORS-D 230 11 C/L), тяжёлые нефтеграждающие боны – 250 м, боны постоянной плавучести – 250 м, катер BTW 800 LAMOR).



«Мурман»

«Мурман», «Берингов пролив» (две бортовые нефтесборные системы LAMOR, состоящие из консольных стрел 12 м, двумя кранами манипуляторами (левый борт, правый борт), рабочими катерами LLC 7500 (2 ед.), тяжёлые нефтеграждающие боны – 250 м, боны постоянной плавучести – 250 м, один свободноплавающий скиммер Lamor LFF 100, один арктический скиммер Lamor LAS 125).

«Спасатель Карев», «Спасатель Кавдейкин», «Спасатель Заборщиков», «Спасатель Демидов» (бортовая нефтесборная система LSC-5C/2800 LAMOR, тяжёлые нефтеграждающие боны – 250 м, боны постоянной плавучести – 250 м, скиммер Weir LWS800 LAMOR), рабочий катер-бонопостановщик PK-700 Baltic Craft – 2 ед.).

Специализированные суда Морспасслужбы со спасателями на борту несут аварийно-спасательное дежурство к ликвидации разливов нефти у буровых платформ, разведочных скважин, нефтеперекачивающих терминалов на шельфе в Баренцевом, Карском морях, Черном и Каспийском морях, шельфе о. Сахалин.

Немного статистики по разливам. В 2015 году в морских портах Российской Федерации было зафиксировано 35 случаев загрязнения и разливов нефти или нефтепродуктов. В 33 из них, операции по ликвидации разливов нефти или нефтепродуктов осуществляли силы и средства ФБУ «Морспасслужба Росморречфлота».

В 2016 году произошло 47 случаев разлива и в ликвидации последствий 44 из них, участвовала Морспасслужба.

Морспасслужбе без привлечения сторонних организаций затруднительно компенсировать все риски, привносимые компаниями, оперирующими



«Спасатель Заборщиков»



«Берингов Пролив»

ФАКТЫ**2008** г.

Создание ООО «Газпром нефть шельф»

с нефтью и нефтепродуктами. Для организации взаимодействия в настоящее время существуют ряд нерешенных вопросов.

Так, порядок привлечения дополнительных сил и средств единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций для ликвидации разливов нефти кратко обозначен в «Правилах организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 14.11.2014 N 1189.

Но нет алгоритма действий, каким образом это будет осуществлять Росморречфлот.

Следует отметить, что в связи с изменением российского законодательства по направлению: предупреждение и ликвидация разливов нефти (далее – ЛРН) наблюдаются негативные тенденции.

Так например, в соответствии с требованиями пункта 2 статьи 16.1 Федерального закона от



«Спасатель Демидов»

31.07.1998 № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (далее – План ЛРН) утверждается организацией, осуществляющей эксплуатацию, использование искусственных островов, установок, сооружений, подводных трубопроводов, проведение буровых работ при региональном геологическом изучении, геологическом изучении, разведке и добыче углеводородного сырья, а также при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов во внутренних морских водах и в территориальном море (далее – эксплуатирующая организация), при наличии положительного заключения государственной экологической экспертизы плана предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов с последующим уведомлением в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, федеральных органов исполнительной власти, определяемых соответственно Президентом Российской Федерации, Правительством Российской Федерации.

На настоящее время не требуется согласование Плана ЛРН с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти (Росморречфлот, МЧС России и т.д.).

Пунктом 7 статьи 11 Федерального закона от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» установлено, что Планы ЛРН эксплуатирующих организаций являются объектами государственной экологической экспертизы (далее – ГЭЭ) федерального уровня, которую организует и проводит Росприроднадзор, находящийся в ведении Минприроды России.

Росприроднадзор при проведении государственной экологической экспертизы Планов ЛРН эксплуатирующих организаций, практически не привлекает в качестве независимых экспертов специалистов, непосредственно имеющих опыт в области предупреждения и ликвидации разливов нефти в море и, таким образом, не обеспечивает повышение эффективности мероприятий по экологической безопасности на акватории морей Российской Федерации.

Типовыми нарушениями требований законодательства Российской Федерации, присутствующими в Планах ЛРН эксплуатирующих организаций, имеющих положительное заключение ГЭЭ, как правило, являются:

1. Занижение значений максимальных расчетных объемов разливов нефти и нефтепродуктов, обусловленное отказом рассматривать аварию танкера, загруженного нефтью на морском нефтяном терминале и находящегося в акватории, выделенной в водопользование эксплуатирующей организации.

2. Отсутствие в организации своего профессионального аварийно-спасательного формирования (далее – ПАСФ) или договора на его привлечение для несения аварийно-спасательной готовности к ликвидации разливов нефти (далее – АСГ/ЛРН) и проведения работ по ЛРН.

ФАКТЫ

2010 г.

Переход платформы в Мурманск для достройки и приема твердого балласта – бетона

2013 г.

Строительство первой нефтяной скважины

3. Привлекаемое ПАСФ не имеет аттестации на проведение аварийно-спасательных работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации.

4. Созданные эксплуатирующими организациями нештатные аварийно-спасательные формирования (далее – НАСФ) не имеют аттестации на проведение аварийно-спасательных работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации.

5. Не указаны конкретные морские суда, привлекаемые для проведения работ по ЛРН, их основные технические характеристики, состав имеющегося на борту оборудования ЛРН, а также не представлены правовые основания (договоры) на привлечение этих судов.

6. Фактический состав сил и средств, привлекаемых для проведения работ по ЛРН, не соответствует расчетным значениям, полученным в ходе проведения расчета достаточности сил и средств ЛРН.

7. В нарушение требований статей 7 и 14 Федерального закона от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» календарные планы оперативных мероприятий по ЛРН не разработаны для всех возможных мест разливов нефти.

Данные нарушения подтверждаются при проведении комплексных учений, проводимых после утверждения Планов ЛРН с участием представителей Росморречфлота.

Несмотря на неоднократные обращения Росморречфлота в Росприроднадзор эксперты из состава сотрудников Росморречфлота, имеющие опыт в ликвидации разливов

нефти в море, к участию в работе комиссий ГЭЭ Росприроднадзором не привлекаются.

А как же осуществляется надзор за деятельностью по предупреждению и ликвидации разливов нефти в море?

Приказом Минтранса России от 06.07.2012 № 195 утвержден Административный регламент Федеральной службы по надзору в сфере транспорта (Ространснадзор) исполнения государственной функции по контролю (надзору) за соответствием установленным требованиям соответствующих функциональных подсистем единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (далее – Регламент).

Пунктом 4 Регламента установлено, что предметом государственного контроля (надзора) является соблюдение юридическими лицами требований законодательства Российской Федерации в части, касающейся деятельности соответствующих функциональных подсистем РСЧС.

Функциональная подсистема – ФП ЛРН в море подпадает под действие указанного Регламента.

Исполнение государственной функции осуществляется в форме проверки.

Пунктом 31 Регламента установлено, что одним из основных вопросов проверки является организация работы по выполнению юридическими лицами законодательных и иных нормативных правовых актов Российской Федерации, нормативных правовых актов МЧС России, Минтранса России по вопросам деятельности соответствующих функциональных подсистем в чрезвычайных ситуациях, обеспечения пожарной безопасности.

Из вышеизложенного следует, что Ространснадзор и его территориальные органы не только имеют возможность, но и обязаны осуществлять проверку выполнения мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов организациями, осуществляющими разведку месторождений, добычу нефти, а также переработку, транспортировку, хранение нефти и нефтепродуктов во внутренних морских водах, территориальном море, континентальном шельфе и исключительной экономической зоне Российской Федерации.

Однако, Ространснадзор считает, что определение в ходе проверок достоверности Планов ЛРН, наличия у ПАСФ или НАСФ соответствующих свидетельств об аттестации на право ведения аварийно-спасательных работ не являются функциями данного надзорного органа.

Как можно исправить данную ситуацию?

Внести изменения в законодательство Российской Федерации, предусматривающие:

- согласование Планов ЛРН с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти перед прохождением государственной экологической экспертизы;
- административную ответственность за отсутствие Планов ЛРН и несения АСГ/ЛРН;

ФАКТЫ

2013 г.

Добыта первая нефть

2014 г.

Первая отгрузка нефти на танкер

- определение обязанностей контрольно-надзорного органа (Ространснадзора), который мог бы проверить соответствие положений Плана ЛРН и производственной деятельности компании.

Вместе с тем, Минтранс России продолжает развитие нормативной базы в этой области так, например, был издан приказ от 06.02.2017 № 33 «Об утверждении Требований к составу сил и средств постоянной готовности, предназначенных для предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» (зарегистрирован в Минюсте России 16.06.2017 № 47047).

Данный приказ позволит оценить уровень, оснащенность и готовность сил и средств аварийно-спасательных формирований и служб к проведению работ по возможному ликвидации разливов нефти на обслуживаемых объектах.

Кроме того, нужны научные изыскания способов ликвидации разливов нефти в ледовых условиях, полное государственное финансирование, как строительства новых аварийно-спасательных судов, так и обеспечения несения готовности к ликвидации разливов нефти в соответствии с государственными задачами – на настоящее время это составляет примерно 10% от необходимой потребности.

Все вышеизложенные мероприятия, неформальный подход к разработке, контролю Планов ЛРН и обеспечению готовности к ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов позволят обеспечить и усилить российскую систему предотвращения и ликвидации аварийных разливов нефти, что будет способствовать повышению уровня экологической безопасности и сохранению природных ресурсов Российской Федерации. ●

KEYWORDS: offshore projects, marine environment protection, prevention and liquidation of spills of oil and oil products, environmental safety.

«ЗЕЛЕНЫЙ» ТУРИЗМ

вместе с эко-отелем «Веточка»



ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ЗАБОТА ОБ ЭКОЛОГИИ – ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ЭТИ ТЕМЫ ЗВУЧАТ ВСЕ ГРОМЧЕ ВО ВСЕХ СФЕРАХ ЖИЗНИ ЧЕЛОВЕКА. И ОТДЫХ НЕ СТАЛ ИСКЛЮЧЕНИЕМ – ЭКО-ТУРИЗМ СТАНОВИТСЯ ВСЕ ПОПУЛЯРНЕЕ. В НАШЕЙ СТРАНЕ ЭТО НАПРАВЛЕНИЕ ТОЖЕ НАЧАЛО СВОЕ РАЗВИТИЕ – ЛЮДИ ВСЕ ОХОТНЕЕ ВЫБИРАЮТ «ЗЕЛЕННЫЕ» МЕСТА ДЛЯ ОТПУСКА. СПРОС НА ОТДЫХ В ЕСТЕСТВЕННОМ ПРИРОДНОМ ОКРУЖЕНИИ МНОГОКРАТНО ВЫРОС. ЧТО В ЭТОЙ НИШЕ МОЖЕТ ПРЕДЛОЖИТЬ ГОСТИНИЧНЫЙ РЫНОК РОССИИ?

ENVIRONMENTAL PROTECTION, TAKING CARE OF THE ECOLOGY – RECENTLY, THESE TOPICS HAVE BEEN SOUNDING LOUDER IN ALL SPHERES OF HUMAN LIFE. AND THE RECREATION INDUSTRY IS NOT AN EXCEPTION – ECO-TOURISM IS BECOMING MORE AND MORE POPULAR. IN OUR COUNTRY, THIS TREND ALSO BEGAN ITS DEVELOPMENT – PEOPLE ARE INCREASINGLY WILLING TO CHOOSE “GREEN” PLACES FOR VACATION. THE DEMAND FOR REST IN THE NATURAL ENVIRONMENT HAS INCREASED MULTIPLE TIMES. WHAT CAN THE RUSSIAN HOTEL MARKET OFFER IN THIS NICHE?

Ключевые слова: *экотуризм, отель Веточка, отдых на природе.*

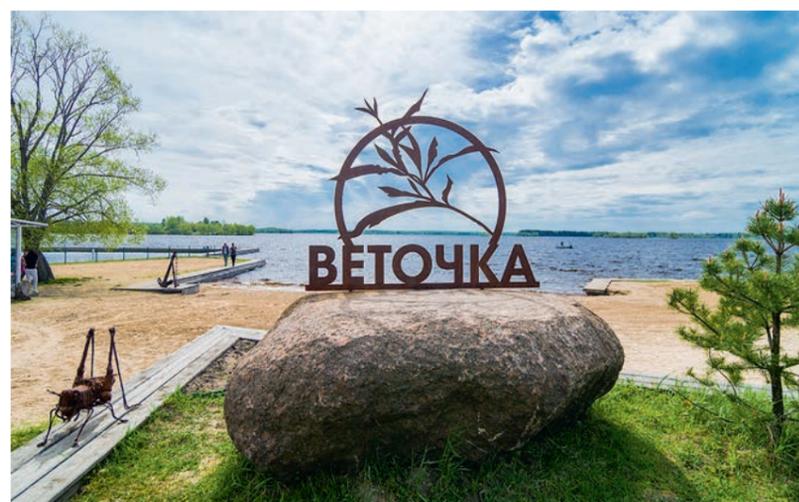
Анастасия Никитина

Темп жизни современных городов, финансовый кризис, постоянная занятость – все это в конечном итоге заставляет жителей мегаполисов переосмысливать свои взаимоотношения с окружающей средой.

Доля неравнодушных к проблемам экологии людей с каждым годом неуклонно растет, а 90% из них предпочитают приобретать «зеленые» товары и услуги.

С переходом общества к экологичной модели мышления, спрос на отдых в естественном природном окружении за последние два десятилетия многократно вырос. Ответом на него стали появившиеся на гостиничном рынке отели с приставкой «эко».

Основная черта, отличающая экологические отели от своих конкурентов, заключается часто в том, что они располагаются в заповедных природных зонах и функционируют по принципу гармоничного соседства с природой, не загрязняя окружающую среду. Все популярнее становится естественный отдых, вдали от гаджетов, городской суеты, бесконечного потока новостей.



Тем не менее, даже в черте крупных городов или недалеко от них есть эко-отели, предлагающие своим гостям питание категории «органик», чистую воду и натуральные материалы отделки номеров.

В России эко-туризм пока только набирает обороты, однако на этой почве особенно важны те российские гостиничные объекты, которые уже сегодня могут предложить туристам провести время с пользой для себя на лоне природы.

Например, в относительной удаленности от столицы, в Тверской области, в живописной деревне Устье, уютно расположился эко-отель «Веточка».

Эко-комплекс из гостеприимных деревянных коттеджей, расположенный на берегу реки Волги, всегда рад гостям.

Коттеджи построены с использованием современных энергосберегающих технологий, только из «живых», экологически

чистых материалов, отвечающих европейским стандартам качества. Даже очень холодной зимой в таких домах тепло и комфортно, а в летний зной всегда прохладно.

Современный интерьер в стиле минимализма создает ощущение бесконечного пространства. В номерах есть все необходимое для комфортного отдыха. На обустроенных лужайках могут играть дети, в то время как родителям, не выходя из комнат, будет удобно наблюдать за ними через витражные окна.

Благоустроенная территория, кристально чистый воздух, солнечный свет, естественная красота русской природы – туристов в отеле «Веточка» ждут круглый год.

Летом можно или просто отдохнуть от городской суеты – погулять по берегу реки, искупаться, порыбачить, пожарить шашлыки в специально оборудованных беседках, попариться в сауне, – или заняться активными

видами спорта: покататься на гидроскутере, сыграть партию в теннис. Гостей дома отдыха «Веточка» также ждут оборудованная волейбольная площадка и футбольное поле.

Отдельно стоит сказать о приятельном яхт-клубе, где есть все необходимое для судов постельцев: расширен и укреплен берег реки, углублено дно, построен современный причал. По желанию клиентов возможна организация зимней стоянки с консервацией и расконсервацией судна в начале сезона.

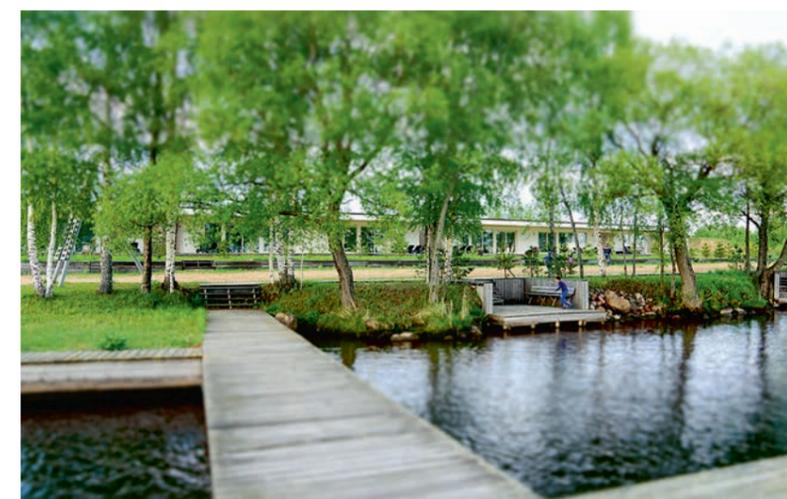
Зимой тоже скучать не придется – туристам доступны снегоходы, лыжи, коньки, футбол на снегу, подледная рыбалка, разработаны трассы для зимних гонок.

Кроме того, на территории эко-отеля «Веточка» гости могут посетить кафе «Река» и отведать блюда, приготовленные из натуральных и экологически чистых продуктов, в котором можно организовать банкет или свадебное торжество.

Одним словом, те, кто хочет полностью расслабиться, отдохнуть от цивилизации, могут делать это теперь не только на своей даче. В рамках эко-отдыха можно открывать для себя новые места, попробовать вести непривычный образ жизни, окунуться в природную безмятежность и восстановить давно утраченный баланс с природой.

Подарить себе незабываемый отдых на европейском уровне в самом сердце России можно позвонив по телефону **+7 (499) 403-39-44.**

KEYWORDS: *ecotourism, hotel Vetchka, camping.*



ПРЯМОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ФИНАНСОВЫЙ ИНТЕРЕС

как один из важнейших регуляторов развития нефтегазового комплекса Норвегии

ДАННАЯ СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА РАССМОТРЕНИЮ МЕХАНИЗМА НЕПОСРЕДСТВЕННОГО УЧАСТИЯ ГОСУДАРСТВА В РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ НОРВЕГИИ – ПРЯМОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ФИНАНСОВОГО ИНТЕРЕСА (ПГФИ), ПРЕДСТАВЛЕННОГО КОМПАНИЕЙ «ПЕТОРО». В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЮТСЯ ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПГФИ, ЕГО РОЛЬ В УСПЕШНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НОРВЕГИИ И НАПОЛНЕНИЯ БЮДЖЕТА СТРАНЫ, ДЕЛАЕТСЯ ВЫВОД О НЕОБХОДИМОСТИ РАССМОТРЕНИЯ РОССИЙСКИМИ РЕГУЛИРУЮЩИМИ ОРГАНАМИ, ОТВЕТСТВЕННЫМИ ЗА РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В СТРАНЕ, ВОЗМОЖНОСТИ ВВЕДЕНИЯ АНАЛОГИЧНОГО МЕХАНИЗМА ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, А ТАКЖЕ В КАЧЕСТВЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ИСТОЧНИКА ПОПОЛНЕНИЯ ФЕДЕРАЛЬНОГО БЮДЖЕТА

THIS ARTICLE IS DEVOTED TO THE EXAMINATION OF THE MECHANISM OF DIRECT PARTICIPATION OF THE GOVERNMENT IN THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS RESOURCES ON THE CONTINENTAL SHELF OF NORWAY – DIRECT STATE FINANCIAL INTEREST (DSFI) REPRESENTED BY PETORO COMPANY. THE ARTICLE ANALYZES THE BASIC PRINCIPLES OF DSFI FUNCTIONING, ITS ROLE IN THE SUCCESSFUL IMPLEMENTATION OF THE STRATEGY FOR THE DEVELOPMENT OF THE NORWEGIAN OIL AND GAS COMPLEX AND PUMPING UP THE COUNTRY'S BUDGET. IT CONCLUDES THAT THE RUSSIAN REGULATORY AUTHORITIES RESPONSIBLE FOR THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS COMPLEX IN THE COUNTRY NEED TO IMPLEMENT A SIMILAR MECHANISM TO CONTROL THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON FIELDS, AS WELL AS AN ADDITIONAL SOURCE OF PUMPING UP THE FEDERAL BUDGET

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс Норвегии, Прямой Государственный Финансовый Интерес, «Петоро», «Статойл», лицензия.



Марина Юрьевна Белякова,
соискатель кафедры «Мировая электроэнергетика»
Московский государственный институт международных отношений (университет) МИД РФ

Сегодня Норвегия является высокоразвитой, индустриальной страной, характеризующейся открытой экономикой, ориентированной на экспорт. Она занимает первое место по уровню и продолжительности жизни, здоровью нации и жилищным условиям. Высокий уровень материального благосостояния объясняется богатством природными ресурсами, в частности – нефтью и газом [1]. По данным за 2016 г. на их долю приходится около 12% ВВП, 13% всех доходов государства, а также 36% всех экспортных поступлений [9].

Нефтяной фонд Норвегии (или Фонд будущих поколений), созданный в 1990 г. и аккумулирующий доходы, полученные государством от продажи нефти и газа и за счет налогов, позволяет

проводить социальную политику, направленную на обеспечение и постоянное повышение общественного благосостояния. Сегодня Нефтяной фонд Норвегии является крупнейшим в Европе и вторым по величине в мире [4].

Норвежское государство получает доходы от эксплуатации углеводородных ресурсов в виде налогов от деятельности компаний на норвежском континентальном шельфе, дивидендов, выплачиваемых компанией «Статойл», доля государства в которой составляет 67%, а также от прямого участия государства через Прямой Государственный Финансовый Интерес (ПГФИ, как говорилось выше). Причем, необходимо отметить, что весьма существенная часть нефтегазовых доходов приходится именно на ПГФИ (порядка 40%).

ПГФИ был учрежден Королевским указом от 14 июня 1985 г., в соответствии с которым государству была предоставлена возможность участвовать в процессе освоения месторождений на норвежском континентальном шельфе [6]. Механизм получил свое развитие в результате разделения активов компании «Статойл» на две части: на государственную собственность, которой управляет Министерство нефти и энергетики (ПГФИ), и непосредственно на собственность компании «Статойл». Норвежское правительство пошло на такой шаг, чтобы ограничить возможности компании по манипулированию контролирующими органами, пресечь превращение «Статойл» в монополиста на нефтяном рынке Норвегии, лишить возможности компанию напрямую определять отношения с иностранными партнерами, тем самым де-факто запретить выход компании из под государственного регулирования [3].

Образование ПГФИ с экономической точки зрения означало возможность непосредственного участия в процессах управления. Компания «Статойл» получала от государства софинансирование проектов, а также покрытие текущих расходов по тем проектам, где участвовал ПГФИ. Иными словами, компания инвестировала в проекты и получала от каждого проекта соответствующую часть валового дохода, которую она отдавало государству [7].

Поначалу доля ПГФИ во всех лицензиях составляла 50%, но со временем она начала сокращаться и варьироваться на каждом отдельно взятом проекте.

Для управления портфелем ПГФИ летом 2001 г. была образована государственная компания «Петоро», на балансе которой на тот момент были доли в 80 лицензиях; на начало 2013 г. портфель уже составил 158 лицензий [8]. «Петоро» не является нефтяной компанией. Она выступает доверительным управляющим долями Прямой Государственный Финансовый Интерес в лицензиях на норвежском континентальном шельфе. Государство по закону несет ответственность за все обязательства «Петоро» по заключенным договорам и по иным обязательствам [6]. Владение государством долей ПГФИ означает, что если в какой-то лицензии

доля прямого государственного финансового участия составляет, например, 30%, то государство несет 30% расходов в связи с работами по лицензии, но затем получает и продает для получения прибыли 30% добываемых по лицензии углеводородов. Продажа государственной доли нефти и газа фактически осуществляется компанией «Статойл». Таким образом, в управлении «Петоро»

сосредоточена треть нефтегазовых запасов Норвегии; по прогнозам самой компании, годовой уровень добычи вплоть до 2020 г. будет удерживаться на уровне 1 млн баррелей в день. Ключевая задача компании – эффективное управление портфелем на рыночных принципах [2].

На конец 2016 г. ПГФИ участвует в 180 лицензиях, 40 разрабатываемых месторождениях (табл.1) и 15

ТАБЛИЦА 1. Участие ПГФИ в разработке месторождений

Группа месторождений	Доля участия ПГФИ (по состоянию на 31.12.2016)	Период действия лицензии
Fram H-Nord Unit	11, 2 %	2024
Gimle Unit	24,19 %	2023
Grane Unit	28, 90 %	2030
Gullfaks Unit	30 %	2036
Haltenbanken Vest Unit (Kristin)	19,57 %	2027
Heidrun Unit	57,79 %	2024
Johan Sverdrup Unit	17,36 %	2037
Martin Linge Unit	30 %	2027
Norne Inside	54 %	2026
Ormen Lange Unit	36,49 %	2040
Oseberg Area Unit	33,60 %	2031
Snorre Unit	30 %	2016
Snøhvit Unit	30 %	2035
Statfjord Øst Unit	30 %	2024
Sygn Unit	30 %	2024
Troll Unit	56 %	2030
Valemon unit	30 %	2031
Vega Unit	28,32 %	2024
Visund Inside	30 %	2034
Åsgard Unit	35,69 %	2027
Месторождение		
Alta	30 %	2025
Draugen	47,88 %	2024
Ekofisk	5 %	2028
Eldfisk	5 %	2028
Embla	5 %	2028
Flyndre	5 %	2028
Gjøa	30 %	2028
Heidmal	20 %	2021
Kvitebjørn	30 %	2031
Maria	30 %	2036
Rev	30 %	2021
Skirne	30 %	2025
Skuld	24,55 %	2026
Statfjord Nord	30 %	2026
Svalin	30 %	2030
Tordis	30 %	2024
Tune	40 %	2020
Urd	24,55 %	2026
Veslefrikk	37 %	2020
Vigdis	30 %	2024

Источник: Annual report for the SDFI and Petoro 2016

ТАБЛИЦА 2. Доля ПГФИ во владении нефтепроводами

Нефтепровод	Доля участия (по состоянию 31.12.2016 г.)	Период действия лицензии
Транспортная система Oseberg	48,38 %	2031
Нефтепровод Troll I+II	55,76 %	2023
Нефтепровод Grane	42,06 %	2030
Нефтепровод Kvitbjørn	30 %	2020
Нефтепровод Norgpipe	30 %	2028

Источник: Annual report for the SDFI and Petoro 2016

ТАБЛИЦА 3. Доля ПГФИ во владении наземной инфраструктурой для добычи нефти

Терминал	Доля участия (по состоянию 31.12.2016 г.)	Период действия лицензии
Mongstad DA	35 %	бессрочно

Источник: Annual report for the SDFI and Petoro 2016

ТАБЛИЦА 4. Доля ПГФИ во владении газопроводами

Газопровод	Доля участия (по состоянию 31.12.2016 г.)	Период действия лицензии
Gassled	45,79 %	2028
Haltenpipe Gassled	57,81 %	2020
Mongstad Gas Pipeline	56 %	2030
Polarled (NSGI)	11,94 %	2041
Dunkerque Terminal DA	29,77 %	2028
Zeerpipe Terminal J.V.	22,44 %	2028
Vestprosess DA	41 %	бессрочно
Norsea Gas AS	40,06 %	2028
Ormen Lange Eindom	36,49 %	2035

Источник: Annual report for the SDFI and Petoro 2016

СП (совместных предприятиях), которые владеют трубопроводами и наземной инфраструктурой (табл. 2, 3, 4) [5].

В 2016 г. чистая прибыль от ПГФИ составили 57 млрд норвежских крон, в 2016 г. – 89 млрд норвежских крон [5]. Инвестиции ПГФИ в операции по добыче углеводородов в 2016 г. составили 28 млрд норвежских крон [5].

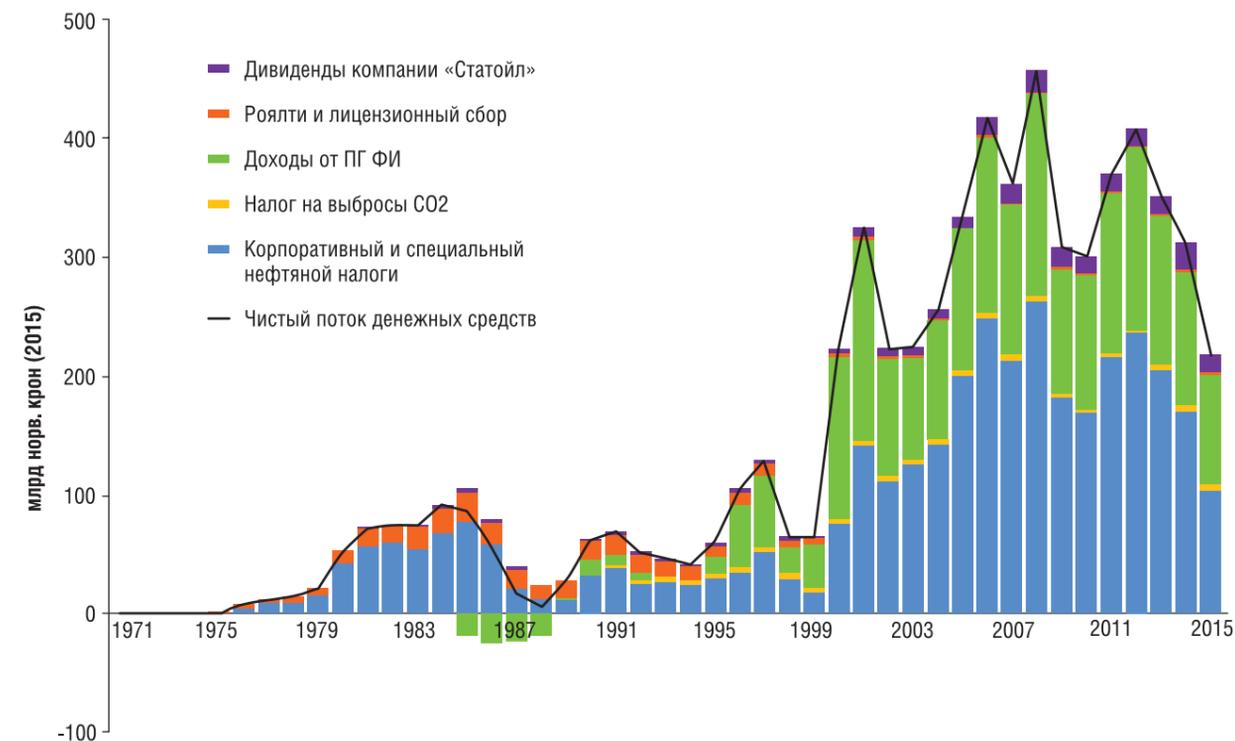
ПГФИ служит вспомогательным инструментом для осуществления государственной стратегии: за счет него государство остается крупнейшим собственником в отрасли. Доходы от ПГФИ аккумулируются в Нефтяном Фонде, который расходует в том числе и на государственные инвестиции в отрасли, обслуживающие нефтедобычу. Подобная же ситуация существует и в газовом секторе. Кроме того, ПГФИ является дополнительным

инструментом в формировании стратегии отношений с отечественными и иностранными нефтегазодобывающими компаниями.

Также при освоении месторождений углеводородов ПГФИ в лице «Петоро» выполняет администрирование налогообложения, основанного на финансовых показателях деятельности компаний. В соответствии с законом «О налогообложении нефти» от 13 июня 1975 года, в Норвегии предусмотрены многочисленные вычеты из налогооблагаемой базы, в частности речь идет о финансовых затратах компаний на приобретение и установку оборудования, прокладку трубопроводов, процентах по займам, расходах на геологоразведку и др. Финансовые затраты могут вычитаться из дохода перед применением корпоративного подоходного налога и специального нефтяного налога, совокупная ставка которых достигает 78%. Участие государственной компании «Петоро» в лицензиях на норвежском континентальном шельфе позволяет осуществлять контроль всех финансовых затрат, вычетов, контролировать налогооблагаемую базу.

Суммируя все вышесказанное, можно отметить, что

РИС. 1. Доходы от нефтегазовой деятельности в 1975–2015 гг.



непосредственное участие государства в предпринимательстве нефтегазовой отрасли приводит к положительным результатам не только в области повышения прозрачности системы налогообложения в отрасли, но и позволяет учитывать государством интересы нефтегазодобытчиков, обладает регуляторным характером, позволяет государству напрямую контролировать нефтегазодобычу непосредственно на месторождениях.

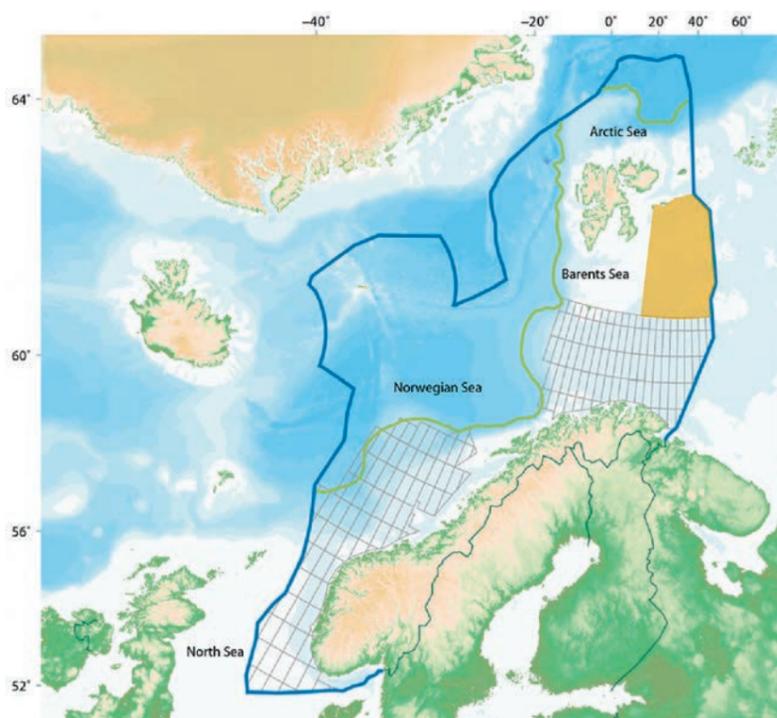
В России сегодня активно рассматривается возможность замены НДС, привязанного к физическим объемам добычи углеводородов, налогом на финансовый результат (НФР). При НДС уйти от налогообложения почти невозможно, а вот формирование налоговой базы на основе стоимостных показателей открывает для нефтегазовых компаний широчайшее поле по занижению выплаты налогов за счет завышения издержек, что может привести к тому, что при внедрении НФР налоговые поступления от нефтегазовых ресурсов могут существенно сократиться и именно это обстоятельство заставляет правительство использовать «точечную настройку» налоговой

системы в нефтегазовом комплексе вместо кардинальной перестройки. Поэтому прежде чем реформировать действующую систему налогообложения, необходимо рассмотреть возможность внедрения на каждом месторождении углеводородов систему учета их добычи по качеству, мощности добывающих скважин и другим параметрам, определяющим величину издержек производства. И здесь хорошим примером выступает норвежский ПГФИ, который в рамках лицензий занимается учетом добычи углеводородов по качеству, регламентацией деятельности мощностей добывающих скважин и других параметров, определяющих величину издержек производства. При введении подобного механизма Россия сможет выступать инвестором, финансируя часть затрат, а затем получать часть выручки пропорционально своей доле в проекте, что будет также способствовать увеличению государственных доходов от деятельности нефтегазового сектора. Кроме того, такой механизм станет результативным инструментом в руках правительства как в изучении природных богатств страны, так и при установлении взаимоотношений с крупными отечественными и зарубежными компаниями. ●

Литература

- Белякова М.Ю. Роль разработки месторождения «Белоснежка» в социально-экономическом развитии Хаммерфеста/ Белякова М.Ю. // Крымский Научный Вестник. – 2016. – №1(7). – С. 73–86. <http://krvestnik.ru/pub/2016/02/Belyakova.pdf>
- Обзор состояния экономики и основных направлений внешнеэкономической деятельности Норвегии за 2014 г. <http://www.rusnorge.com/wp-content/uploads/2015/04/%D0%9E%D0%B1%D0%B7%D0%BE%D1%80-%D1%8D%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%BC%D0%B8%D0%BA%D0%B8-2014-%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D0%BD%D1%8B%D0%B9.pdf>
- Рогинский С.В. Формирование модели государственного регулирования топливно-энергетического комплекса (На примере ТЭК Норвегии): Дисс., Москва, 2001. – с.194
- Швец Н.Н., Белякова М.Ю. Основные принципы функционирования системы административного лицензирования в нефтегазовом комплексе Норвегии// Вестник МГИМО Университета №1 (40)/2015, с. 108–114. http://www.vestnik.mgimo.ru/sites/default/files/pdf/011_ekonomika_shvechn_belyakovamyu.pdf
- Annual report for the SDFI and Petoro 2016. <https://www.petoro.no/petoro-annual-report/2016-/directors-report/key-figures>
- Director's report Petoro AS and the SDFI Portfolio <https://www.petoro.no/petoro-annual-report/2016-/directors-report/directors-report>
- Noreng O. The oil industry and government strategy in the North Sea. London. Groom Helm. 1980. P. 170
- SDFI and Petoro Annual report 2012 <https://www.petoro.no/petoro-annual-report/2012-/front-page>
- The Government's revenues <http://www.norskpetroleum.no/en/economy/governments-revenues/>

KEYWORDS: the oil and gas sector Norway, the State Direct Financial Interest, "Petoro", "Statoil", the license.



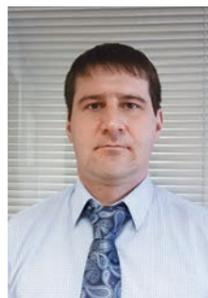
ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

для морских нефтегазовых месторождений

ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПРИРОДУ, А ТАКЖЕ СНИЖЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ОТ АВАРИЙ И ПРОСТОЕВ, ВАЖНО ОСУЩЕСТВЛЯТЬ ПОСТОЯННЫЙ И КАЧЕСТВЕННЫЙ МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И ЦЕЛОСТНОСТИ ИНФРАСТРУКТУРЫ, ЧТО ОСОБЕННО АКТУАЛЬНО ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ОСВОЕНИИ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. СОВРЕМЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ОПРЕДЕЛЯЮТ ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ЧТО В ТОМ ЧИСЛЕ ПОЗВОЛЯЕТ РЕАЛИЗОВАТЬ ДОСТИГНУТЫЙ УРОВЕНЬ РАЗВИТИЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, НАДЕЖНОСТИ, АВТОМАТИЗАЦИИ, А ТАКЖЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

TO MINIMIZE THE IMPACT ON NATURE, AS WELL AS TO REDUCE ECONOMIC LOSSES FROM ACCIDENTS AND DOWNTIME, IT IS IMPORTANT TO MAINTAIN CONSTANT AND HIGH-QUALITY MONITORING OF THE CONDITION AND INTEGRITY OF THE INFRASTRUCTURE, WHICH IS ESPECIALLY IMPORTANT IN THE DEVELOPMENT AND EXPLORATION OF OFFSHORE FIELDS. MODERN REQUIREMENTS TO THE RECOVERY AND TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS DETERMINE THE USE OF SMART FIELD DEVELOPMENT MANAGEMENT SYSTEMS, WHICH, AMONG OTHER THINGS, MAKES IT POSSIBLE TO REALIZE THE FIBER-OPTIC TECHNOLOGY DEVELOPMENT LEVEL. THE ARTICLE EXAMINES THEORETICAL AND PRACTICAL ASPECTS OF THE APPLICATION OF FIBER-OPTIC MONITORING SYSTEMS IN THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS IN ORDER TO IMPROVE THE LEVEL OF INDUSTRIAL SAFETY, RELIABILITY, AUTOMATION, AND THE EFFICIENCY OF PRODUCTION PROCESSES

Ключевые слова: волоконно-оптическая система геотехнического мониторинга, обнаружение утечек из трубопроводов, распределенная виброакустическая система охраны и безопасности, система мониторинга скважин.



Сергей Владимирович Смирнов,
Директор по продажам
ЗАО «Лазер Солюшенс»

Широкомасштабное освоение нефтегазовых месторождений, расположенных в труднодоступных регионах с суровым климатом, а также на континентальном шельфе, не представляется возможным без развития технологий добычи, транспортировки и хранения углеводородов.

Достигнутый уровень современного развития волоконно-оптических технологий позволяет построить на их основе системы долговременного мониторинга ряда технических параметров добывающих и нагнетательных скважин на постоянной основе. Внедрение технологий дает возможность перевести систему контроля за разработкой месторождений на качественно новый уровень как по объемам и периодичности получаемой информации, так и по снижению затрат на ее получение.

Повышение уровня контроля и автоматизации за природными и техногенными процессами, оказывающими влияние на трубопроводный транспорт,

также имеет большое значение. При эксплуатации возникает механическое и тепловое взаимодействие трубопроводов с геологической средой. Это взаимодействие ведет к нарушениям динамического равновесия, активации опасных природных процессов, и как следствие угрозам для технического состояния трубопроводов.

К подобным негативным влияниям относятся: пучение и просадка промерзающих, протаивающих грунтов, выпучивание (всплывание) участков трубопроводов, активация мерзлотных (термокарст, морозобойные трещины, пучения и др.), эрозионных, оползневых, карстовых процессов, а также обводнения и заболачивания трасс трубопроводов. Указанные процессы способны нарушить пространственное положение трубопровода.

Из-за продольных и поперечных перемещений происходит изменение напряженно-деформированного состояния стенок трубопровода, что

в ряде случаев ведет к снижению их несущей способности и как следствие, разрушению и авариям.

Существует множество технологий, разработанных для преодоления сложностей при строительстве и эксплуатации трубопроводных систем в труднодоступных и тяжелых природно-климатических условиях. Вместе с тем, для минимизации воздействия на природу, а также сокращения экономических потерь от аварий и простоев важно осуществлять постоянный и качественный мониторинг за проектным положением и состоянием трубопроводных систем.

Теоретические аспекты

Современные волоконно-оптические технологии превращают волоконно-оптический кабель в распределенный датчик деформации, температуры и акустики. Другими словами, оптическое волокно, встроенное в кабель на всем его протяжении, выступает непрерывным чувствительным элементом.

В оптическом волокне рассеяние света может происходить на неоднородностях материала (Рэлеевское рассеяние), акустических волнах (вынужденное рассеяние Мандельштам-Бриллюэна (ВРМБ) (Бриллюэновское рассеяние) и молекулярных колебаниях (Рамановское рассеяние).

Более подробно остановимся на ВРМБ, так как указанный физический эффект позволяет строить более протяженные и функциональные системы мониторинга. ВРМБ возникает в результате взаимодействия между проходящим излучением и присутствующими в среде прохождения акустическими волнами, возбужденными тепловыми колебаниями среды. Это взаимодействие приводит к возникновению рассеянных волн (волн, двигающихся в обратном направлении), испытывающих доплеровский сдвиг по частоте вследствие самой природы движения акустических волн. Доплеровский сдвиг по частоте, называемый также бриллюэновским сдвигом частоты ν_B связан со скоростью акустических волн в кремниевой среде:

$$\nu_B = 2 \cdot n \cdot V_a / \lambda_0,$$

где n – показатель преломления кремния, V_a – скорость

акустической волны, λ_0 – длина волны излучения.

Так как акустическая скорость строго зависит от температуры и механических деформаций, положение бриллюэновского сдвига частоты также зависит от температуры и механических деформаций.

В оптическое волокно вводится излучение – оптический импульс, и вернувшийся рассеянный свет регистрируется детектором как функция времени. Зная скорость света в оптическом волокне, можно пересчитать время в расстояние и произвести точную локализацию измерений. Длительность оптического импульса определяет пространственное разрешение измерения, так как информация, собранная в данный момент, соответствует взаимодействию, произошедшему на расстоянии, которое определяется длиной оптического волокна, пройденной импульсом света.

Методика получения информации основана на последовательной регистрации бриллюэновских взаимодействий на различных характерных частотах. Сначала составляется полная частотная характеристика оптического волокна как функция расстояния, а затем производится расчет локального бриллюэновского сдвига частоты с учетом максимального бриллюэновского взаимодействия в каждой точке оптического волокна.

Волоконно-оптическая система геотехнического мониторинга

Волоконно-оптическая система геотехнического мониторинга (ВОС ГТМ) – это измерительный комплекс, состоящий из анализатора ВРМБ, волоконно-оптических датчиков (ВОД) и программного обеспечения (ПО), имеющий следующие функции:

- мониторинг температуры и деформации трубопроводов (изменения напряженно-деформированного состояния, трехмерное положение);
- мониторинг температуры и подвижек грунта;
- мониторинг подвижек и деформаций сооружений и конструкций.

ВОС ГТМ обеспечивает решение задач по заблаговременному выявлению начала процессов

деградации грунтовых оснований трубопроводов, оценке скорости деградации грунта, определению местоположения участков деградации грунта и участков смещения трубопровода, определению профиля распределения температуры в горизонтальной и вертикальной плоскостях на критических участках трубопровода, отправке аварийных сообщений о событиях.

Анализатор ВРМБ является уникальным устройством для контроля распределений механических деформаций и температуры на протяжении десятков километров, которое позволяет одновременно провести измерения в тысячах точках благодаря одному оптическому волокну. Анализатор ВРМБ является опросным устройством, которое подключается к ВОД с одного конца и с заданной периодичностью снимает характеристики его текущего состояния.

В линейную часть системы входят ВОД температуры и ВОД деформации (предусмотрено различное исполнение в зависимости от решаемой задачи), которые монтируются на дне траншеи вдоль трубопровода либо непосредственно на самом трубопроводе, также возможна укладка в отдельной траншее рядом с трубопроводом.

ВОД пассивны и не требуют электропитания. Передаваемое по оптическому волокну световое излучение не подвержено наводкам, т.е. электромагнитные возмущения, грозовые разряды, близость к линии электропередачи, импульсы тока в сети не искажают сигнал. ВОД взрывобезопасны, устойчивы к химическим, механическим и коррозионным воздействиям, расчетный срок службы превышает 25 лет. ВОД работоспособны в широком диапазоне температур (для стандартных от минус 60 до плюс 80°C, для специальных до плюс 300°C). Предусмотрено широкое разнообразие конструкций с различной степенью защиты от внешних воздействий и возможностью установки в грунте, бетоне, на поверхности конструкции, внутри электрического кабеля. ВОД в ряде случаев – это стандартный телекоммуникационный волоконно-оптический кабель, который можно использовать для организации технологической связи.

УДК 621.39/621.316.5

ВОД выступает альтернативой огромного числа точечных датчиков: пространственное разрешение анализатора ВРМБ составляет 0,5 м, что позволяет средствами ПО разбить контролируемый участок длиной 80 км на 160 тыс. датчиков.

ПО включает: интерфейс, геоинформационную систему (ГИС), самодиагностические и аналитические модули. В список функциональных возможностей ПО входят конфигурирование (возможно удаленное) режимов автоматических измерений, разбиение зон мониторинга на участки, настройка уровней сигналов тревоги и задание вариантов автоматического оповещения.

Преимущества ВОС ГТМ перед системами, использующими точечные датчики, заключается в отсутствии «белых пятен» по трассе прокладки сенсора (т.е. каждая часть распределенного сенсора – чувствительный элемент) и большей протяженностью зоны контроля (до 160 км. с применением 1 анализатора). ВОС ГТМ позволяет определять:

- температуру грунта вдоль проложенного сенсора с разрешением 1°C;
- смещение грунта вдоль трубопровода с точностью не менее 15 мм;
- место события с точностью до 0,5 м на участке до 160 км;
- профиль распределения температуры с шагом 0,1 м и разрешением 0,1°C;
- время измерения (от 1 мин. для 1 канала измерения).

Волоконно-оптическая система обнаружения утечек из трубопроводных систем

Волоконно-оптическая система обнаружения утечек из трубопроводных систем (ВОС СОУ) может быть построена на принципе бриллюэновского или рамановского рассеяния. Разрушение трубопроводов по своему характеру вызывает техногенное воздействие, затрагивающее биохимические процессы в атмосфере, почве и водоемах. Главное условие минимизации потерь нефти и быстрой ликвидации последствий ее утечки – быстрое и точное определение места и масштаба разрушения трубопровода.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» организации обязаны «создавать и поддерживать в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения».

Традиционные методы диагностики дефектов требуют достаточно большого объема подготовительных работ (очистка, обследование, развертывание специального оборудования и т.д.), тем самым способствуя увеличению времени простоя. Точная же локализация места утечки с помощью систем распределенного мониторинга температуры способна сократить время реакции на событие, снизить потери продукта, минимизировать простой производства и вредное воздействие на окружающую среду. Утечки определяются путем обнаружения места и времени распространения аномального изменения температуры вблизи трубопровода: утечки газа или эрозия вызывают резкое локальное понижение температуры (образование «холодного пятна»), а утечки нефти, наоборот, становятся причиной резкого локального повышения температуры (образование «горячего пятна»).

На сегодняшний день методы выявления утечек, использующие распределенные датчики измерения температуры, признаны наиболее перспективными – такова мировая тенденция.

Ведущие нефтегазовые компании разрабатывают соответствующие стандарты, которые определяют, что при проектировании трубопроводных систем необходимо предусматривать установку систем обнаружения утечек на основе оптоволоконных технологий.

Опыт применения ВОСМ на морских месторождениях

Пример 1

Расположенный на Аляске (остров Оогурук) участок нефтяного месторождения Компании Pioneer Natural Resources Alaska частично защищен от морского льда и суровых волн Северного Ледовитого океана мелкими

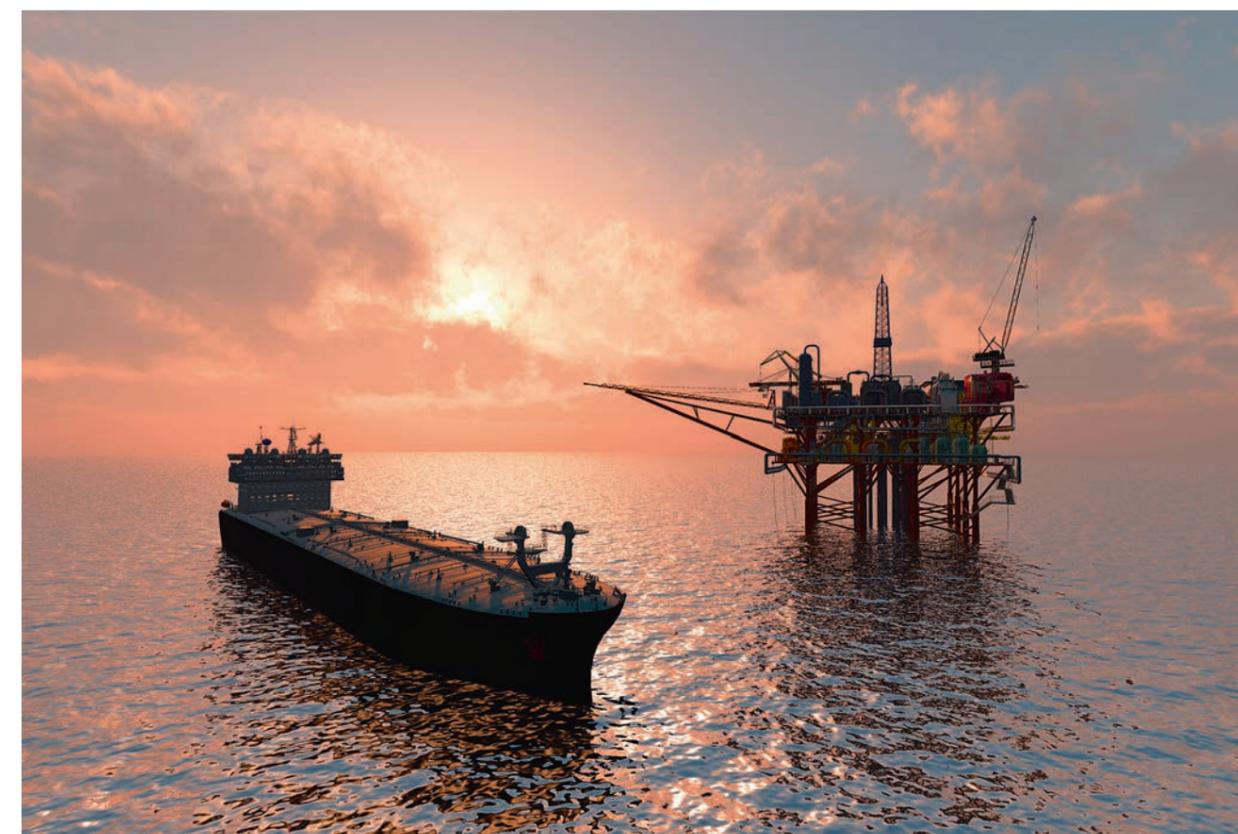
водными глубинами и рядом островов, образующих своего рода барьер. Добываемые углеводороды передаются по проложенной по дну связке промысловых трубопроводов протяженностью 13 км от оффшорного острова из гравия с буровой точкой к береговому трубопроводу.

Максимальная глубина воды составляет всего лишь 7 метров. Трубопроводы проложены в траншее, чтобы защитить их от ледового пропахивания. Однако и мелководье несет в себе определенные трудности. Трубопроводы уязвимы к перемещающемуся рельефу морского дна, ледовая эрозия дна и просачивание рек могут привести к обнажению или обратному прогибу труб, что станет причиной существенных механических нагрузок.

Учитывая эти условия, мониторинг целостности трубопроводов оказался жизненно важным для минимизации воздействий на уязвимую природу Аляски, а также для минимизации рисков, связанных с утечками и простоями. Для снижения риска появления чрезмерных напряжений, вызванных ледовым пропахиванием, перемещающимся рельефом морского дна и растеплением многолетнемерзлых пород появилась необходимость мониторинга эрозионного обнажения и рабочей температуры в режиме реального времени.

Подводный волоконно-оптический кабель для морской прокладки был встроены в трубопроводную связку, состоящую из 16 дюймового трубопровода (построенного по схеме труба в трубе), 8 дюймовой трубы закачки, 6 дюймовой газовой трубы и 2-х дюймовой трубы с дизельным топливом. Второй волоконно-оптический кабель был связан с силовым электрическим кабелем для мониторинга его состояния, который был проложен параллельно со связкой на расстоянии нескольких метров. Волоконно-оптические кабели используются как для измерения температуры, так и для обеспечения связи между островом и станцией на материке.

Поскольку визуальный осмотр трубопроводов невозможен, мониторинг температуры с помощью ВОД в режиме реального времени может обеспечить раннее



предупреждение о развитии любых процессов, которые могут угрожать целостности системы.

Технология на основе ВРМБ, обеспечивающая измерение распределенных значений температуры и механических напряжений на большом расстоянии, была выбрана из-за ее очень высокой точности детектирования изменений температуры и деформации, которая сочетается со способностью обнаружения возникающих событий в режиме реального времени с разрешением (локализацией места события) в 1 метр. Никакая другая система мониторинга не могла обеспечить такую точность для недоступного объекта, проложенного по морскому дну. Только уникальное применение передовой Бриллюэновской технологии поддерживает работу системы на больших расстояниях без потери точности.

Система использует принцип температурного различия между холодными арктическими водами и более высокими рабочими температурами трубопроводов. Например, эрозия дна будет немедленно обнаружена, поскольку

относительно теплый грунт, окружающий трубопроводную связку (трубопровод подогреваемый), будет разрушен более холодным потоком воды задолго до того, как лед оголит значительный участок трубопровода. При возникновении утечки, система обнаружит повышение температуры воды в критической точке.

Прочие визуальные методы контроля, такие как вертолетный обзор местности, зачастую не применимы из-за неблагоприятных погодных условий.

Волоконно-оптический мониторинг обладает самым быстрым временем реакции, значительно сокращая финансовые затраты и экологические последствия. Система мониторинга успешно использовалась до запуска в эксплуатацию в конце 2007 года и продолжает использоваться в настоящее время.

Пример 2

Норвежская Компания Statoil для предупреждения образования парафиногидратных отложений в подводных трубопроводах использует технологию прямого индукционного электронагрева

DEH (Direct Electrical Heating). Данная технология использует для нагрева индукционные токи в стенках стального трубопровода, которые возбуждаются при помощи прикрепленного к нему силового электрического кабеля.

Силовой кабель обеспечивает прогрев скважинной жидкости до температуры выше той, при которой образуются гидраты.

Оператор применяет технологию DEH в следующих случаях:

- во время остановки поддерживает температуру скважинной жидкости выше температуры образования гидратов, и обеспечивает защиту трубопровода в период простоя.
- в случае низкой температуры окружающей среды для прогрева скважинной жидкости до температуры выше температуры образования гидратов, для предотвращения образования пробок в трубопроводе.

Важное требование безопасного использования DEH – быстрое обнаружение и локализация повреждения силового кабеля для предотвращения повреждения нефтепровода.

В данном проекте, в целях быстрого обнаружения точек перегрева, система обеспечила непрерывный мониторинг температуры с точностью 1°C и пространственным разрешением 2 м. Сигналы предупреждения и их настройки (например, превышение порогового значения температуры), а также разбивка на зоны мониторинга настраиваются пользователем.

Несмотря на наличие ударостойкой защиты силового кабеля, существуют факторы, угрожающие ему. Основные из них, это траловый лов, использование якорей и сброс различных объектов, которые могут повредить кабель. Неисправность силового кабеля обнаруживается и локализуется, что позволяет избежать повреждения нефтепровода.

Для целей мониторинга в силовой кабель интегрирован волоконно-оптический модуль, 6 оптических волокон которого соединены в 3 петли, концы которых подключены к системе. В случае обрыва оптического волокна одной из петель, Анализатор отправляет сигнал тревоги к центральной системе управления. При выходе из строя 2-х петель, входящий в состав системы модуль обнаружения обрывов, при помощи выхода в виде сухих контактов активирует систему отключения 11 кВ цепи, и электронагрев отключается. Система отключения активируется в течении 100 мс после обнаружения 2-го обрыва. При этом система управления получает сигнал тревоги и местоположение обрыва.

Система может использоваться как условный индикатор для DEH, так и как часть системы управления. Во время работы электронагрева трубопровода, Анализатор отслеживает температуру вдоль всего силового кабеля, гарантируя отсутствие у него перегретых участков. Анализируя распределение температуры, можно оптимизировать потребление энергии.

Компания Statoil продолжала развивать технологию DEH с момента первой инсталляции в 2000 г. вплоть до сегодняшнего дня. В результате, данная технология доказала экономическую эффективность своего применения для обеспечения надежности на 9 объектах, расположенных в Северном море.

Пример 3

Компания Technip заключила договор с Total E&P на строительство 6 км линии для соединения глубоководного нефтегазового месторождения Ислай – Islay с манифольдом подводного трубопровода Forvie Pipeline End Manifold. В ходе исследования придонного слоя, было установлено 5 зон пониженного давления, которые представляют наиболее серьезный риск отложения гидратов, особенно в результате длительного простоя трубопровода или проведения пусконаладочных мероприятий, вызывающих понижение температуры окружающего пространства.

В силу конструктивных особенностей трубопровода разрешалась заливка метанола лишь в небольших количествах. Поэтому, в целях предотвращения отложения гидратов в трубопроводе были предприняты следующие меры: первая включала выравнивание донного рельефа на протяжении 2 км с целью устранения последствий волновых течений, которые понижают температуру; вторая предусматривала использование сборной подводной системы электронагрева «труба-в-трубе» (ETH-electrical trace heating pipeline), обеспечивающей прогрев скважинной жидкости до температуры выше той, при которой образуются гидраты, а также для сокращения необходимости регулярной обработки скважины химическими реагентами.

Технология электронагрева «труба-в-трубе» была разработана на основе результатов пятилетних научных исследований. Для эффективного предотвращения образования гидратов, необходимо было гарантировать бесперебойный обогрев трубопровода по всей его протяженности.

Система мониторинга позволяет оператору оптимизировать процесс нагрева трубы до заданной температуры в реальном времени.

Сенсорная технология основана на ВРМБ и обеспечивает внушительный оптический диапазон 22 дБ и непрерывный контроль температуры с точностью 0,1°C и пространственным разрешением 1 м. Система мониторинга на основе распределенной температуры обеспечивает непрерывное

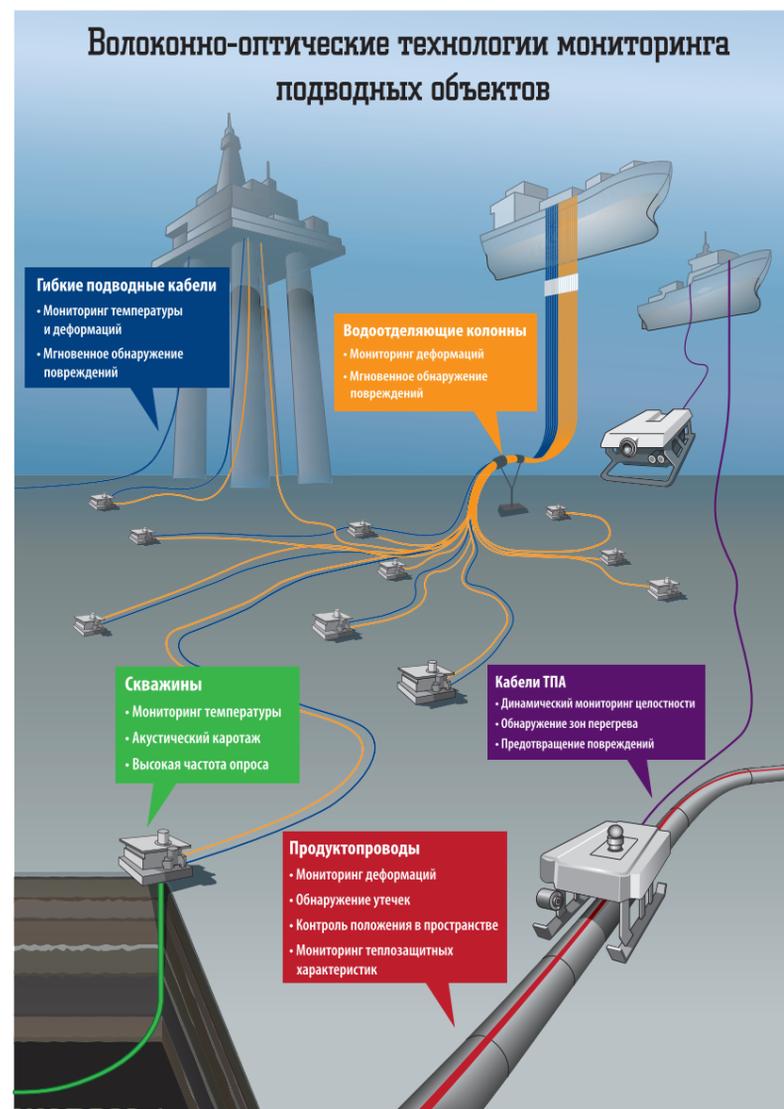
отслеживание температурных изменений. Сигналы тревоги могут быть настроены по различным температурным критериям для каждого участка трубы.

Сборка трубопровода осуществлялась в Шотландии, где 7 секций трубопровода были собраны в одну непрерывную трубу. Для удобства и быстроты сборки системы, специалисты Technip разработали автоматизированный станок, проталкивающий внутреннюю теплообменную трубу во внешнюю трубу при помощи специального механизма. Данный станок способен одновременно производить втапливание внутренней теплообменной трубы во внешнюю трубу и спиральную намотку нагревательных и волоконно-оптических кабелей по поверхности внутренней трубы. В 2012 году состоялся запуск трубопровода в эксплуатацию.

Проект Islay – масштабный пилотный проект Компании Total по внедрению технологии электронагрева «труба-в-трубе». Строительство и успешный запуск системы электронагрева с внедренной ВОСМ, позволили реализовать наиболее экономически эффективное и экологически рациональное решение предотвращения отложения гидратов на протяженных связках подводных трубопроводов, проложенных на глубоководных месторождениях.

Российский опыт внедрения

Испытания ВОС ГТМ с техническим сопровождением опытно-промышленной эксплуатации проведены на МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». В ходе испытаний подтверждены возможности применения системы для осуществления в масштабе реального времени сбора, обработки и отображения информации о деформациях линейной части трубопроводов, вызванных просадками и выпучиваниями грунта, а также контроля температуры объектов, в том числе при промерзании и растеплении грунта. Выполненная работа позволила сформировать технические требования как к самим системам мониторинга, так и к распределенным волоконно-оптическим датчикам. ВОС ГТМ



соответствует требованиям ПАО «Газпром», включена в проектное решение строительства МГ «Сила Сибири» и ряда других инвестиционных проектов ПАО «Газпром».

Волоконно-оптическая распределенная виброакустическая система охраны и безопасности (ВОС ОБ)

Для решения задачи обеспечения надежной комплексной безопасности объектов нефтегазового хозяйства применяется распределенная волоконно-оптическая виброакустическая система (работает на эффекте Рэлеевского рассеяния). Для обнаружения потенциальной угрозы она использует несколько физических

принципов одновременно (вибрационный, акустический, сейсмический) и реагирует на события посредством фиксации виброакустических воздействий на чувствительный элемент, проложенный в грунте и/или закрепленный на заграждении.

Работа системы основана на фазовой чувствительности оптоволоконного кабеля, который играет роль распределенного датчика виброакустических возмущений окружающей среды, к внешним воздействиям. Использование рефлектометрического принципа, аналогичного радиолокационному, и анализ суммарной информации позволяют определять место и тип воздействия с заданной точностью (до 5 м) при протяженности зоны охраны до 100 км с помощью одного прибора без коммутатора.

Волоконно-оптическая распределенная виброакустическая система предназначена для создания протяженного рубежа охраны и обнаружения несанкционированного проникновения на охраняемую территорию или в зону отчуждения. Система универсальна, работает в широком диапазоне условий эксплуатации, интегрируется с другими слаботочными системами (видео наблюдения, БПЛА, оповещения и т.д.), а также с системами верхнего уровня SCADA и ГИС, может использовать существующую инфраструктуру.

Информация о выявленных событиях по каналу связи отправляется на автоматизированное рабочее место оператора. С помощью ПО устанавливаются критерии для реакции системы на событие, настраиваются критерии выдачи предупреждающего сигнала и сигнала тревоги. В ПО заложен механизм снижения вероятности ложного срабатывания, который позволяет отфильтровать случайные воздействия, спровоцированные различными помехами по критериям продолжительности, повторяемости и наличия соответствующих признаков.

Волоконно-оптическая система мониторинга скважин в режиме реального времени

Существующие методы и технологии исследований скважин позволяют получать информацию о состоянии скважины и призабойной зоны пласта только в период проведения самих исследований. Вместе с тем отсутствие полноты и корректности информации в режиме реального времени при эксплуатации месторождений, а также сложность и высокая стоимость проведения ГИС в горизонтальных скважинах, особенно при исследованиях на удаленных труднодоступных месторождениях, приводит к необходимости разработки современных программно-аппаратных комплексов, позволяющих регистрировать температуру, акустические воздействия, шумы и забойное давление в режиме реального времени в скважинах, добыча из которых осложнена (выпадением жидкости на забое, выносом песка и др.).

Волоконно-оптическая система мониторинга скважин (ВОС МС) позволяют количественно оценивать профиль притока в эксплуатационных скважинах, контролировать их техническое состояние (выявлять заколонные перетоки, негерметичности внутрискважинного оборудования), определять наличие примесей, гидратов и параметры обводнения скважин. ВОС МС позволяют определять продуктивные характеристики скважины и в режиме реального времени выполнять адаптацию постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения, а также принимать оперативные решения о проведении геолого-технических мероприятий.

Применение ВОС МС позволяет отказаться от классических периодических геофизических измерений, для которых необходима остановка работы скважины, и получать актуальные данные на реальных режимах работы скважины.

Характеристики ВОС МС:

- пространственное разрешение замеров распределения температуры и акустических воздействий – от 0,5 м;
- диапазон измерения температуры от -60 до + 300°С;
- абсолютная погрешность – 1,0°С;
- разрешение по температуре – 0,1°С;
- частотный диапазон измерения акустических воздействий – типично до 10 кГц (при длине кабеля 5 км, до 12,5 кГц при длине кабеля 4 км).
- в зависимости от условий эксплуатации применяются различные материалы при изготовлении кабелей (в т. ч. стойкие к сероводороду);
- возможность спуска внутрискважинного оборудования ВОС МС с другим оборудованием;
- мониторинг и передача данных на пульт оператора, в службу Главного геолога и отдел по добыче в режиме реального времени;
- возможность комплексной интерпретации данных замеров с целью предоставления информации о техническом состоянии скважин, контроля профиля притока, интервалов обводнения и выноса песка.

Специфика работ по инсталляции ВОСМ на объектах

В целом процессы монтажа, наладки, испытаний и ввод в эксплуатацию ВОСМ аналогичны операциям для волоконно-оптических линий связи (ВОЛС). Причина в том, что ВОСМ используют компоненты ВОЛС – волоконно-оптический кабель специальной конструкции (в качестве ВОД), оптические муфты, оптические кроссы, оптические шнуры и т.д., а также специализированное монтажное и измерительное оборудование, и сопрягается с ними через соответствующие интерфейсы. Кроме того, структурная схожесть ВОЛС и ВОСМ (наличие линейной и станционной части, системы управления) позволяет использовать соответствующие нормативно-технические документы, регламентирующие процесс создания ВОЛС, проводить инсталляцию элементов системы силами подрядных организаций, специализирующихся на строительстве ВОЛС.

Вместе с тем, монтаж, наладка, испытания и ввод в эксплуатацию ВОСМ имеют свою специфику, связанную с использованием специализированных распределенных ВОД и компонентов. В частности, укладку сенсоров ведут определенным образом в заданном месте относительно объекта мониторинга; ВОД деформации монтируют с контролируемым растягивающим усилием; засыпку ВОД в траншею осуществляют песком или просеянным грунтом; выполняют пространственную привязку месторасположения ВОД к карте местности и др.

Выводы

Повышение промышленной безопасности и экономической эффективности процессов добычи и транспортировки углеводородов – основные задачи, стоящие перед нефтегазовыми компаниями. ВОС МС позволяют принимать управленческие решения по оптимизации технологических режимов работы скважин и промысла в целом. На верхних уровнях управления ВОС МС могут быть использованы в технологиях интеллектуализации разработки месторождений.

Волоконно-оптические системы (ВОС ГТМ, ВОС СОУ, ВОС ОБ) способны детектировать опасные события на основе анализа малейших изменений в оптическом кабеле. Программное обеспечение систем включает самостоятельное обнаружение аномальных событий и потенциальных угроз, а также оповещает оператора о факте, типе угрозы целостности трубопровода и месте ее возникновения путем подачи аварийного сигнала в единый диспетчерский центр. Таким образом, волоконно-оптические системы позволяют операторам предотвращать аварии и утечки на ранней стадии их зарождения, а также предотвращать хищения продуктов транспортировки на этапе подготовки несанкционированных врезок в трубопроводные системы.

Промышленная безопасность эксплуатации трубопроводов возрастает за счет снижения аварийности при своевременном обнаружении деформации трубопровода и движений грунта, повышения уровня контроля за состоянием объектов в реальном времени, проведения ремонтных и профилактических работ по фактической необходимости. Экономическая эффективность транспортировки углеводородов растет благодаря снижению вероятности аварий и уменьшению стоимости ущерба от них, увеличению срока эксплуатации трубопроводов, а также повышению уровня их защищенности. ●

Литература

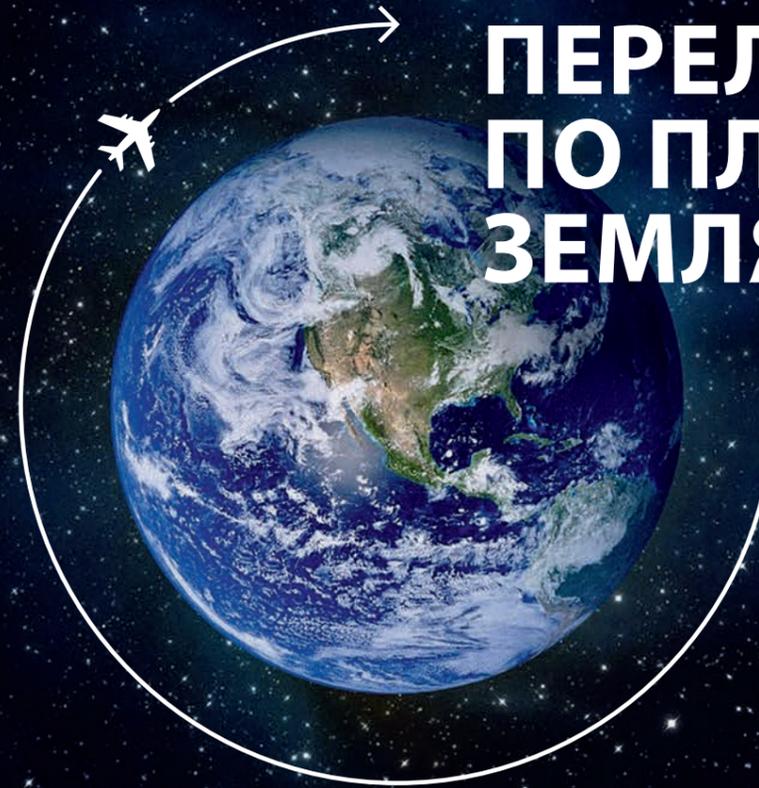
1. Волоконно-оптические системы мониторинга состояния инфраструктурных объектов/ сб. статей под ред. Дмитриева С.А. и Слепцова Н.Н. – М.: Экслибрис-Пресс, 2015. – 304 с.
2. Borda C., Nikles M., Rochat E. Continuous Real-Time Pipeline Deformation 3d Positioning and Ground Movement Monitoring Along the Sakhalin – Khabarovsk – Vladivostok pipeline/ 9th International Pipeline Conference IPC2012 September 2012, Calgary, Alberta, Canada. URL: <http://www.omnisens.com/ditest/doc-news.php?id=373>.
3. Geohazard Prevention and Pipeline Deformation Monitoring Using Distributed Optical Fiber Sensing/ F. Ravet, C. Borda, E. Rochat, M. Niklès// 1st International Pipeline Geotechnical Conference IPG2013 July 2013, Bogota, Colombia. URL: <http://www.omnisens.com/ditest/doc-news.php?id=375>.
4. External Pipeline Leak Detection Based on Fiber Optic Sensing for the Kinosis 12" – 16" and 16" – 20" Pipe-in-Pipe System/ C. Borda, D. DuToit, H. Duncan, M. Nikles // 10th International Pipeline Conference IPC2014–33375, 2014–09. URL: <http://proceedings.asmedigitalcollection.asme.org/proceeding.aspx?articleid=2022560>.

KEYWORDS: fiber optic geotechnical monitoring system, leak detection from pipelines, distributed vibroacoustic protection system and security system monitoring wells.

РЕКЛАМА

ЗАО «ИСТЮНИОН»

ПЕРЕЛЁТЫ
ПО ПЛАНЕТЕ
ЗЕМЛЯ



АРЕНДА
БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ
В РЕЖИМЕ 24/7/365

- ✓ 12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ
- ✓ ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
- ✓ СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА
- ✓ СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
- ✓ ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ



КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В РАЙОНЕ СЕВЕРНОГО ПОЛЮСА

Казанин Геннадий Семенович,
генеральный директор,
д.т.н.

Зяц Игорь Владимирович,
1-й заместитель генерального
директора

Иванов Геннадий Иванович,
заместитель генерального
директора по науке
д.г.-м.н.

Казанин Алексей Геннадьевич,
к.т.н.,
директор московского
филиала

Васильев Андрей Станиславович,
начальник экспедиции
«Арктика-2014»

Макаров Евгений Станиславович,
заместитель генерального
директора – главный инженер
ОАО МАГЭ

В СООТВЕТСТВИИ С «ОСНОВАМИ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В АРКТИКЕ НА ПЕРИОД ДО 2020 Г. И ДАЛЬНЕЙШУЮ ПЕРСПЕКТИВУ» В ЧИСЛО ВАЖНЕЙШИХ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И УКРЕПЛЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, НАРЯДУ С ЗАЩИТОЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ГРАНИЦЫ, ВКЛЮЧЕНО РАЗГРАНИЧЕНИЕ МОРСКИХ ПРОСТРАНСТВ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА (СЛО). АНАЛОГИЧНЫЕ ЦЕЛИ ОБОЗНАЧЕНЫ И В «СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ МОРСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РОССИИ ДО 2030 Г.». ПОЭТОМУ В РАМКАХ ПРОЕКТА «АРКТИКА-2014» ДЛЯ ОАО «МОРСКАЯ АРКТИЧЕСКАЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНАЯ ЭКСПЕДИЦИЯ» В КАЧЕСТВЕ ПЕРВООЧЕРЕДНОЙ ЗАДАЧИ ПРЕДУСМАТРИВАЛОСЬ ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ, ГИДРОГРАФИЧЕСКИХ, КАРТОГРАФИЧЕСКИХ И ДРУГИХ РАБОТ ПО ПОДГОТОВКЕ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ВНЕШНИХ ГРАНИЦ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ЭТО ПОСЛЕДНИЕ ДАННЫЕ О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ. К КАКИМ РЕЗУЛЬТАТАМ ПРИШЛИ ЧЛЕНЫ ЭКСПЕДИЦИИ И КАКИЕ ЗАДАЧИ УДАЛОСЬ РЕШИТЬ?

IN ACCORDANCE WITH THE "FRAMEWORKS OF THE STATE POLICY OF THE RUSSIAN FEDERATION IN THE ARCTIC FOR THE PERIOD UNTIL 2020 AND FURTHER," THE DELIMITATION OF THE MARITIME SPACES OF THE ARCTIC OCEAN (AO) IS INCLUDED AMONG THE MOST IMPORTANT STRATEGIC TASKS OF THE SOCIAL AND ECONOMIC DEVELOPMENT OF THE ARCTIC ZONE OF THE RUSSIAN FEDERATION AND THE STRENGTHENING OF NATIONAL SECURITY ALONG WITH THE DEFENSE OF THE STATE BORDER. SIMILAR GOALS ARE OUTLINED IN THE "STRATEGY FOR THE DEVELOPMENT OF MARITIME ACTIVITIES IN RUSSIA UNTIL 2030". THEREFORE, WITHIN THE FRAMEWORK OF THE "ARCTIC-2014" PROJECT FOR JSC "MARINE ARCTIC GEOLOGICAL PROSPECTING EXPEDITION", GEOLOGICAL, GEOPHYSICAL, HYDROGRAPHIC, MAPPING AND OTHER WORKS ON THE PREPARATION OF MATERIALS FOR SUBSTANTIATING OF THE OUTER BORDER OF THE CONTINENTAL SHELF OF THE ARCTIC ZONE OF THE RUSSIAN FEDERATION WERE ENVISAGED AS A PRIORITY TASK. FOR TODAY, THESE ARE THE LATEST DATA ON THE PROSPECTS OF THE OIL- AND GAS-BEARING POTENTIAL OF THE ARCTIC SEAS. WHAT WERE THE RESULTS THAT THE MEMBERS OF THE EXPEDITION CAME TO AND WHAT TASKS WERE COMPLETED SUCCESSFULLY?

Ключевые слова: Северный полюс, Арктическая зона РФ, обоснование внешних границ континентального шельфа, оценка перспектив нефтегазоносности, проект «Арктика-2014», геологоразведка, сейсморазведка.

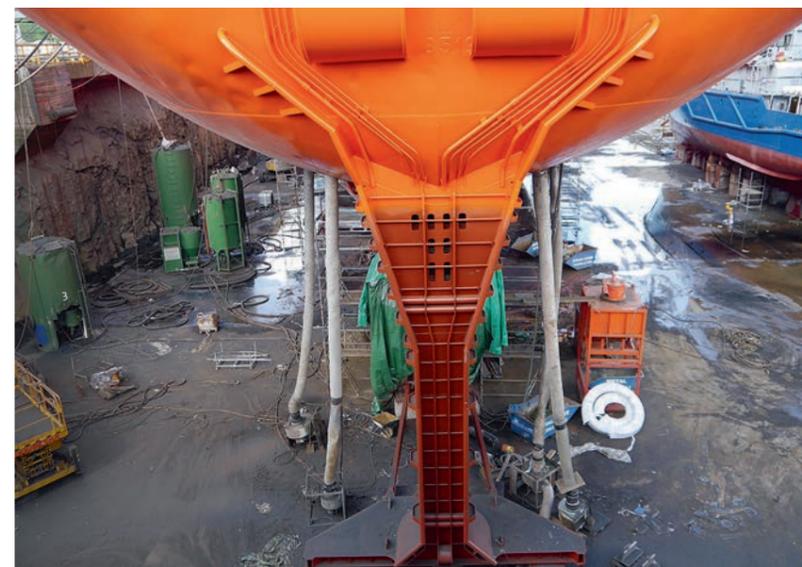
В предшествующие годы (2010–2012 гг.) при сотрудничестве с рядом организаций участниками экспедиции был выполнен значительный объем гидрографических и комплексных геофизических работ. Полученные результаты [1–5] оказались весьма информативными, однако они, как это нередко бывает в геологической науке, поставили новые вопросы, которые потребовали проведения дальнейших детальных исследований.

ОАО «МАГЭ» за последние годы, используя инновационные технологии, достигло определенных успехов при проведении ГРП на нефть и газ арктического шельфа [6].

В настоящее время ни одна организация в России не способна выполнить весь объем работ самостоятельно. В связи с этим, был создан альянс квалифицированных организаций-соисполнителей, координация которых была поручена

УДК 550.8

РИС. 1. Ледовая защита, смонтированная на корме НИС «Академик Федоров»



ОАО «МАГЭ», как головному предприятию, накопившему в ходе выполнения работ в арктических и дальневосточных морях РФ значительный опыт успешного руководства коллективным выполнением комплексных проектов [9].

Главной задачей, отличающей экспедицию от всех предыдущих, являлось выполнение комплексных геофизических работ с целью создания геолого-геофизической основы для оценки перспектив нефтегазоносности. Экспедиция проходила под эгидой Минприроды РФ и Роснедр. За организацию, планирование работ, техническое обеспечение, общее руководство полевыми работами и непосредственно проведение сейсморазведочных исследований отвечала ОАО «МАГЭ» [10].

Методика работ

На основе разработанной в компании технологии подледной сейсморазведки нам удалось в сложнейших ледовых условиях центральной глубоководной части Северного Ледовитого океана выполнить пионерские комплексные геофизические исследования.

Основой подледной технологии является устройство ледовой защиты (УЛЗ) (рис. 1).

При выполнении работ на акваториях покрытых льдом, возникает необходимость в обеспечении крепления

сейсмического оборудования и пневмоисточников ниже поверхности воды для исключения контакта буксируемых устройств со льдом. УЛЗ устанавливается на корме судна и позволяет зафиксировать магистрали пневмоисточников и сейсмическую косу вдоль устройства. Тем самым оно выполняет функцию защиты буксируемых устройств от плавающего на поверхности льда.

Устройство, установленное на судне, выполнено в виде колонны обтекаемой формы с внутренней нишей для прокладки и закрепления буксировочных и прижимных тросов и размещения сейсмооборудования, образованной боковыми стенками колонны и основанием в виде горизонтальной платформы с креплением к днищу судна горизонтальными балками. При этом верхняя часть ледовой защиты расположена выше ватерлинии судна. Боковые стенки колонны образуют вертикальную нишу и продолжают выше места крепления ледовой защиты к корпусу судна с формированием обтекателей. При этом вертикальная ниша выполнена продольно разделенной внутренней зоной для прокладки и закрепления буксировочных и прижимных тросов и внешней зоной для размещения кабелей сейсмического оборудования. Внутренняя зона разделена на три продольных канала, каждый из которых предназначен для размещения буксировочных и прижимных

тросов для пневмоисточников и сейсмического оборудования, а также для фиксации запасных буксировочных и/или прижимных тросов, находящихся в нерабочем положении. Три роульса предназначены для направления косы и линий пневмоисточников.

Размеры конструкции составили: высота 17,5 м, ширина подводной части 6,5 м. Общий вес конструкции 10 т. В 2015 г. на устройство ледовой защиты получен патент (рис. 2) [11].

РИС. 2. Патент на устройство ледовой защиты



Отличительной особенностью данной научной разработки является тот факт, что она сразу же была внедрена в производство и использована при выполнении государственного контракта, экспедиции «Арктика-2014».

Работы были выполнены в июле–октябре 2014 г. В состав экспедиции входили НЭС «Академик Федоров» и НИС «Николай Трубятчинский» при поддержке атомного ледокола «Ямал».

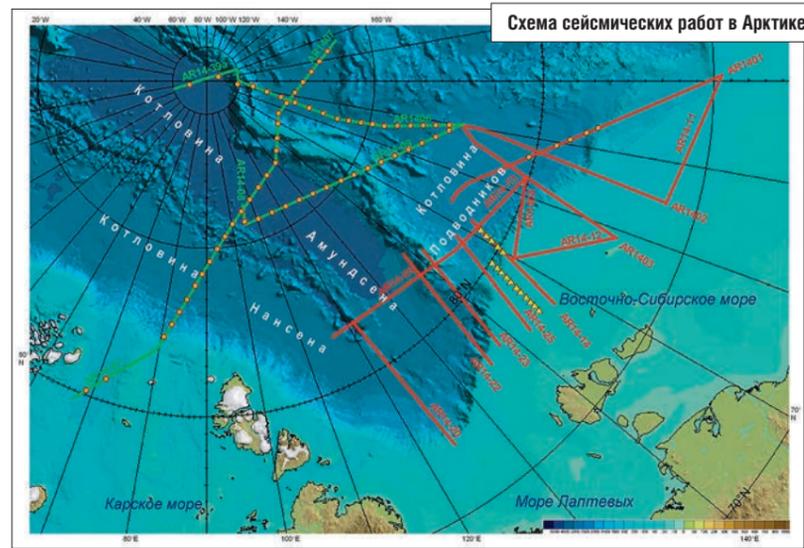
Судно «Академик Федоров» было специально переоборудовано для выполнения подледной сейсморазведки. Сейсмические работы МОВ ОГТ выполнялись в двух вариантах: с приемным устройством длиной 4500 м и с твердотельной косой 600 м в сочетании с зондированиями МОВ МПВ. Для регистрации сейсмического сигнала использовалась цифровая 24-битовая коса Sercel SEAL.

Число каналов, в зависимости от длины косы, изменялось от 48 до 360. В каждой группе было 16 гидрофонов GEOPPOINT EXPORT. Расстояние между пунктами возбуждения колебаний составляло 50 м. Шаг дискретизации был равен 2 мс, а длина записи составила 12 секунд. Точность плано-высотной привязки пунктов физических наблюдений выдерживалась не хуже ± 10 м, 1% от глубины. Глубина буксировки приемного устройства менялась в зависимости от ледовых условий в пределах 10–15 м, местами до 20 м. В качестве источников возбуждения использовались группы пневмоисточников Bolt 1500 и Bolt 1900/Bolt 8500APG объемом 1300 куб. дюйм [12].

Для определения скоростных характеристик основных границ в осадочном чехле и построения скоростной модели в комплексе с работами МОВ ОГТ были выполнены инновационные сейсмические работы МОВ-МПВ. Исследования выполнялись радиотелеметрической системой сбора сейсмических данных BOX, вместе с плавающим модулем телеметрического сейсмического комплекса BOX с гидрофоном MP-24L3 (GeoSpace). Шаг дискретизации составил 4 мс, расстояние между зондированиями – не более 50 км. Длина годографа была равна 15–25 км, при длине записи 8–12 секунд [13].

Кроме того, впервые был отработан профиль ГСЗ. Для выполнения сейсмических работ ГСЗ использовался модернизированный аппаратный комплекс, состоящий из самовсплывающих автономных донных сейсмических станций с многокомпонентной цифровой регистрацией сейсмического сигнала (АДГС-2М, АДСС-5000), сейсмического низкочастотного пневматического источника СИН-6 и бортовых устройств управления. Подрыв на профилях выполнялся по времени каждые 150 секунд. Шаг дискретизации – 8 мс, длина сейсмической записи – 60 с. На волновых полях зондирований ГСЗ в первых вступлениях выделяются преломленные волны, связанные с границами в осадочном чехле и внутри коры. Зарегистрирована отраженная волна от границы М (PmP), которая начинает проследиваться с удалений 40–60 км на протяжении почти всего профиля, достаточно

РИС. 3. Карта фактического материала экспедиции «Арктика-2014»



— МОВ ОГТ/600 м, надводная гравиметрия, батиметрия
 — МОВ ОГТ/4500 м, надводная гравиметрия, батиметрия
 ●●●● МОВ-МПВ
 ▲▲▲▲ ГСЗ

уверенный интервал прослеживания составляет 60–80 км, в отдельных случаях достигая 100–110 км [10–14].

Для площадного изучения рельефа дна вдоль профилей был использован многолучевой эхолот EM122 Kongsberg Maritime AS, Норвегия и резервный однолучевой эхолот EA 600 12 кгЦ той же фирмы. С целью получения дополнительной информации о верхней части разреза и рельефе дна был применен профилограф "TOPAS PS 18" 18 кгЦ [1, 2, 4–5].

Гравиметрическая съемка в рейсе осуществлялась одновременно двумя гравиметрами: гравиметр мобильный «Чекан-АМ» и мобильный гравиметрический комплекс «Шельф-Э» [15]. Перед началом работ были проведены все необходимые подготовительные работы, оба гравиметра были откалиброваны. В г. Наантали (Финляндия) перед началом рейса и по его окончанию были выполнены опорные гравиметрические наблюдения.

Результаты

В процессе работ решались следующие задачи: выявления геолого-структурных связей осадочных бассейнов присклонового прогиба Вилькицкого и прилегающей котловины Подводников с мелководным шельфом восточно-сибирских морей; определения конфигурации и размеров осадочных бассейнов,

мощности и структуры осадков и структуры земной коры; определения мощности осадочного чехла на отдельных участках котловин Амундсена, Нансена, Макарова, Подводников II; изучения рельефа морского дна по всем маршрутам съемки. Район исследований охватывает как глубоководную, так и мелководную часть Арктического бассейна. Основными положительными структурами в глубоководной части являются хребет Гаккеля, хребет Ломоносова и поднятие Менделеева, которые разделяют котловины Нансена, Амундсена и Подводников.

Общий объем комплексной гидрографо-геофизической съемки составил более 10000 км: МОВ ОГТ с 600-метровой косой, в сочетании с зондированиями МОВ-МПВ 3373.2 км; с 4500-метровой косой – 5596.950 км; съемка рельефа дна и гравиметрическая съемка. Дополнительно к этому было выполнено 1165.9 км съемки рельефа дна в комплексе с гравиметрической съемкой. Карта фактического материала представлена на рис. 3.

Большая часть работ проходила во льдах сплоченностью 9–10 баллов, толщиной до 160 см. На некоторых профилях встречался двухлетний лед толщиной до 240 см и торосы до 4 м. Зачастую ледокол Ямал сначала пробивал себе дорогу, а после возвращался и прокладывал дорогу для «Академика Федорова» (рис. 4) [15].

РИС. 4. Технология обработки профиля в сплошных ледовых полях



Контроль качества данных подтвердил пригодность сейсмического материала для решения поставленных геологических задач, поверхность акустического фундамента и отражающие границы в осадочной толще прослеживаются на большей части разрезов уверенно и непрерывно. Уверенно прослеживаются все отражающие горизонты по их классификации, принятой для восточно-арктических морей [16].

В заключении необходимо подчеркнуть, что впервые в мире 10 августа 2014 года, в районе полюса были выполнены комплексные геофизические исследования, включавшие сейсмозондирование МОВОГТ (при работе с 600-метровой косой – в сочетании с зондированиями МОВ-МПВ), съемку рельефа дна и гравиметрическую съемку силами исключительно российских специалистов, на основе разработанного в ОАО «МАГЭ» инновационного геофизического комплекса (рис. 5, [13]).

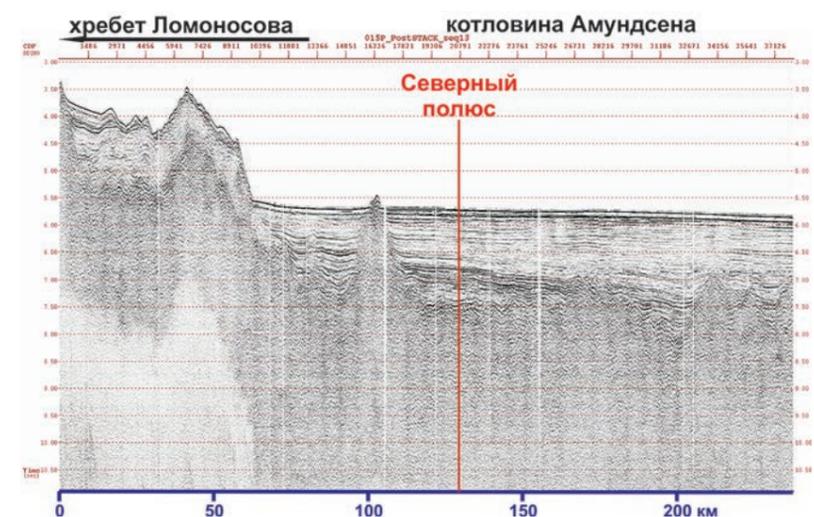
Если А.Н. Чилингарову в свое время удалось только взглянуть с

борта глубоководного обитаемого аппарата «Мир» на поверхность океанского дна в районе Северного полюса, то экспедиция «Арктика-2014» пошла дальше: непрерывно «просветила» дно на 4–5 км и попыталась «увидеть» нефтяные залежи. В настоящее время продолжается обработка полученного материала.

Выполненные в экспедиции комплексные геофизические исследования позволили существенно усилить аргументацию Российской Федерации при обосновании внешней границы континентального шельфа. В частности, предварительный анализ временных разрезов МОВ ОГТ позволил увязать стратификацию осадочного чехла мелководных шельфов Восточно-Сибирского и Чукотского морей и стратификацию в глубоководной котловине Подводников. На качественном уровне была принята генеральная концепция новой стратификации, которая была представлена в Заявке РФ в Комиссию по континентальному шельфу. Впервые были проведены сейсмические исследования МОВ ОГТ по прямолинейным профилям в одном из самых труднодоступных районов Арктики – котловине Макарова.

Это позволило подтвердить ранее высказанную идею российских ученых о рифтогенной природе этой котловины. Информация о скоростях сейсмических волн в осадочном чехле, полученная в экспедиции в результате зондирований МОВ-МПВ, позволит корректно построить глубинные разрезы вдоль отработанных профилей. ●

РИС. 5. Уникальный сейсмический разрез, проходящий через Северный полюс



Литература

1. Алексеев С.П., А.Ф. Зеньков, С.Б. Курсин, К.Г. Ставров Батиметрические исследования ОАО «ГНИИГИ» в центральной части Арктики // Навигация и гидрография. – 2010. – № 30. – С. 9–17.
2. Алексеев С.П., И.Ф. Глумов, А.А. Ледовских, К.Г. Ставров и др. Гидрографические исследования в Центральном Арктическом бассейне на надводном судне в интересах обоснования внешней границы континентального шельфа России // Труды Научной конференции XIV Съезда Российского географического общества, 11–14 декабря 2010 г., Санкт-Петербург. – СПб.: Изд. РГО, 2010. – С. 101–110.
3. Ледовских А.А., И.Ф. Глумов, С.П. Алексеев, К.Г. Ставров, А.В. Морозов, Дж. Гаглиарджи Комплексные исследования для обоснования внешней границы континентального шельфа Российской Федерации на Северном Ледовитом океане // Труды 10-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ. – СПб.: Химиздат, 2011. – С. 291–297.
4. Шкатов М.Ю., Иванов Г.И. Первая российская скважина на дне Северного Ледовитого океана // Океанология. – 2013. – Т. 53. – № 4. – С. 569–572.
5. Glumov I.F., A.F. Zenkov, D.M. Zhilin A Challenge in the Arctic. Bathymetric Survey for Delineation of the Extended Continental Shelf of the Russian Federation // Hydro international. – 2012. – № 1. – P. 27–30.
6. Иванов Г.И. Морская геофизика на самом современном уровне // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 1. – С. 28–30.
7. Казанин Г.С., Иванов Г.И. Инновационные технологии – основа стабильного развития ОАО «МАГЭ» // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 4. – С. 3–7.
8. Казанин А.Г., Казанин Г.С., Иванов Г.И., Саркисян М.В. Инновационные инженерно-геологические технологии на арктическом шельфе России // Neftegaz.RU, 2017, N 1, стр. 120–124
9. Казанин Г.С., Иванов Г.И., Заяц И.В., Казанин А.Г., Макаров Е.С., Шкарубо С.И., Павлов С.П., Нечухав С.А. Инновационные технологии ОАО «МАГЭ» – потенциал для укрепления МСБ арктического шельфа России // Разведка и охрана недр, №9, 2016. С. 56–64.
10. Казанин Г.С., Заяц И.В., Макаров Е.С. и др. Геофизические исследования ОАО МАГЭ в Северном Ледовитом океане на хребте Ломоносова // Геология и геозкология континентальных окраин Евразии. Вып. 3. М.: ГЕОС, 2011. С. 19–30.
11. Казанин Г.С., Макаров А.С., Васильев А.С., Прудников А.Н., Иванов Г.И. Инновационная технология подледной сейсмозондировки // Нефть. Газ. Новации, 2015, N2, с. 21–24.
12. Казанин Г.С., Иванов Г.И. Комплексные геолого-геофизические исследования ОАО «МАГЭ» на арктическом шельфе // Материалы конференции «Арктика – нефть и газ 2015», Москва, 2015, с. 134–138.
13. Казанин Г.С., Иванов Г.И., Макаров Е.С. Комплексная геофизическая экспедиция к северному полюсу – «Арктика-2014» // Научно-технические проблемы освоения Арктики// РАН. 2015. с. 162–165.
14. Казанин Г.С., И.В. Заяц, Г.И. Иванов, Е.С. Макаров, А.С. Васильев Геофизические исследования в районе Северного Полюса// Океанология 2016, т. 56, № 2, стр. 333–3357
15. Kazanin G.S., Ivanov G.I., Verba M.L., Kirillova-Pokrovskaya T.A. (2016). The Tectonic Map of the East Siberian Sea: the Undisturbed Paleozoic Cover (According to the Data Acquired by MAGE) Paper Number: 676. Abstract 35th International Geological Congress, Cape Town, South Africa.
16. Поселов В.А., Буценко В.В., Жолондз С.М., Жолондз А.В., Киреев А.А. Сейсмостратиграфия осадочного бассейна котловины Подводников и Северо-Чукотского прогиба // Доклады Академии Наук, 2017, том 474, № 5, с. 1–5.

KEY WORDS: North Pole, the Arctic zone of Russian Federation, substantiation of continental sea shelf external borders, assessment of the oil-and-gas bearing capacity, the "Arctic-2014" project, geological survey, seismic prospecting.

МОРСКАЯ РОБОТОТЕХНИКА

СОВРЕМЕННЫЕ УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ТАКОГО ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО СЕГМЕНТА КАК МОРСКАЯ РОБОТОТЕХНИКА ДЛЯ РАЗРАБОТЧИКОВ, ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ И ЗАКАЗЧИКОВ В РФ ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ «ДОГОННЫМ» РЕЖИМОМ ПРИ ОГРАНИЧЕННЫХ ФИНАНСОВЫХ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ВРЕМЕННЫХ РЕСУРСАХ. ОСНОВНАЯ ЗАДАЧА ЗАКЛЮЧАЕТСЯ НЕ ПРОСТО В ОБЕСПЕЧЕНИИ СООТВЕТСТВИЯ МИРОВОМУ УРОВНЮ РАЗВИТИЯ МОРСКОЙ РОБОТОТЕХНИКИ ПО КЛАССАМ И ФУНКЦИОНАЛЬНОСТИ, ИЛИ, КАК В СЛОЖИВШЕЙСЯ ПРАКТИКЕ, ПРЕВЫШЕНИЯ ЕГО В ЕДИНИЧНЫХ, УНИКАЛЬНЫХ ИЗДЕЛИЯХ, А В СОЗДАНИИ ШИРОКОГО СПЕКТРА ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ, ДОСТУПНЫХ ПО ЦЕНЕ И УРОВНЮ СЛОЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ РОБОТОТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ЭТОЙ ЗАДАЧИ ПРЕДЛАГАЮТ СЕГОДНЯ РАЗРАБОТЧИКИ?

MODERN CONDITIONS FOR THE DEVELOPMENT OF SUCH A HIGH-TECH SEGMENT AS MARINE ROBOTICS FOR DEVELOPERS, MANUFACTURERS AND CUSTOMERS IN THE RUSSIAN FEDERATION ARE CHARACTERIZED BY A "CATCH-UP" REGIME WITH LIMITED FINANCIAL, TECHNOLOGICAL AND TIME RESOURCES. THE MAIN CHALLENGE IS NOT JUST TO ENSURE COMPLIANCE WITH THE WORLD LEVEL OF DEVELOPMENT OF MARINE ROBOTICS BY CLASS AND FUNCTIONALITY, OR, AS IN THE CURRENT PRACTICE OF EXCEEDING IT IN INDIVIDUAL, UNIQUE PRODUCTS, AND IN THE CREATION OF A WIDE RANGE OF FUNCTIONAL, AFFORDABLE AND LEVEL OF COMPLEXITY OF THE OPERATION OF SHIPS ROBOTIC TOOLS FOR DOMESTIC AND FOREIGN USERS. WHAT SOLUTIONS ARE OFFERED BY THE DEVELOPERS TODAY?

Ключевые слова: морская робототехника, освоение шельфа, подводные аппараты, глубоководное оборудование, плавсредства.

Занин Владислав Юрьевич, советник генерального директора АО «НПП ПТ «ОКЕАНОС»

Одним из перспективных направлений по решению столь интересной задачи, рассматривается многофункциональность и модульность конструктивного исполнения и программного обеспечения морской робототехники. При этом вполне законен вопрос: в чем новизна такого подхода? Хорошо известны решения ведущего мирового производителя морской робототехники "Teledyne Technologies Company", автономные обитаемые подводные аппараты (АНПА) "GAVIA" компании "Teledyne

Gavia ehf", которые является эталоном модульности и многофункциональности. Они не только позволяют варьировать модули различных полезных нагрузок (камеры, гидролокаторы, профилографы, лаги, датчики и имитаторы акустических целей), но и в зависимости от полезной нагрузки и задачи подбирать необходимую конфигурацию базовых модулей, при этом используя единый интерфейс для нескольких беспилотных платформ и датчиков при планировании и анализе миссий. Более распространенным является решение применения модульности только к полезной нагрузке морской робототехники. Его использовала и компания "OceanServer Technology Inc." в серии АНПА "IVER", а также данное решение применено в ведущейся, по Европейской программе "Horizon 2020", разработке глубоководного (5 000 м) автономного обитаемого



РИС. 1. Концепт-проект СПбГМТУ и «Океанос» АНПА с манипуляторным комплексом (на рис. представлена для примера устьевая донная арматура FMC Technologies)



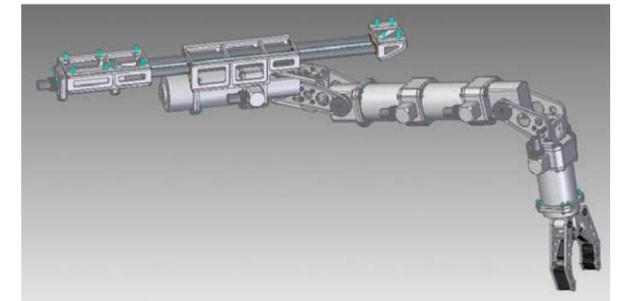
РЕКЛАМА

подводного аппарата с гидродинамическими принципом движения "BRIDGES". Ответ на вопрос, при всех приведенных примерах, прост – везде использована модульность исключительно в рамках одной модели или максимум нескольких моделей одного типа изделия. В отличие от этого, в предлагаемом направлении многофункциональности и модульности конструктивного исполнения и программного обеспечения морской робототехники, изначально заложен комплексный подход к созданию не одной модульной модели или типа морской робототехники, а концепция формирования типорядов модулей полезной нагрузки и базовых функций для самостоятельного формирования пользователем необходимого типа и необходимой конфигурации морского робототехнического средства – АНПА, АНПА – П традиционного или гибридного типа, телеуправляемого аппарата, донной станции или поверхностного без-экипажного плавсредства или волнового планера. Естественно, даже самый полный типоряд модулей не сможет удовлетворить всему многообразию задач, но, если даже для половины всех имеющихся типовых задач, то кумулятивный эффект от экономии на разработке, доводке, испытаниях, серийности продукции, загрузки производителей комплектующих и полезной нагрузки, объемах ЗИП для пользователя, подготовке техников и операторов, технологической проработке морских операций оценивается в миллиардах рублей. Так стоимость разработки и изготовления только 1 единицы морской робототехники согласно Государственной закупке – 249 508 000 рублей. Верификацией верности выбранного направления служит признание работы «Разработка модульно-унифицированного семейства автономных подводных аппаратов как элементов мультиагентной подводной робототехнической системы для Арктического региона» лауреатом «Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа 2017 г.».

Концепция многофункциональности и модульности конструктивного исполнения и программного обеспечения морской робототехники реализуется АО «НПП ПТ «Океанос» в практической деятельности в совместных с ФГБОУ ВО «СПб ГМТУ» инициативных проектах по морской робототехнике, ведущимися в координации с Министерством обороны.

Так создается унифицированный электрический манипулятор модульного функционала (с 1–3–5–6 степенями свободы в зависимости от количества используемых модулей), с большим вылетом (850–1500 мм в зависимости от исполнения) и, пригодного для установки на ТПА обзорного и легкого рабочего класса, АНПА и донные базовые станции. Манипулятор должен обеспечивать работу в режимах онлайн дистанционного управления оператором и офлайн режиме автоматической работы с использованием систем технического зрения и распознавания. Модульный 3-х степенной манипулятор в режиме дистанционного управления оператором был продемонстрирован на объединенном стенде «СПб ГМТУ – Океанос» в рамках Международного Военно-Морского Салона – 2017 г., а модульный 5–6-ти степенной манипулятор должен быть показан в рамках RAO/CIS Offshore 2017.

РИС. 2. Манипулятор АО «НПП ПТ «Океанос» с 6-ю степенями свободы



Кроме того, в фазе активных морских испытаний находится проект создания многофункциональной платформы – классического автономного обитаемого подводного аппарата с преимущественно гидродинамическим принципом движения (АНПА – П «Глайдер 2.5»), в ходе которого отрабатываются модули полезной нагрузки в виде датчиков давления и температуры от компании «Радар – ММС» и систем подводной навигации от компании «Лаборатория подводной связи и навигации». При этом полным ходом идет подготовка к выпуску на испытания гибридной версии АНПА–П «Глайдер 3.0» с дополнительным модулем пропульсивного движительного комплекса, обеспечивающим не только более эффективную возможность преодоления течений или разделов сред с разной плотностью, но и возможность применения принципиально новых модулей полезной нагрузки, до этого момента использовавшихся исключительно на АНПА или ТПА – гидролокаторов бокового обзора, лагов и профилографов. Демонстратор технологий «Глайдер 3.0» удачно дебютировал в рамках Международного Военно-Морского Салона – 2017 г. и Международного Военно-Технического Форума «Армия – 2017» вызвав интерес представителей реального бизнеса, связанных с сервисными контрактами в сфере морского нефтегазового комплекса.

Нарабатываемые в процессе выполнения проектов ноу-хау, технические и программные решения, с учетом открытости хода проектов, на этапах выявления, проработки и подготовки патентования с целью защиты авторских прав депонируются в Едином Депозитарии Результатов Интеллектуальной Деятельности (ЕДРИД).

Выход на этап гибридной версии АНПА – П «Глайдер 3.0» не только выводит на новый уровень практической реализации комплекта модульной робототехники АНПА – П классический – АНПА – П гибридный – АНПА – ТПА – ТПА гибридный – донная станция, но и обеспечит ускоренное развитие и отработку группового управления с участием волнового глайдера и микро-АНПА, разрабатываемых коллективом СПб ГМТУ, что еще раз подчеркивает целесообразность комплексного подхода к модульным технологиям в морской робототехнике, особенно с учетом скорейшего массового привлечения морской робототехники к исполнению таких знаковых документов, как «Экологическая доктрина РФ» и «Основы государственной политики РФ в Арктике на период до 2020 г. и дальнейшую перспективу».

KEY WORDS: marine robotics, offshore exploitation, underwater vehicles, deep sea equipment, boats.

В ОКТЯБРЕ ПЕТЕРБУРГ ВНОВЬ СТАНЕТ ГАЗОВОЙ СТОЛИЦЕЙ

С 3 ПО 6 ОКТЯБРЯ ВЕДУЩИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОМПАНИИ ПРИМУТ УЧАСТИЕ В ПЕТЕРБУРГСКОМ МЕЖДУНАРОДНОМ ГАЗОВОМ ФОРУМЕ, КОТОРЫЙ ПРОЙДЕТ В КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНОМ ЦЕНТРЕ «ЭКСПОФОРУМ»

В рамках VI Международного конгресса специалистов нефтегазовой индустрии состоится 90 мероприятий в различных форматах: пленарное заседание, конференции, круглые столы, рабочие совещания, кейс-турниры, выездные экскурсии. Так, в этом году уникальный международный партнер Форума – энергетическая компания Uniper SE – представит ряд проектов с привлечением мировых Ассоциаций, Национальный газомоторный консорциум Италии (NGV Italy) выступит организатором конференций по использованию природного газа в качестве моторного топлива, специалисты ООО «Газпром межрегионгаз» проведут семинары для инженеров, рассмотрят вопросы газораспределения и газоснабжения, а эксперты Союза организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» подготовят панельную дискуссию о глобальном рынке СПГ в условиях растущей конкуренции.

Центральным событием станет Пленарное заседание «Роль Российского газового комплекса в мировом энергетическом балансе». С докладами выступят представители ПАО «Газпром», Royal Dutch Shell, Uniper SE, OMV, China National Petroleum Corporation. Специалисты обсудят развитие газовой отрасли России, энергетическую безопасность и перспективы развития СПГ, внедрение новых технологий и инновационных производств,

а также дадут оценку рынку российского газа в рамках мирового энергетического комплекса. Форум активно развивает международное участие. На текущий момент Европейская ассоциация газовых компаний (Eurogas), Ассоциация европейского бизнеса (AEB), Национальный газомоторный консорциум Италии (NGV Italy), Комитет по НИОКР и инновациям Международного газового союза (IGU), ведущие зарубежные организаторы выставок и конференций FCE Group srl (Италия) и Pegasus Consultancy Pvt. Ltd. (Пакистан) подтвердили свою готовность к сотрудничеству в рамках конгрессной и выставочной программ.

Важной частью Форума станет Молодежный день, который пройдет при поддержке Международного делового конгресса. Молодежный день – крупная информационная и дискуссионная площадка, где влиятельные эксперты, молодые лидеры крупнейших международных энергетических компаний, и представители академического сообщества собираются для обсуждения новых векторов развития газовой отрасли и карьерных возможностей будущих специалистов.

Деловую программу традиционно дополнит обширная выставочная экспозиция, которая включает три международных отраслевых выставки: «InGAS Stream –

Инновации в газовой отрасли», «Газомоторное топливо» и «РОС-ГАЗ-ЭКСПО», где будут представлены новейшие разработки и перспективные проекты всей технологической цепи газовой отрасли. Российские технологии продемонстрирует специализированная экспозиция «Импортозамещение в газовой отрасли». Среди экспонентов ПМГФ-2017 такие крупнейшие отраслевые компании, как «Газпром», OMV, Uniper SE, Air Liquide, РОСНАНО, «ТМК», «Группа ГМС», Группа ЧТПЗ, «СтройТрансНефтеГаз», «Газпром автоматизация» и другие. В 2017 году Петербургский Международный Газовый Форум пройдет в рамках Международного форума по энергоэффективности и развитию энергетики «Российская энергетическая неделя» (РЭН) – крупнейшего события в области энергетики в стране. Мероприятия РЭН состоятся в Москве 4-7 октября в ЦВЗ «Манеж» и в Санкт-Петербурге 3-6 октября в КВЦ «Экспофорум».

ПМГФ-2017 пройдет при участии Министерства энергетики Российской Федерации, а также при поддержке Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, Комитета Государственной Думы по энергетике, Правительства Санкт-Петербурга, Российского газового общества, Национальной Ассоциации нефтегазового сервиса, Национального газомоторного консорциума Италии (NGV Italy).



3-6
 ОКТЯБРЯ
 2017



**VII ПЕТЕРБУРГСКИЙ
 МЕЖДУНАРОДНЫЙ
 ГАЗОВЫЙ ФОРУМ**

GAS-FORUM.RU

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
EXPOFORUM
 РОССИЯ | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

РЕКЛАМА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ПАРТНЕР ПО СТИЛЮ



ПАРТНЕРЫ



ДИЗАЙН И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УДОВОЛЬСТВИЯ ОТ ВОЖДЕНИЯ

Genesis представил на российском рынке вторую модель линейки – G80

В МАРТЕ ЭТОГО ГОДА СОСТОЯЛАСЬ ТОРЖЕСТВЕННАЯ ПРЕЗЕНТАЦИЯ НОВОЙ МОДЕЛИ ПРЕМИАЛЬНОГО БРЕНДА GENESIS – СЕДАНА G80. ЭТО ВТОРАЯ МОДЕЛЬ БРЕНДА GENESIS НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ: НОВЫЙ АВТОМОБИЛЬ ПРОДОЛЖАЕТ ДИЗАЙНЕРСКИЙ СТИЛЬ И ФИЛОСОФИЮ ПРЕМИАЛЬНОГО БРЕНДА

IN MARCH THIS YEAR, A SOLEMN PRESENTATION OF A NEW MODEL OF THE PREMIUM BRAND HYUNDAI GENESIS – THE G80 SEDAN TOOK PLACE. THIS IS THE SECOND MODEL OF THE GENESIS BRAND ON THE RUSSIAN MARKET: THE NEW CAR CONTINUES THE DESIGNER'S STYLE AND PHILOSOPHY OF THE PREMIUM BRAND

Ключевые слова: Genesis, презентация модели, премиальный бренд, автомобильный рынок, полноприводный седан.

Татьяна Абрамова

Genesis G80 отличается тщательно продуманным дизайном, современными функциями, системами безопасности и помощи водителю. Ценители прекрасного отметят тончайшую эстетику, харизму и продуманную функциональность G80.

— Современный полноприводный седан G80 с инновационными системами помощи водителю привлечет к бренду Genesis новых клиентов, которым для передвижения в городской среде важен первоклассный уровень комфорта и безопасности, — рассказал исполнительный директор российского подразделения бренда Genesis, Алексей Калицев.

Торжественную презентацию посетили звездные друзья бренда Genesis: Павел Санаев с супругой, Александр Паль, Наталья Бардо, Юлий Гусман. Диана Вишнева, прима-балерина Мариинского театра и Американского театра балета, стала почетной гостьей мероприятия.

Разработкой G80 занималась команда ведущих инженеров и дизайнеров бренда, особое внимание уделялось удобству водителя и пассажиров, а



также динамическим и ездовым характеристикам нового автомобиля. Новый седан от Genesis предлагает комфортный, эргономичный салон, отделанный первоклассными натуральными материалами, мощный бензиновый двигатель, интеллектуальный полный привод HTRAC, адаптивную подвеску Genesis Adaptive Control Suspension с несколькими режимами вождения.

Одним из ключевых достоинств G80 являются современные системы безопасности водителя и пассажиров. Кузов нового седана Genesis выполнен из высокопрочных сталей (AHSS),

благодаря чему повышена его жесткость, что позволило улучшить управляемость седана и снизить уровень шумов, возникающих во время движения. Genesis G80 оснащен девятью подушками безопасности, которые имеют два режима срабатывания с разной скоростью раскрытия.

Российским покупателям Genesis G80 предлагается с двигателем Theta-II объемом 2,0 литра, оснащенный турбокомпрессором и прямым впрыском топлива, мощностью 245 л.с. и максимальным крутящим моментом 353 Н·м. В стандартное оснащение модели

входит: система интеллектуального полного привода, девять подушек безопасности, включая коленную для водителя и боковые для пассажиров заднего ряда сидений, фары головного света с ксеноновыми лампами, сиденья с отделкой кожей, акустическая система Lexicon с семью динамиками, мультимедиа-система с навигацией и возможностью интеграции со смартфонами и многое другое. Рекомендованная максимальная розничная цена на Genesis G80 в стартовой комплектации Business с интеллектуальным полным приводом составляет 2 550 000 рублей.



Интеллектуальный полный привод, а также современные функции и системы уже включены в стартовую комплектацию Genesis G80

В следующей по наполнению версии – Advance – оснащение Genesis G80 дополняется полностью светодиодными адаптивными передними фарами, светодиодными передними противотуманными фарами, памятью настроек для двух водителей, электроприводом рулевой колонки и крышки багажника, подогревом руля, аудиосистемой Lexicon с 14 динамиками, электродоводчиками дверей, 18-дюймовыми легкосплавными дисками. Автомобиль в этом исполнении доступен по цене в 2 800 000 рублей.

Третья комплектация для нового Genesis G80 – Premier – стоит 3 100 000 рублей и предлагает покупателям широкий пакет систем помощи водителю, среди которых ассистент удержания автомобиля в полосе движения, система мониторинга слепых зон, система автоматической парковки, система кругового обзора, панель приборов Supervision с семидюймовым цветным дисплеем, самозатемняющиеся внешние зеркала заднего вида. Кроме того Genesis G80 в комплектации Premier дополнен функциями для большего комфорта водителя и пассажиров: подогревом задних сидений и вентиляцией передних, шторками на стеклах задних дверей, замшевой отделкой потолка, солнцезащитных козырьков и передних стоек, а также оригинальным дополнительным ключом-смарткартой.

Genesis G80 в наиболее полной комплектации Luxury в оборудован самыми современными системами для обеспечения безопасности и максимального комфорта водителя и пассажиров, среди которых стоит отметить систему автоматического торможения перед препятствием спереди, интеллектуальный круиз-контроль, ионизатор воздуха и датчик концентрации CO2 в салоне, остекление с дополнительной шумоизоляцией, отделка сидений выполнена из кожи Наппа, в оформлении интерьера используются декоративные панели из натурального дерева и алюминия. Стоимость такой версии Genesis G80 в комплектации Luxury составляет 3 400 000 рублей.

Для комплектаций Advance, Premier и Luxury доступны пакеты опционального оборудования: Advanced Multimedia, Adaptive Suspension, VIP, а также Elite, которые позволяют дополнить Genesis G80 мультимедиа-системой с экраном диагональю 9,2 дюйма с эргономичным дистанционным блоком управления, высококлассной аудиосистемой Lexicon с 17 динамиками, включая сабвуфер, электронноуправляемой адаптивной подвеской (GACS), электрорегулировкой и вентиляцией задних сидений, панорамной крышей с люком.

Преимуществом владения G80 в России станет эксклюзивная

сервисная программа для клиентов GENESIS EXPERIENCE, которая делает обслуживание автомобиля максимально удобным. На все автомобили модельного ряда Genesis действует четырехлетняя гарантия без ограничения пробега. Владельцам Genesis предоставляется круглосуточная служба поддержки с выделенными операторами, а также доступ к сервисам программы «Помощь на дороге», к которым относятся экстренная техническая помощь, дозаправка топливом, замена колеса и эвакуация при технической неисправности автомобиля или в случае ДТП.

Бренд Genesis – это результат многолетних вдохновенных поисков и дерзких устремлений, воплотивший в себе высочайшие стандарты автомобилестроения. Разрабатывая модельный ряд бренда Genesis, команда инженеров изучала эволюцию запросов клиентов премиального сегмента, которые ценят комфортное владение автомобилем: инновационным, сдержанным и элегантным.

На российском рынке Genesis и первая модель бренда – седан G90 – были презентованы в сентябре 2016 года. Кроме России, автомобили этой марки представлены на рынках Южной Кореи, Северной Америки и Ближнего Востока. В планах Genesis до конца 2021 года выпустить шесть новых моделей, включая кроссовер и спортивное купе. ●

KEY WORDS: Genesis, the presentation of the model, the premium brand of the automotive market, all-wheel drive sedan.

РЕКЛАМА

ТЯЖЕЛОЕ ПОРАЖЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЯНОГО КАРТЕЛЯ

The New York Times

Эндрю Э.Крамер

В среду суд постановил, что крупнейший в России частный бизнес-конгломерат АФК «Система» должен выплатить государственной нефтяной компании «Роснефть» 2,3 млрд долл. За этим делом внимательно следят инвесторы, опасаясь, что ослабнут права на частную собственность. АФК «Система» назвала постановление суда тревожным,



так как взыскание было наложено отчасти за транзакции, которые предшествовали спланированному IPO; это наводит на предположение, что любая компания, которая готовится сделаться из закрытой открытой, может быть сочтена нарушительницей закона.

В июле на ежегодном собрании акционеров глава «Роснефти» И. Сечин заявил, что этот иск улучшает инвестиционный климат в России, поскольку искореняет некомпетентное управление компаниями. Когда экономика в целом стагнирует в условиях санкций и низких цен на нефть, возможно, российская элита будет устраивать ссоры за усохший «пирог» активов, а компании – отвоёвывать преимущество, задействуя суды и правоохранительные органы, которые, по распространённому мнению, уязвимы перед коррупцией. Конфликт также пролил свет на трудности «Роснефти»: ввиду санкций компания не может привлекать напрямую средства из зарубежных банков.



КОМПАНИЯ TOTAL ГОТОВА ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В НОВОМ МЕГАПРОЕКТЕ В РОССИИ

Les Echos
Cf

Бенжамен Кенель

Французская компания тщательно изучает проект на 10 млрд долл «Арктик-2», начатый ее российским партнером – компанией «Новатэк».

Это был один из рабочих документов, положенных на стол Э. Макрону при подготовке его встречи с В. Путиным в Версале в мае. Total хочет принять участие в «Арктик-2» – новом проекте по производству СПГ на российском Крайнем Севере, который запустила газовая компания «Новатэк», близкая к Кремлю. Президенты публично не обсуждали проект, но с тех пор компания Total стала повсюду говорить о своем желании войти в консорциум. Эти амбиции отражают желание Total увеличить свой портфель СПГ и усилить позиции в качестве трейдера. Французская нефтяная компания уже является партнером «Новатэк» и владеет 19% акций, участвуя в проекте завода по сжиженному газу на полуострове Ямал. Строительство завода в рамках «Арктик-2» планируется начать в 2019 г., а производственный цикл – в 2023 г. Total надеется, что к этому времени период перенасыщения рынка СПГ завершится и ситуация со спросом станет благоприятной. Этот график пока гипотетический, в ожидании решения об инвестициях на конец 2018 – начало 2019 гг.

НЕФТЯНАЯ ВЛАСТЬ ПУТИНА

Süddeutsche Zeitung

Гай Чейзан

Российский концерн «Роснефть» поддерживает своими миллиардами кремлевский курс. Глава концерна – давний соратник российского президента. Конкуренты компании безжалостно отправляются на свалку. В отличие от «Газпрома», «Роснефть» до сих пор не сильно светилась в политических конфликтах с соседними странами. Однако деятельность концерна в последнее время показывает, что и здесь Кремлю непросто



отделить экономику от политики. В 2003 году на 10 лет за решетку попал М. Ходорковский, а обломки его концерна ЮКОС оказались у «Роснефти». Помня об этом, В. Евтушенков предпочел в 2014 году добровольно отказаться от принадлежавшей ему компании «Башнефть»; в прошлом году эта компания отошла к «Роснефти». На прошлой неделе в Москве начался судебный процесс против бывшего министра экономического развития А. Улюкаева, который выступал против продажи «Башнефти» «Роснефти». Невероятная ситуация: И. Сечин – второй по влиятельности человек в государстве после Путина. ●



РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

V РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ

Новые контракты, обмен опытом и бизнес встречи на Российских Нефтегазовых Саммитах 2017. **Поставьте в свой график!**

WWW.ROGSUMMIT.RU
8-9 НОЯБРЯ



WWW.DOWNSTREAMSUMMIT.RU

10 НОЯБРЯ

Организатор



8 (800) 707 81 49
(звонок бесплатный)

+7 (812) 701 0048

+7 (812) 648 6177

info@ensoenergy.org

www.ensoenergy.org



IV РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

МОДЕРНИЗАЦИЯ, ИННОВАЦИИ

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

Газпром делает газовую ставку на Арктику

Помимо Ямала, как основной перспективной мощности Газпрома, компания видит свое будущее на Арктическом шельфе. Уже принят план, предусматривающий значительный объем ГРП.

«Это огромная кладовая энергоресурсов. Штокмановское месторождение по запасам оценивается в 3 млрд 800 млн м³ газа. Это больше, чем мы поставили за 30 лет в Европу. Сейчас шельф Арктики исследован менее чем на 5%, и мы уверены, что там будут новые крупные открытия», — отмечали в компании в августе 2007 г.



Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня о Штокмане стараются вспоминать пореже, в отличие от Ямала, где не только ведется активная добыча, но и всюю готовятся к запуску 1-й линии (train) СПГ-завода.

2-я очередь будет введена на 3 месяца раньше запланированного, а 3-я, запланированная на 2019 г., может быть введена даже на 6–9 месяцев раньше, — пояснил глава НОВАТЭКа во время рабочей встречи с Д. Медведевым в августе 2017 г.

Завод Ямал СПГ возводится в ЯНАО и будет работать на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения. В рамках проекта специалисты построят 3 технологические линии (train) по сжижению газа по 5,5 млн т/год СПГ каждая.



И. Алиев приехал к Н. Назарбаеву делить Каспий?

Двусторонние переговоры между президентами Казахстана и Азербайджана очень важны для России. Во-первых, это именно те силы, которые могут лишить Россию прибыли от поставки углеводородов в Китай, во-вторых, из-за статуса Каспийского моря. 8 августа 2007 г. президенты двух стран обсудили статус Каспия. Точнее сказать, сам Каспий мало кого интересует, а всех интересует его шельф. Оказалось, что у Казахстана и Азербайджана нет спорных вопросов по разграничению Каспийского моря.

Комментарий Neftegaz.RU

Акватория Северного Каспия, согласно межправительственному соглашению между РФ и Казахстаном, разделена на российский и казахстанский секторы. Еще несколько лет назад территория российского сектора акватории Каспия не считалась высокоперспективной.

Причиной этого являлось наблюдаемое на суше выполаживание структур Восточного Предкавказья в направлении к берегу Каспия. Сегодня в Северном Каспии тихонько развивается новый российский нефтегазодобывающий район с большими перспективами.

Каспийское море — крупнейшее в мире бессточное озеро-море площадью 376 тыс. км², которое находится на 27,9 м ниже уровня океана. Месторождения им. Корчагина и им. Филяновского уже функционируют и дают хорошие объемы нефти.

Газпром может стать крупнейшим поставщиком СПГ в США

В августе 2007 г. с инициативой приобретения Газпромом доли в заводе по сжижению газа выступила BP. British Petroleum предложила Газпрому в качестве вклада в трехсторонний альянс Газпрома, ТНК-BP и BP долю в заводе по сжижению газа Atlantic LNG в Тринидаде и Тобаго. В обмен компания хочет получить доступ к Ковьютинскому месторождению. По мнению аналитиков, если сделка состоится, Газпром может стать одним из крупнейших поставщиков сжиженного газа в США.



Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня ни российский Газпром, ни США не выбились в лидеры по поставкам СПГ. В 2016 г. США поставили в Европу только 0,5 млрд м³ газа. При этом американские компании уступили не только Газпрому, но и другим производителям СПГ. А Ковьютинскому месторождению была уготована другая судьба, оно стало одной из двух основных сырьевых баз трубопровода «Сила Сибири», который, в свою очередь, обеспечивает не только газификацию районов Восточной Сибири, но и предназначен для выполнения 30-летнего контракта между Газпромом и CNPC на ежегодную поставку 38 млрд м³ газа. ●

ПЕРВЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОРУМ в рамках 3-й международной специализированной выставки



ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Официальная организационная поддержка:



12-14 сентября 2017 года

Крокус Экспо

В программе форума:

Все аспекты реализации программы импортозамещения в ТЭК и энергетическом машиностроении:

- ИНСТРУМЕНТЫ РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИЙ : ОПЕРЕЖАЮЩЕЕ НА СМЕНУ ОСОБОГО
- РАЗВИТИЕ ИНДУСТРИАЛЬНЫХ ПАРКОВ, ТЕХНОПАРКОВ И ПРОМЫШЛЕННЫХ КЛАСТЕРОВ В РАМКАХ ПОЛИТИКИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ
- ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ И СТИМУЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ НУЖД ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА
- РЕАЛИЗАЦИЯ ПЛАНОВ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ
- ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ ОТРАСЛЕЙ ТЭК
- УРОКИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ: ПРОБЛЕМЫ, ИТОГИ, ПЛАНЫ
- ЭКСПОРТНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РОССИЙСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ
- КАДРОВОЕ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ТЭК

А также более 30 параллельных секционных заседаний в производственных отраслях промышленности: сельское хозяйство и АПК, транспорт, строительство, высокие технологии, медицина и фармацевтика.

+7 (495) 975-95-91 | www.imzam-forum.ru

Соорганизаторы
Форума:

КРОКУС ЭКСПО
Международный выставочный центр

АГЕНТСТВО ДЕЛОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ ПРИОРИТЕТ

18+
реклама

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

11–14 сентября

19-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа

«Геомодель 2017»

г. Геленджик

12 сентября

VII ежегодная конференция

«Модернизация производств для переработки нефти и газа»

(Нефтегазопереработка-2017)

Москва

12–15 сентября

13-я Международная конференция и выставка по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа

RAO/CIS Offshore 2017

г. Санкт-Петербург

21 сентября

Конференция-семинар

«Глобальные и локальные рынки нефти и нефтепродуктов: анализ, ценообразование, торговые потоки»

Москва

СЕНТЯБРЬ

П	4	11	18	25
В	5	12	19	26
С	6	13	20	27
Ч	7	14	21	28
П	1	8	15	22
С	2	9	16	23
В	3	10	17	24

19–22 сентября

14-я Международная выставка и конференция по гражданскому судостроению, судоходству, деятельности портов и освоению океана и шельфа

«НЕВА-2017»

г. Санкт-Петербург

21 сентября

3-я конференция

KDR – Скважинный Инжиниринг

г. Астана

27–29 сентября

XXII Международная специализированная выставка

«Сургут. Нефть и Газ – 2017»

г. Сургут

XXI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

3-6
октября
2017



ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ: **FarEXPO IFE**
PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZER

Тел/факс: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
st@farexpo.ru
www.farexpo.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:



ОРГАНИЗАТОР ФОРУМА: **EXPOFORUM**

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:



МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:

Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный центр «ЭКСПОФОРУМ», павильон G, Петербургское шоссе, 64/1



Н. Михайлов, Д. Вишняков



Р. Бирюков



Ю. Ампилов



С. Павловский



В. Тимофеев



А. Попов, К. Шваров



А. Миллер



А. Дюков



А. Медведев



М. Поварицын



В. Бабий, А. Мальцев



Участники конференции Шельф



П. Немировченко, С. Азиян, Е. Рудовская



Е. Меньшаква



А. Липатников



Посетители стенда компании SNF Восток



А. Дасвин, Ю. Сушко



В. Алексеев



М. Арзамасцев



К. Семенов, В. Голубев



Оператор диспетчерской СМЛОТ Вороты Арктики



Акционер Газпрома

БУРОВОЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее
оборудование для нефтегазового
комплекса*

1.6.9. *Генераторы*



Буровые установки серии УГБ для ведения геологоразведочных работ.

Гидравлическая трансмиссия позволяет плавно регулировать частоту вращения инструмента без потери крутящего момента.

Буровые установки серии УГБ обладают обширной доп комплектации для реализации всех основных задач бурения.

Технологии бурения:

- ударно-канатное бурение диаметром до 168 мм;
- колонковое бурение «всухую» диаметрами 108–146 мм;
- шнековое бурение сплошным забоем диаметром до 230 мм.

Характеристики УГБ:

- Гидравлическая трансмиссия позволяет производить бесступенчатое регулирование частоты оборотов бурового инструмента с заданным крутящим моментом;
- Отсутствие механических КПП сводит ремонт к замене гидроаппаратуры;
- Высокая скорость движения вращателя позволяет сократить время сбора/разбора буровой колонны. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
артикул	УГБ
привод двигателя	автономный или от двигателя шасси через ком
ход подачи, мм	2200; 3400; 5200
усилие подачи, кгс:	
– вверх	3000/6000/4000/8000
– вниз	1500/3000/8000/4000
частота оборота двигателя, об/мин:	
– I диапазон	10–320
– II диапазон	10–710
крутящий момент, кгсм	410; 700
грузоподъемность лебедки, кгс	1000/3000
тип лебедки	гидроприводная планетарного типа со свободным сбросом
условная глубина бурения, м:	
– шнеками, диаметром 135 мм	40
– шнеками, диаметром 350 мм	12
– с промывкой, диаметром 93 мм	300
– с промывкой, диаметром 151 мм	80
– с пневмоударниками, диаметром до 250 мм	30
– ударно-канатное, диаметром 146 мм	35–40

ЦИФРОВАЯ ИНЖЕНЕРНАЯ СЕЙСМОСТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.3 *Технологическое оборудование*

1.3.1.14 *Прочее технологическое
оборудование*



Станция предназначена для производства сейсморазведочных работ методами преломленных и отраженных волн при проведении геолого-геофизических исследований.

Станция состоит из одного или нескольких блоков и персонального компьютера или специализированного блока управления. Каждый блок обеспечивает получение данных с 24-х сейсмических каналов и их предварительную обработку. Количество каналов сейсмостанции определяется количеством применяемых блоков.

Компьютер обеспечивает управление блоками, последующую обработку информации, отображение результатов и подключается к сети через адаптер. Скорость обмена по локальной сети - 10 Мбит/сек.

Передача информации по локальной сети может осуществляться через радио, что обеспечивает возможность дистанционного управления устройствами в сети в радиусе до 100 м. и позволяет оператору находиться в защищенном от внешних климатических условий месте. Обслуживание сейсмостанции производится одним оператором. Конструкция модулей обеспечивает ее надежную эксплуатацию в жестких условиях и в широком диапазоне температур. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Число регистрируемых каналов	2-1024 (24 канала в одном блоке)
Диапазон регистрируемых частот, Гц	5-4000 (8000 по заказу)
Разрядность АЦП	24
Поканальная аттенюация сигнала, дБ	0, 20, 40
Уровень шумов, приведенных ко входу, мкВ	0,25
Наличие синус тест генератора	есть
Контроль сейсмокоды	есть
Частота цифрового режекторного фильтра	50, 150, 200, 250
Время регистрации, мсек	до 192, 384, 768, 1536, 3072, 6144
Время задержки регистрации (отсчетов), сек	от -512 до +512
Число отсчетов на канал	до 3072
Число накоплений	до 32000
Управление станцией и обработка информации	с помощью ноутбука или специализированного блока управления
Диапазон температур (кроме ноутбука)	-30°... +50 °С



« Современная налоговая система не позволяет вовлекать в разработку нерентабельные месторождения»

С. Кукотина



« У нас рынок абсолютно конкурентный в стране»

А. Новак

« Даже если цены на нефть вырастут, мы не будем тратить все дополнительные доходы. Мы будем сберегать 80–90%»

А. Дворкович



« «Газпром» – первопроходец северных широт, и «Ворота Арктики» нами уже открыты»

А. Миллер



« Санкции начинают работать против тех, кто их вводит. Это позитивно»

И. Сечин



« Компании обязаны заниматься внедрением «цифры», если они хотят быть лидерами»

А. Текслер



« У меня цель всегда была одна – увеличить добычу»

В. Алекперов

« Надо перестать угадывать цены на нефть и быть готовыми к любому сценарию»

М. Орешкин

07.000 degré al Est de Paris.

CARTE MARINE DE LA MER CASPIENNE

CASPIAN OFFSHORE CONSTRUCTION

WIDENING HORIZONS. ESTABLISHING TRADITIONS
РАСШИРЯЯ ГОРИЗОНТЫ. УСТАНОВЛИВАЯ ТРАДИЦИИ

MANGYSTAU-4

„Never let a good crisis go to waste“

Winston Churchill

www.coc.kz

РЕКЛАМА

BARKLI



BARKLI GALLERY

ИНТЕРЬЕРЫ ОТ MARCEL WANDERS

КЛУБНЫЙ ДОМ С КОЛЛЕКЦИЕЙ ИЗ 46 КВАРТИР
В МИНУТЕ ОТ ТРЕТЬЯКОВСКОЙ ГАЛЕРЕИ.

ДИЗАЙН ЛОББИ BARKLI GALLERY - ПЕРВЫЙ ПРОЕКТ В РОССИИ
ОТ ОДНОГО ИЗ САМЫХ ЯРКИХ ДИЗАЙНЕРОВ СОВРЕМЕННОСТИ.

Aedas
RHWL

wanders
&yoo

ГАЗПРОМБАНК ***

Третьяковская
галерея

495 236 7788

ОРДЫНСКИЙ, 6
BARKLIGALLERY.RU