

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

DESIGN AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

Освоение шельфа

**Проектирование
и обустройство
месторождений**

Импортозамещение

Юбилейные даты

Информация



Адреса и телефоны офисов ООО «Газпром морские проекты»:

660075, **г. Красноярск**, ул. Маерчака, д. 10

т./ф.: +7 (391) 256-80-30 / +7 (391) 256-80-32 office@gazprom-seaprojects.ru

107045, **г. Москва**, Малый Головин пер., д. 3, стр. 1

т./ф.: +7 (495) 966-25-50 / +7 (495) 966-25-51 office@gazprom-seaprojects.ru

443086, **г. Самара**, ул. Складенко, д. 26

т./ф.: +7 (846) 379-26-84 / +7 (846) 379-26-85 office-smr@gazprom-seaprojects.ru

625048, **г. Тюмень**, ул. Максима Горького, д. 76, оф. 416-422

т./ф.: +7 (34552) 679-200 office-tmn@gazprom-seaprojects.ru

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно-технический журнал

Редакционный совет

- Зенин С.Г.** – председатель, генеральный директор,
ООО «Газпром морские проекты», г. Москва;
- Вагарин В.А.** – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор,
ООО «Газпром проектирование», г. Санкт-Петербург;
- Касьяненко А.А.** – канд. техн. наук, генеральный директор,
ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Новый Уренгой;
- Лукьянчиков М.И.** – генеральный директор ООО «Газпром газнадзор»,
г. Москва;
- Рустамов И.Ф.** – канд. техн. наук, генеральный директор,
ООО «Газпром нефть шельф», г. Санкт-Петербург;
- Сорокин А.А.** – генеральный директор, ООО «Газпром
газобезопасность», г. Москва.

Редакционная коллегия

- Оганов Г.С.** – главный редактор, д-р техн. наук, профессор, заместитель
генерального директора, ООО «Газпром морские проекты»,
г. Москва;
- Волкова В.А.** – заместитель главного редактора,
ООО «Газпром морские проекты», г. Москва;
- Бастриков С.Н.** – д-р техн. наук, профессор, Тюменский
индустриальный университет, г. Тюмень;
- Вовк В.С.** – д-р геол.-минер. наук, советник генерального директора,
ООО «Газпром нефть шельф», г. Москва;
- Дзюбло А.Д.** – д-р геол.-минер. наук, профессор, Российский
государственный университет нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, г. Москва;
- Добролюбов С.А.** – д-р геогр. наук, профессор, академик РАН,
зав. кафедрой, декан, Московский государственный
университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва;
- Ермолаев А.И.** – д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой, Российский
государственный университет нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина, г. Москва;
- Зубченко А.В.** – д-р биол. наук, профессор, ведущий научный
сотрудник, ФГУП «Полярный научно-исследовательский
институт морского рыбного хозяйства и океанографии
им. Н.М. Книповича», г. Мурманск;
- Мирзоев Д.А.** – д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник,
КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российский государственный
университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
г. Москва;
- Оганов А.С.** – д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой, Российский
государственный университет нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина, г. Москва;
- Прищепа О.М.** – д-р геол.-минер. наук, профессор, зав. кафедрой, Санкт-
Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург;
- Холодилов В.А.** – д-р геол.-минер. наук, профессор, Российский
государственный университет нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, г. Москва.

УЧРЕДИТЕЛЬ:
ООО «Газпром морские
проекты»

Издается с 2017 г.
Выходит 4 раза в год

РЕДАКЦИЯ:

Научный редактор
Н.Е. Игнатьева

Компьютерная верстка
Т.В. Мальцева

Корректор
Я.В. Ткачева

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

107045, г. Москва,
Малый Головин пер., д. 3, стр. 1.
Тел.: (495) 966-25-50.
E-mail: office@gazprom-seaprojects.ru

Авторы опубликованных
материалов несут ответственность
за достоверность приведенных
сведений, точность данных
цитируемой литературы.

Перепечатка и иное коммер-
ческое использование материалов
допускается только с разрешения
редакции.

В номере использованы фотографии
из архива ООО «Газпром морские
проекты», а также фотографии,
предоставленные авторами статей.

Подписано в печать 28.08.2023.

Формат 60×90^{1/8}
Офсетная печать.
Усл. печ. л. 9,75.
Уч.-изд. л. 8,5.
Тираж 350 экз.

Отпечатано в типографии:
ООО «Промобюро»
141009, Московская обл.,
г. Мытищи,
Олимпийский пр., д. 3

© «Проектирование и разработка
нефтегазовых месторождений»

СОДЕРЖАНИЕ

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

- 4 *Крайнева О.В., Бурков Д.В., Губайдуллин М.Г., Крайнев В.Г., Артюшенко А.В.*
Реализация проектов по освоению углеводородов в ледовых условиях арктического шельфа
- 13 *Маричев А.В., Мансуров М.Н.*
Перспективы подводного диспергирования утечек углеводородов в ледовых условиях
- 21 *Харченко Ю.А., Беликова Д.А.*
Стратегия инспекций подводно-добычного комплекса ГКМ на базе анализа рисков его отказов

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 27 *Куропаткин С.Ю., Городничева Е.Н., Маленкина И.Ф., Журкина Т.Н.*
Проектные решения по аварийно-спасательному обеспечению ледостойкой платформы «Каменномысская»

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

- 36 *Петров Н.Н., Цыб Е.И., Кукура Т.В., Шкабара Н.А., Горохов Р.В., Тиханович И.А.*
Импортозамещение в современных средствах противообрастающей защиты при морской перевозке углеводородов

ЮБИЛЕЙНЫЕ ДАТЫ

- 41 Ректору Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина Виктору Георгиевичу Мартынову 70 лет
- 42 *Джафаров К.И., Джафаров А.К.*
Грозненской нефтяной промышленности 130 лет (1893–2023 гг.)

ИНФОРМАЦИЯ

- 48 Достигнутые результаты ООО «Газпром морские проекты» в части получения положительных заключений ФАУ «Главное управление государственной экспертизы» и Государственной экологической экспертизы
- 52 Участие сотрудников ООО «Газпром морские проекты» в IX Международной научно-технической конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток»
- 54 Петербургский международный газовый форум–2023
- 58 Перечень международных мероприятий нефтегазовой отрасли, проводимых во втором полугодии 2023 г.



Уважаемые коллеги!
Дорогие читатели!

Традиционно выход третьего номера научно-технического журнала «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений» совпадает с нашим профессиональным праздником – Днём работников нефтяной и газовой промышленности!

Наша отрасль на протяжении всей истории современной России является основой экономики, обеспечивает рост числа рабочих мест, предоставляет важные источники энергии, необходимые для развития страны, а в текущих реалиях даёт мощный толчок отечественному производству. С каждым годом ПАО «Газпром» расширяет географию своей деятельности и реализует масштабные энергетические программы, к которым ООО «Газпром морские проекты» имеет непосредственное отношение.

Сегодня Общество задействовано в ключевых морских проектах, в том числе связанных с освоением арктического региона – Каменномысское-море и Северо-Каменномысское. Это месторождения, где впервые применяются новейшие отечественные разработки в области газодобычи и судостроения. Сочетание тяжелых ледовых условий и небольших глубин стало для нас вызовом, который позволил разработать уникальные решения, обеспечивающие максимальную безопасность производства.

Каждый раз в своей работе мы применяем инновационные технологии при проектировании объектов нефтегазодобычи, отвечаем за обеспечение их эксплуатационной надежности и, конечно, следим за экологической безопасностью в регионах присутствия.

Реализация этих задач возможна только благодаря вашему высокому профессионализму, пониманию важности осуществляемых проектов, что и позволяет Обществу двигаться вперед, обеспечивает динамичный рост и развитие.

Уважаемые коллеги, наша работа всегда будет важна для страны.

От имени редакционного совета и редколлегии журнала, ООО «Газпром морские проекты» и от себя лично поздравляю вас с праздником!

Желаю вам и вашим близким крепкого здоровья, счастья и благополучия!

Генеральный директор
ООО «Газпром морские проекты»



С.Г. Зенин

УДК [622.276.04:502](985)(045)

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТОВ ПО ОСВОЕНИЮ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

О.В. Крайнева, доцент, канд. геол.-мин. наук

САФУ им. М.В. Ломоносова;

Д.В. Бурков, гл. инженер

ООО «Варандейский терминал»;

М.Г. Губайдуллин, профессор, д-р геол.-минер. наук

САФУ им. М.В. Ломоносова;

В.Г. Крайнев, инженер

ООО «Газпромнефть-Ямал»;

А.В. Артюшенко, ведущий инженер

АО «Газпром шельфпроект».

E-mail: o.krajneva@narfu.ru

Ключевые слова: освоение арктического шельфа; СМЛОП; платформа «Приразломная»; платформа ЛСП-А; «Ворота Арктики»; ледовые нагрузки; распределенная верфь.

Аннотация. В статье рассмотрены ключевые проекты, знаменующие первые этапы освоения нефтегазовых месторождений арктического шельфа. Наряду с конструктивными особенностями платформ и выносных причалов приведен обзор исследований одного из ключевых видов воздействий на конструкцию сооружения – ледовых нагрузок. Приведены краткая характеристика конструкций платформ, а также обзор сложностей, обусловленных ледовой обстановкой и возникших в ходе эксплуатации объектов.

Современный этап истории освоения арктического шельфа

На арктическом шельфе сосредоточено до 80 % потенциальных углеводородных запасов России. Начальные суммарные ресурсы углеводородов арктической зоны морской периферии России, по оценкам Э.М. Галимова и др., составля-

ют около 100 млрд т нефтяного эквивалента, или, в пересчете на нефть и газ, более 13 млрд т нефти и более 73 трлн м³ газа. Среди арктических морей важнейшее значение имеют Баренцево (вместе с Печорским) и Карское моря, содержащие более 75 % ресурсов нефти и газа всего арктического шельфа России. К концу 2014 г. в Баренцевом, Карском и Печорском морях (включая район Обской губы) было открыто

19 месторождений нефти и газа [1]. Последние 20 лет отмечены технологическими прорывами в области реализации проектов по добыче нефти и газа на шельфе, а также отгрузки и транспортировки нефти через стационарные ледостойкие причалы. Опыт разработки концепции освоения, проектирования, строительства и эксплуатации подобных сооружений – отгрузочных и добывающих причалов и плат-



Рис. 1. Первый стационарный нефтеотгрузочный причал на арктическом шельфе

форм – является важнейшим ресурсом, который и в дальнейшем позволит успешно осуществлять новые шаги в освоении арктического шельфа.

СМЛОП Варандейского терминала

Первым нефтегазовым объектом в арктических морях в России был стационарный ледостойкий отгрузочный причал (СМЛОП) нефтяной компании «ЛУКОЙЛ». Причал находится в юго-восточной части Баренцева моря, в 23 км от пос. Варандей. Первая отгрузка нефти с Варандейского терминала через СМЛОП проведена в 2008 г. (рис. 1).

Ключевыми этапами реализации данного проекта в 2004 г. были исследования опасных факторов (HAZID) и анализ опасных факторов (HAZOD). Исследование HAZID позволило на этапе начального проектирования уникального объекта, впервые реализуемого для таких сложных природно-климатических условий, предусмотреть выполнение 45 действий, направленных на минимиза-

цию и предотвращение рисков (рис. 2), связанных с будущей эксплуатацией Варандейского нефтеотгрузочного терминала. Основная часть действий предусматривала корректировки ранее принятых проектных решений, которые и были реализованы.

Особенностью такого подхода является формализованное проведение исследований путем «мозгового штурма»

Среди арктических морей важнейшее значение имеют Баренцево (вместе с Печорским) и Карское моря, содержащие более 75 % ресурсов нефти и газа всего арктического шельфа России.

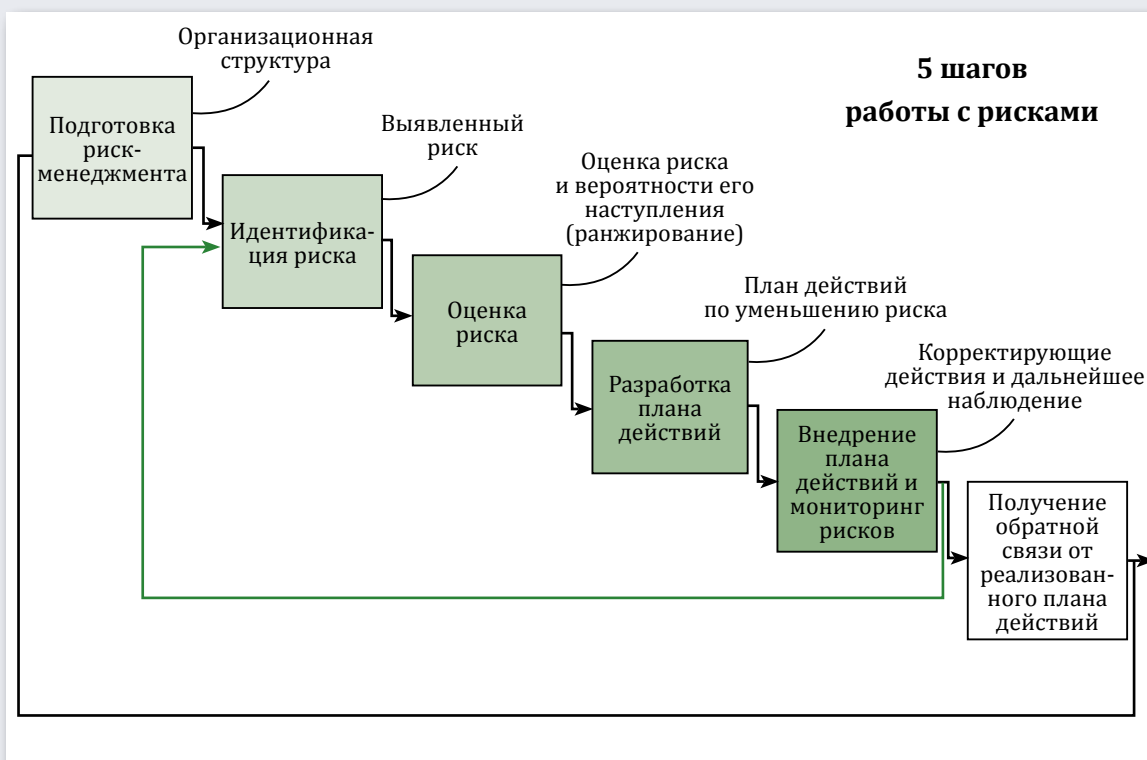


Рис. 2. Стадии работы с рисками

Первым нефтегазовым объектом в арктических морях в России был стационарный ледостойкий отгрузочный причал (СМЛОП) нефтяной компании «ЛУКОЙЛ».

группой многопрофильных и высококвалифицированных специалистов (как правило, 5–10 человек в течение 2–5 дней) с протоколированием результатов всех обсуждений. СМЛОП проектировало АО «ЦКБ «Коралл» (г. Севастополь).

Ключевым фактором, обуславливающим безопасность эксплуатации стационарных сооружений, является учет при их проектировании ледовых условий района реализации проекта. В связи с этим большое

внимание было уделено опорному основанию СМЛОП (таблица), которое имеет форму восьмигранного в плане монопода, состоящего из двух прямолинейных призматических частей, соединенных между собой в районе переменной ватерлинии и зоны воздействия льда конусной частью с углом наклона 56°. Экспериментальные исследования с ледовыми и волновыми нагрузками выполнялись в ФГУП «Крыловский государственный научный

центр» [2]. Такая форма основания для глубины моря в месте установки 23 м в дальнейшем хорошо себя зарекомендовала.

Наибольшие негативные явления со стороны ледовой обстановки для СМЛОП обусловлены образованием стамух и массивного скопления льда (рис. 3). В марте 2013 г. к северной части СМЛОП подошла стамуха размерами 60×70 м. Ее нижняя часть зацепилась за дно, надводная часть отмечалась на высоте 8 м. В последующие дни площадь стамухи росла. Высота ледового образования через 1 сут составила 15 м. Судно обеспечения «Тобой» и ледокол «Варандей» оттолкнули и разрушили образование не смогли [2]. Ситуация изменилась под воздействием ветра и движения льда, в результате чего стамуха перевернулась, осуществив

подъем донного грунта в месте установки платформы. Стамухи представляют большую опасность и для транспортных судов, и для ледоколов, особенно в условиях плохой видимости, поэтому в весенний период очень важен мониторинг ледяного покрова [3].

Платформа «Приразломная»

Следующим проектом, реализованным на шельфе юго-восточной части Баренцева моря, стала морская ледостойкая нефтедобывающая платформа (МЛСП) «Приразломная», являющаяся основным объектом обустройства Приразломного месторождения. Месторождение находится в 60 км от берега (пос. Варандей). Глубина моря в месте установки МЛСП составляет 19–20 м. Добыча нефти на Приразломном месторождении началась в декабре 2013 г. [4]. Платформа (рис. 4) состоит из опорно-



а



б

Рис. 3. Ледовая обстановка у СМЛОП «Варандей»: *а* – 16.03.2013 г. [2]; *б* – март 2021 г.



Рис. 4. МЛСП «Приразломная» [5]



Рис. 5. Определение характеристик ледяного образования у стенки МЛСП «Приразломная» [6]

го кессона гравитационного типа, промежуточной палубы и верхнего строения. Строительство опорного основания платформы выполнялось на АО «ПО «Севмаш».

В 2014–2016 гг. на МЛСП «Приразломная» были реализованы элементы мониторинга ледовых воздействий. Необходимость ледового мониторинга возникла из-за ежегодного образования у стен платформы специфических ледяных нагромождений (навалов/стамух), серьезно затрудняющих операции по снабжению

платформы. В 2014 г. были выполнены экспедиционные работы по получению морфометрических и физико-механических характеристик одного из таких нагромождений, а в 2015–2016 гг. проведены экспедиционные и аналитические работы по изучению условий возникновения и возможностей борьбы с такими образованиями (рис. 5). Результатом работ явилась разработка прогностической матрицы о возможности формирования навалов/стамух на бортах МЛСП «Приразломная» при разных

гидрометеорологических условиях. Совместно со специалистами КГНЦ и ЦНИИМФ было проведено успешное испытание нового технического средства борьбы с недавно образованным навалом/стамухой [6].

Терминал «Ворота Арктики»

С 2016 г. в Обской губе эксплуатируется терминал «Ворота Арктики», осуществляющий отгрузку нефти Новопортовского месторождения с приемосдаточного пункта Мыс Каменный в нефтеналивные танкеры. Платформа расположена в 3,5 км от береговой линии. За основу конструкции при проектировании принят выносной точечный причал «Сокол» нефтяного терминала Де-Кастри проекта Сахалин-1.

Наибольшие сложности в эксплуатации «Ворот Арктики» связаны с движением массивных ледовых полей, в условиях которых невозможно создать устойчивые коридоры для подхода танкера, что приводит к колебаниям периодичности отгрузки нефти. Наиболее часто массивные ледовые поля осложняют ситуацию с проходкой и швартовкой судов в сентябре, марте и ноябре (рис. 6). На целостность конструкции и устойчивость причала ледовые образования влияния не оказывают в первую очередь за счет конструкции основания, которое выполнено таким образом, что при навале льда на основание платформы происходит разрушение изгибом и опрокидывание блоков льда на ледяное поле [7]. Различные сценарии воздействия льда на конструкцию платформы были изучены в ФГУП «Крыловский государственный научный центр» и в ледовом бассейне.

В настоящее время ледовый мониторинг у терминала «Ворота Арктики» в Обской губе выполняется в плановом режиме в течение всего ледового сезона. При отсутствии на терминале штатных систем ледового мониторинга ледовые нагрузки определяют расчетным путем по данным наблюдений за фактическими ледовыми условиями. Для этого на берегу в пос. Мыс Каменный проводят непрерывные наблюдения за основными метеорологическими характеристиками, а после становления припая в точке постоянных наблюдений ежедекадно измеряют толщины, температуры, плотность и прочность льда [6].

Платформа ЛСП-А

В 2008 г. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» приступило к работам по проекту разработки месторождения Каменномысское-море, и в настоящее время идет изготовление суперблоков основания платформы ЛСП-А (рис. 7) на верфях Объединенной судостроительной корпорации и других судостроительных компаний. Первоначально проектом обустройства месторождения Каменномысское-море, разработанным ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» (ныне ООО «Газпром морские проекты») предусматривалось строительство четырех морских стационарных ледостойких объектов (основная платформа и три блок-кондуктора (рис. 8) [8]. Однако в процессе оптимизации проекта разработки месторождения было принято решение о строительстве основной ледостойкой платформы ЛСП-А и двух блок-кондукторов. При реализации проекта по освоению месторождения Каменномысское-море



Рис. 6. Ледовая обстановка у причала «Ворота Арктики»

использована концепция распределенной верфи [9]. Подобная технология предусматривает разукрупнение элементов платформы для их производ-

ства на отдельных производственных площадках с последующей транспортировкой на место финальной сборки. Концепция распределенной верфи

Необходимость ледового мониторинга возникла из-за ежегодного образования у стен платформы специфических ледяных нагромождений (навалов/стамух), серьезно затрудняющих операции по снабжению платформы.

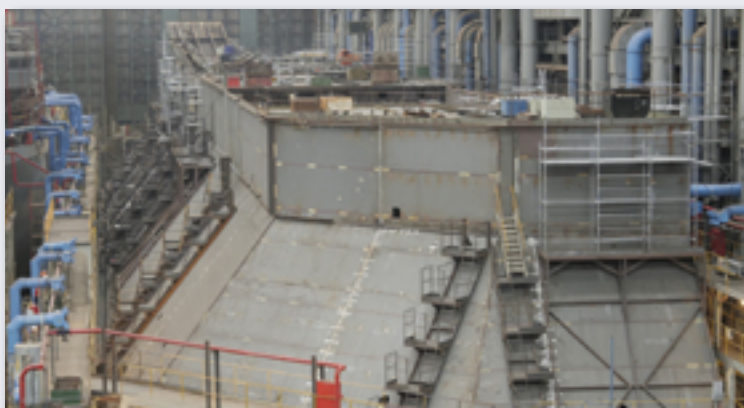


Рис. 7. Строительство суперблока опорного основания платформы ЛСП-А (ЦС «Звездочка», г. Северодвинск) [10]



Рис. 8. Внешний вид платформы ЛСП-А [11]

позволила оптимизировать производственную загрузку, обеспечить наличие требуемого персонала и соблюсти сроки реализации проекта.

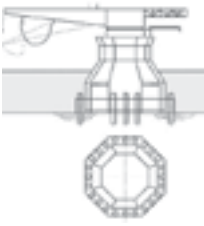
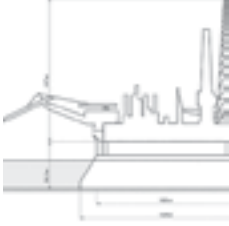
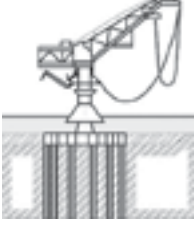

Для проектов, реализуемых в Обской губе («Ворота Арктики» и ЛСП-А), характерны: малые глубины (6–15 м), длительный ледовый период (до 10 мес), толщина льда (до 2,5–3,0 м), а также значительные колебания уровня воды как в безледный, так и ледовый периоды.

Анализ архивных данных и исследования [7], которые проводились в апреле–июле 2014 г., позволили выделить такие стадии присутствия ледяного покрова в месте проектной установки платформы (рис. 9), как начало ледообразования, образование припая и преобразование первичных форм льда, интенсивное разрушение ледяного покрова под воздействием гидрометеорологических факторов и полное очищение ото льда [7]. Исследователями отмечено, что для западного побережья Обской губы характерны гряды торосов и ЛСП-А послужит

Стадии присутствия ледяного покрова	Характеристика	Период
Начало ледообразования	Появление первичных форм плавучего льда	Октябрь
Образование припая	Преобразование первичных форм льда (ледяной заберег, припай, взлом припая, образование стамух и торосов)	Ноябрь (первая декада)
Интенсивное разрушение (вскрытие) ледяного покрова	<ul style="list-style-type: none"> Под воздействием гидрометеорологических факторов Взлом припая (м. Каменный) Дрейф сплоченного льда 	<ul style="list-style-type: none"> Июнь (первая декада) Июнь (третья декада)
Полное очищение ото льда		Июль (вторая декада)

Рис. 9. Стадии образования ледяного покрова в районе расположения ЛСП-А

Сравнительная характеристика ледостойких сооружений на арктическом шельфе

Характеристики	СМЛОП Варандейского терминала	МЛСП «Приразломная»	Терминал «Ворота Арктики»	Платформа ЛСП-А
Масса платформы, т	11 200	117 000 (247 000 с твердым балластом) [12]	4 000	41 312 (при эксплуатации 77 900) [10]
Размеры	Максимальная габаритная высота 56 м, диаметр описанной окружности восьмигранника по днищу 57,4 м	Длина 139 м, ширина 144 м, высота 141 м [12]	Ширина 78 м, высота общая 80 м, высота надводной части 17 м	139,2 × 69,0 м (по основанию)
Форма основания				
Основание	24 сваи		12 свай, длина свай 85 м, диаметр свай до 2,5 м	56 свай, длина свай 47 м, диаметр свай более 2 м
Глубина установки (моря), м	21,5	19–20	17	7–8
Угол наклона граней к горизонту, °	56	60	52	51
Ледовые характеристики	Толщина льда до 3 м, стамухи, торосы, припай, дрейфующие ледяные поля (морская вода)	Толщина льда до 2 м, стамухи, торосы, припай, дрейфующие ледяные поля (морская вода)	Толщина льда до 3 м, стамухи, торосы, припай, дрейфующие ледяные поля (пресная вода)	Толщина льда до 3 м, стамухи, торосы, припай, дрейфующие ледяные поля (пресная вода)
Продолжительность ледового периода в месте установки, сут	247	213 (максимально 289)	10 мес	10 мес

Для западного побережья Обской губы характерны гряды торосов и ЛСП-А послужит преградой для плавучего льда, инициируя образование новых торосов и стамух.

преградой для плавучего льда, инициируя образование новых торосов и стамух.

В таблице приведены обобщенные проектные характеристики рассмотренных платформ и причалов, расположенных на арктическом шельфе, а также сводные данные по ледовым условиям, в значительной мере влияющим на форму оснований платформ, на безопасную и эффективную их эксплуатацию.

Заключение

Реализация проектов по освоению арктического шельфа демонстрирует развитие сферы строительства морских нефтегазовых сооружений и обустройства шельфовых месторождений силами производственных площадок страны.

Исключительно важную роль имеет активно реализуемая на рассмотренных проектах система риск-менеджмента. Внедрение системы оценки и управления рисками, начиная с предпроектных исследований до разработки новых технологий и проектных решений, позволяет учесть основные ключевые риски, в том числе связанные с ледовыми условиями. Это обеспечит успешность проектов за счет минимизации негативного воздействия на окружающую среду, повышения уровня промышленной безопасности путем создания современных,

высокотехнологичных и устойчивых к комплексным нагрузкам сооружений для нефтегазовой отрасли. Несомненно, важно учитывать опыт эксплуатации имеющихся аналогичных проектов для наработки решений по реагированию на встречающиеся вызовы как со стороны природных факторов, так и со стороны производственных задач. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Моделирование разливов нефти в западном секторе Российской Арктики / М.Г. Губайдуллин, Х. Естбел, А.Б. Золотухин [и др.] – Архангельск: Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова, 2016. – 219 с. – ISBN 978-5-261-01150-7. – EDN WKZNOF.
2. Благовидова И.Л. Особенности оценки ледовых нагрузок на примере реализованного проекта стационарного морского ледостойкого отгрузочного причала «Варандей» // Вестник Волжской государственной академии водного транспорта. Вып. 57. С. 11–18. – Н.Новгород: Изд-во ФГБОУ ВО «ВГУВТ», 2018. – 200 с. – URL: http://journal.vsuwt.ru/public/v_arc/v57.pdf (дата обращения 17.06.2023).
3. Молчанов В.П., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Риски чрезвычайных ситуаций в арктической зоне Российской Федерации. – М.: Всероссийский научно-исследовательский институт по проблемам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций МЧС России, 2011. – 300 с. – ISBN 978-5-93970-065-8. – EDN OJXBHZ.
4. Проект «Приразломное». Официальный сайт ПАО «Газпром нефть шельф». – URL: <https://shelf.gazprom-neft.ru/business/proekt-prirazlomnoe/> (дата обращения 17.06.2023).
5. МЛСП Приразломная. Официальный сайт ОА «ПО «Севмаш». Уровень доступа: открытый. URL: <https://sevmash.ru/rus/production/sea-tech/hutton.html> (дата обращения 17.06.2023).
6. Опыт мониторинга ледовых воздействий для обеспечения работы МЛСП «Приразломная» и АПТ «Ворота Арктики» / О.М. Андреев, Н.В. Головин, Ю.П. Гудошников [и др.] // Перспективы развития инженерных изысканий в строительстве в российской Федерации: Материалы 12 Общероссийской конференции изыскательских организаций, МОСКВА, 07–09 декабря 2016. – М.: ООО Геомаркетинг, 2016. – С. 632–634. – EDN ZROFVR.
7. Анализ возможных ледовых воздействий на ледостойкое сооружение в районе месторождения Каменномысское-море / Г.С. Оганов, И.Б. Митрофанов, А.М. Карпов [и др.] // Вести газовой науки. – 2018. – № 4(36). – С. 123–130. – EDN YYTDTV.
8. Основные аспекты проектирования объекта «Обустройство газового месторождения Каменномысское-море» / Г.С. Оганов, И.Б. Митрофанов, А.М. Карпов [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2018. – № 4. – С. 2–5. – EDN YSJJHF.
9. Варлахов А.Г. Применение концепции распределенной верфи при реализации проектов строительства судов и морской техники, реализуемых Группой ОСК / А.Г. Варлахов // Морской вестник. – 2020. – № S1(14). – С. 73–75. – EDN UGYSGS.
10. Ткаченко Е. Общими усилиями: как ведется строительство ЛСП «А». Сайт KORABEL.–URL:https://www.korabel.ru/news/comments/obschimi_usiliyami_kak_vedetsya_stroitelstvo_lsp_a.html (дата обращения 17.06.2023).
11. Благовидова И.Л., Тертышников А.С. Оценка глобальных ледовых нагрузок на ледостойкую стационарную платформу месторождения Каменномысское-море // Морской вестник. – 2020. – № S1(14). – С. 34–37. – EDN AORDFK.
12. МЛСП «Приразломная». Официальный сайт АО «ПО «Севмаш». – URL: <https://sevmash.ru/rus/production/sea-tech/hutton.html> (дата обращения 17.06.2023).

УДК 627.02

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОДВОДНОГО ДИСПЕРГИРОВАНИЯ УТЕЧЕК УГЛЕВОДОРОДОВ В ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЯХ

А.В. Маричев, начальник управления, канд. техн. наук

ООО «Газпром морские проекты»;

М.Н. Мансуров, главный научный сотрудник, д-р техн. наук

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

E-mail: a.marichev@gazprom-seaprojects.ru

Ключевые слова: ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов; диспергент; подводная утечка; скважина.

Аннотация. В статье рассмотрены результаты зарубежных исследований в области подводного диспергирования разливов нефти и газа, приведены преимущества и недостатки данного метода ликвидации разливов. Проанализирована возможность применения подводного диспергирования в Российской Федерации, включая технико-технологические решения и нормативно-правовую базу. Предложены основные направления дальнейших научно-исследовательских работ в рассматриваемой области, включающие исследования процессов физико-химического преобразования углеводородов в водной среде, создание оборудования для применения диспергентов и разработку методики определения эффективности диспергентов.

Освоение углеводородных ресурсов континентального шельфа продолжает оставаться одним из ключевых направлений развития нефтегазовой отрасли Российской Федерации. Общемировой экономический спад 2020 г. и резкое изменение внешних условий в 2022 г. замедлили реализацию отечественных шельфовых проектов, однако стратегическая значимость морских нефтегазовых месторождений для топливно-энергетического комплекса остается неизменной.

Наиболее крупным реализуемым российским проектом, предусматривающим подводную добычу углеводородов,

является проект освоения Южно-Кириинского нефтегазоконденсатного месторождения в Охотском море, запасы которого составляют 814,5 млрд м³ газа и 130 млн т газового конденсата (gazprom.ru). На Южно-Кириинском месторождении будут установлены несколько десятков систем подводной добычи. В настоящее время продолжается строительство добывающих скважин.

В непосредственной близости от Южно-Кириинского месторождения расположены нефтяные месторождения Нептун и Тритон, открытые в 2017–2018 гг. ПАО «Газпром нефть» (gazprom-neft.ru). Скорее всего для освоения место-

рождения будут применяться стационарные морские платформы, однако наличие длительного ледового периода существенно затрудняет применение традиционных технологий ликвидации нефтяного загрязнения.

Обустройство новых нефтегазовых месторождений в арктических морях в ближайшие годы в планах российских компаний не значит. Исключением является газовое месторождение Каменномыское-море в Обской губе, где применение диспергентов целесообразно из-за экологических ограничений вследствие малой глубины воды (менее 10 м).

Помимо освоения нефтегазовых месторождений, следует отметить осуществляемые в Арктике масштабные танкерные перевозки нефти и нефтепродуктов. И хотя для этих целей используются современные надежные суда, экспертами многократно отмечалась невозможность оперативной (в течение 1–2 сут) ликвидации нефтяного разлива на удалении от мест расположения аварийно-спасательных сил и средств.

Наиболее крупным реализуемым российским проектом, предусматривающим подводную добычу углеводородов, является проект освоения Южно-Киринского нефтегазокондсатного месторождения в Охотском море, запасы которого составляют 814,5 млрд м³ газа и 130 млн т газового конденсата.

Все рассмотренные акватории характеризуются продолжительным ледовым периодом (5–9 мес/год), низкими (от –20 до –50 °С) температурами воздуха в холодный период года. В отдельных районах выявлены сильные (более 1 м/с) придонные течения. Береговая инфраструктура минимальна или полностью отсутствует.

Низкая эффективность технологий механического сбора обуславливает необходимость применения других технико-технологических способов ликвидации разливов углеводородов, в том числе подводного диспергирования углеводородов.

Механизм действия диспергентов

Ликвидация подводного выброса углеводородов представляет одну из сложнейших тех-

нико-технологических проблем в нефтегазовой отрасли. При возникновении подводного выброса необходимо решить две основные задачи:

- прекратить поступление углеводородов в морскую среду;
- минимизировать ущерб от углеводородного загрязнения, защитив береговую линию и прибрежную зону.

В случае возникновения подводного выброса на скважине решить первую задачу крайне трудно. Возможными вариан-

растворителей, снижают поверхностное натяжение на границе фаз воды и нефти, что приводит к снижению диаметра капель нефти и уменьшению количества нефти на поверхности воды.

Теоретические и лабораторные исследования

Подводное применение диспергентов в ледовых условиях на сегодняшний день описано преимущественно теоретически и лишь частично реализовано в лабораторных экспериментах, в основном норвежскими исследователями. Важно отметить, что в зарубежных работах подводное применение диспергентов планируется с использованием специализированных судов при отсутствии на акватории ледового покрова.

Российские исследования в данной области находятся в начальной стадии, представлены обзоры зарубежных научно-технических отчетов, предложены отдельные идеи и концептуальные решения по подводному применению диспергентов.

В Норвегии исследования по подводному диспергированию нефти были начаты в 80-е гг. прошлого столетия. В одной из первых работ была выполнена оценка закачки диспергента в скважину с использованием апробированных механизмов подачи в скважину химических реагентов [1]. Было показано, что в конструкцию законченных строительством скважин достаточно просто добавить устройство для закачки диспергента, однако для этапа бурения необходимо разрабатывать новые технические решения.

Из последующих работ следует отметить работу [2], в

тами ликвидации аварии являются: установка подводной аварийной заглушки, использование подводного устройства сбора углеводородов, строительство разгрузочной скважины. Реализация первых двух вариантов требует соответствующего специального оборудования, а для строительства разгрузочной скважины необходима установка и значительный объем материалов. При благоприятном течении событий ликвидация подводного выброса на скважине займет несколько недель.

Поскольку для остановки подводного выброса на скважине требуется значительное время, минимизация ущерба становится первой по срокам выполнения. Применение диспергентов под водой в данной ситуации – наиболее эффективное решение. Диспергенты, являющиеся смесью поверхностно-активных веществ и

которой рассматривались на теоретическом уровне варианты закачки диспергента в скважину и подачи диспергента в поток нефти и газа после истекания из скважины. Авторы пришли к выводу, что закачка диспергента в скважину является весьма эффективным решением, при этом отношение диспергент-нефть (ОДН) практически на порядок ниже, чем при диспергировании нефти на поверхности воды. В случае подачи диспергента в поток нефти и газа в морской среде эффективность диспергирования заметно снижается из-за быстрого растворения диспергента в воде.

В ходе одного из немногих полевых экспериментов по моделированию подводного выброса нефти [3] было изучено распространение углеводородной смеси в толще воды, при

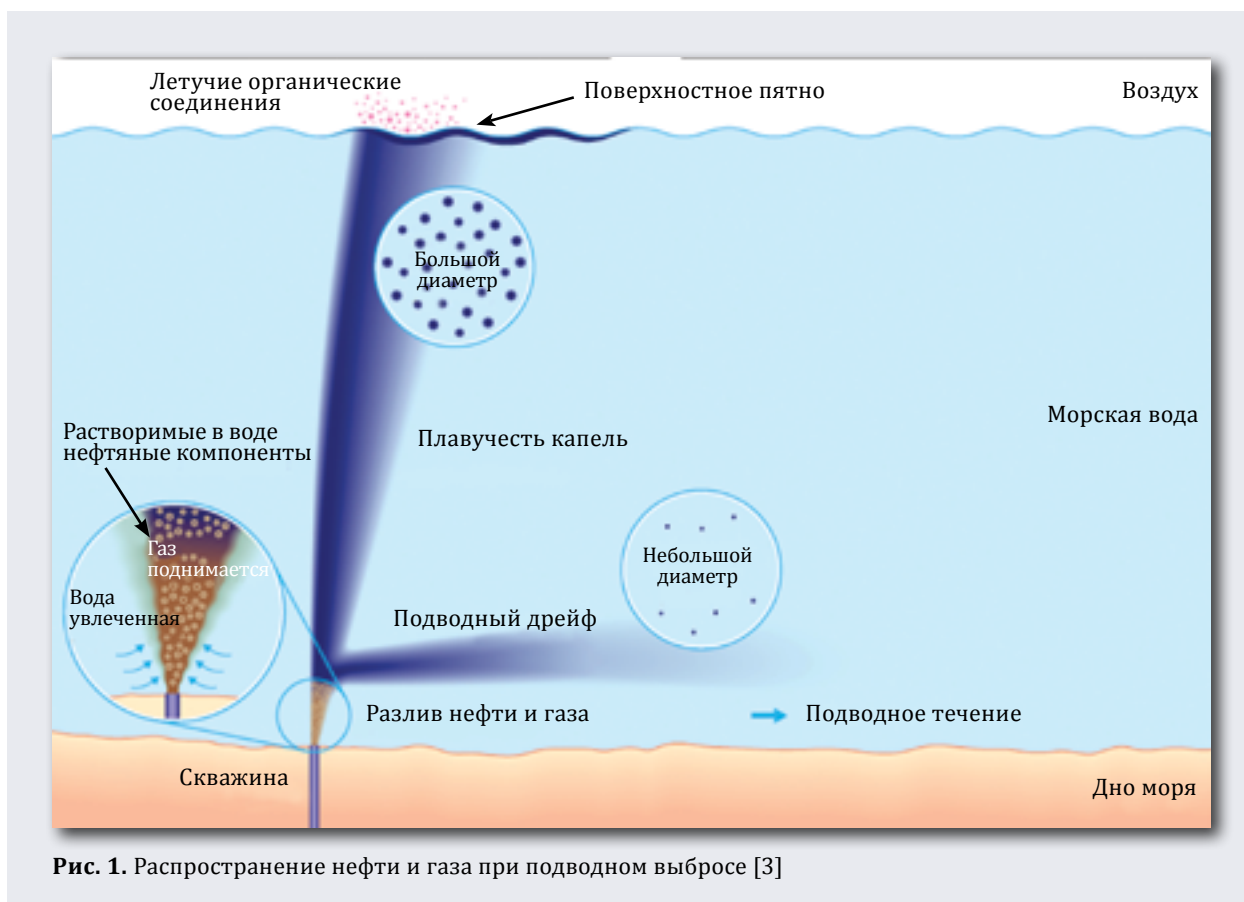
этом диспергенты не применялись. В эксперименте получены следующие основные результаты (рис. 1):

- в течение короткого времени после выброса поток нефти и газа, движущийся со значительной скоростью к поверхности, распадается на небольшие капли нефти и пузыри газа;
- на начальном этапе скорость подъема газодонефтяной смеси является высокой, что обусловлено значительным содержанием газа, обладающим существенной положительной плавучестью;
- по мере подъема газ растворяется в морской воде, его содержание в газодонефтяной смеси падает, что приводит к снижению скорости подъема. Данный фактор значим при глубине воды более 1000 м, а при глубине воды ме-

нее 500 м объем растворения газа в воде является несущественным;

- одновременно с этим от восходящего потока отделяются мелкие капли нефти, которые перемещаются преимущественно в горизонтальной плоскости и (или) остаются взвешенными в толще воды;
- крупные капли нефти и некоторое количество газа достигают поверхности моря, образуется нефтяная пленка, отмечается выброс летучих соединений в атмосферу.

Метод подводного диспергирования в реальной ситуации впервые был применен во время аварии буровой платформы Deepwater Horizon в Мексиканском заливе в 2010 г. Общий объем закачки диспергентов составил около 3000 м³, средняя скорость подачи – 30–40 л/мин. На первом этапе



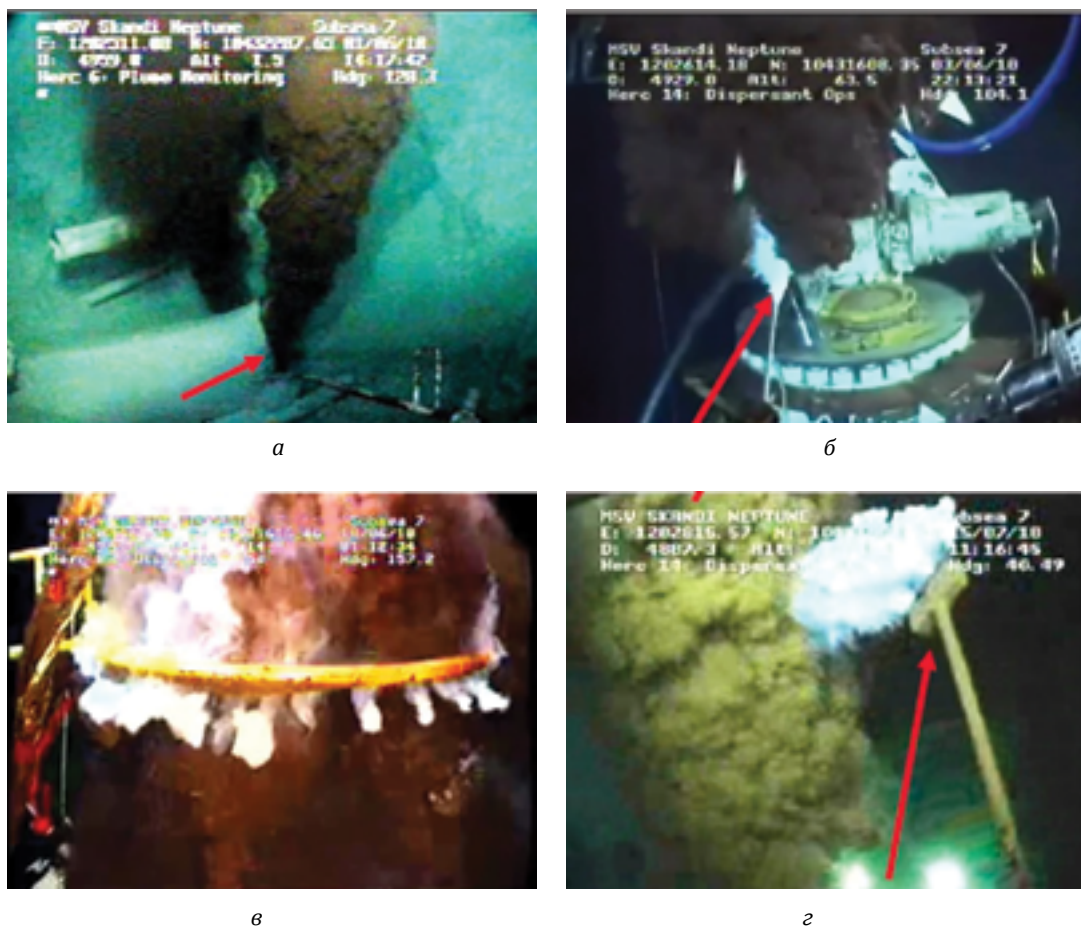


Рис. 2. Технические решения по подводной закачке диспергентов при ликвидации аварии Deepwater Horizon [4]: а – закачка диспергента в поврежденный райзер; б – закачка диспергента струей; в – закачка диспергента с использованием кольцевой форсунки; з – закачка диспергента с использованием распылителя

диспергент подавался в поврежденный райзер, а после его удаления – в поток нефти и газа с использованием различных устройств (рис. 2). После применения диспергентов количество нефти, достигающей поверхности, резко уменьшилось (рис. 3).

Авария в Мексиканском заливе в 2010 г. привела к резкому увеличению финансирования НИОКР в области предупреждения и ликвидации разливов нефти, в том числе подводного применения диспергентов. Были реализованы масштаб-

ные международные исследовательские проекты:

- совместный отраслевой проект по предупреждению и ликвидации разливов нефти (Oil Spill Prevention Response Joint Industry Task Force) [5];

- совместный отраслевой проект (Joint Industry Project) [6].

В рамках данных исследовательских проектов ряд работ был посвящен тематике подводного диспергирования, среди которых следует отметить обзорный отчет Международной ассоциации представителей нефтегазовой отрасли по ох-

ране окружающей среды и социальным вопросам (IPIECA) и Международной ассоциации производителей нефти и газа (IOGP) [7].

Подводные выбросы углеводородов могут быть обусловлены различными причинами, например: выбросами из скважин, утечками из подводного оборудования и трубопроводов, природными утечками. Подводные выбросы могут существенно различаться по объемам, давлению, скорости потока. При этом ключевой характеристикой, влияющей



Рис. 3. Распространение нефтяного загрязнения на поверхности моря до (а) и после (б) применения диспергента при ликвидации аварии Deepwater Horizon [4]

на скорость распространения углеводородов в морской среде, является диаметр капель нефти (таблица).

Данные таблицы хорошо иллюстрируют практические результаты диспергирования нефти, а именно снижение скорости распространения нефтяного пятна на 1-2 порядка при уменьшении диаметра капель.

Поскольку для останова подводного выброса на скважине требуется значительное время, задача по минимизации ущерба становится первой по срокам выполнения. Применение диспергентов под водой в данной ситуации – наиболее эффективное решение, позволяющее в разы снизить объемы углеводородов, достигающих поверхности моря (рис. 4).

К преимуществам метода подводного диспергирования относятся:

- сокращение объема углеводородного загрязнения на поверхности моря, в т.ч. в прибрежной зоне;
- снижение негативного воздействия на морские организмы, обитающие в верхнем слое воды и на поверхности;

Зависимость скорости подъема капель нефти в морской воде от их диаметра [7]

Диаметр капли нефти, мм	Время подъема на 1 м, с
4	3–5
3	5–10
2	Около 15
1	Около 20
0,4	85
0,2	300
0,1	Более 1000

- повышение эффективности биологического разложения углеводородов;
- снижение концентрации летучих соединений в районе выхода углеводородов на поверхность, повышение безопасности работ спасателей;
- сокращение используемого объема диспергента по сравнению с диспергированием на поверхности моря;
- снижение объемов и сроков работ по очистке береговой линии;

- сокращение общего объема отходов.

Недостатками метода подводного диспергирования являются:

- увеличение объема углеводородного загрязнения в толще воды;
- увеличение негативного воздействия на морские организмы, обитающие в толще воды;
- снижение доверия к рынку рыболовства в связи с загрязнением морской среды.

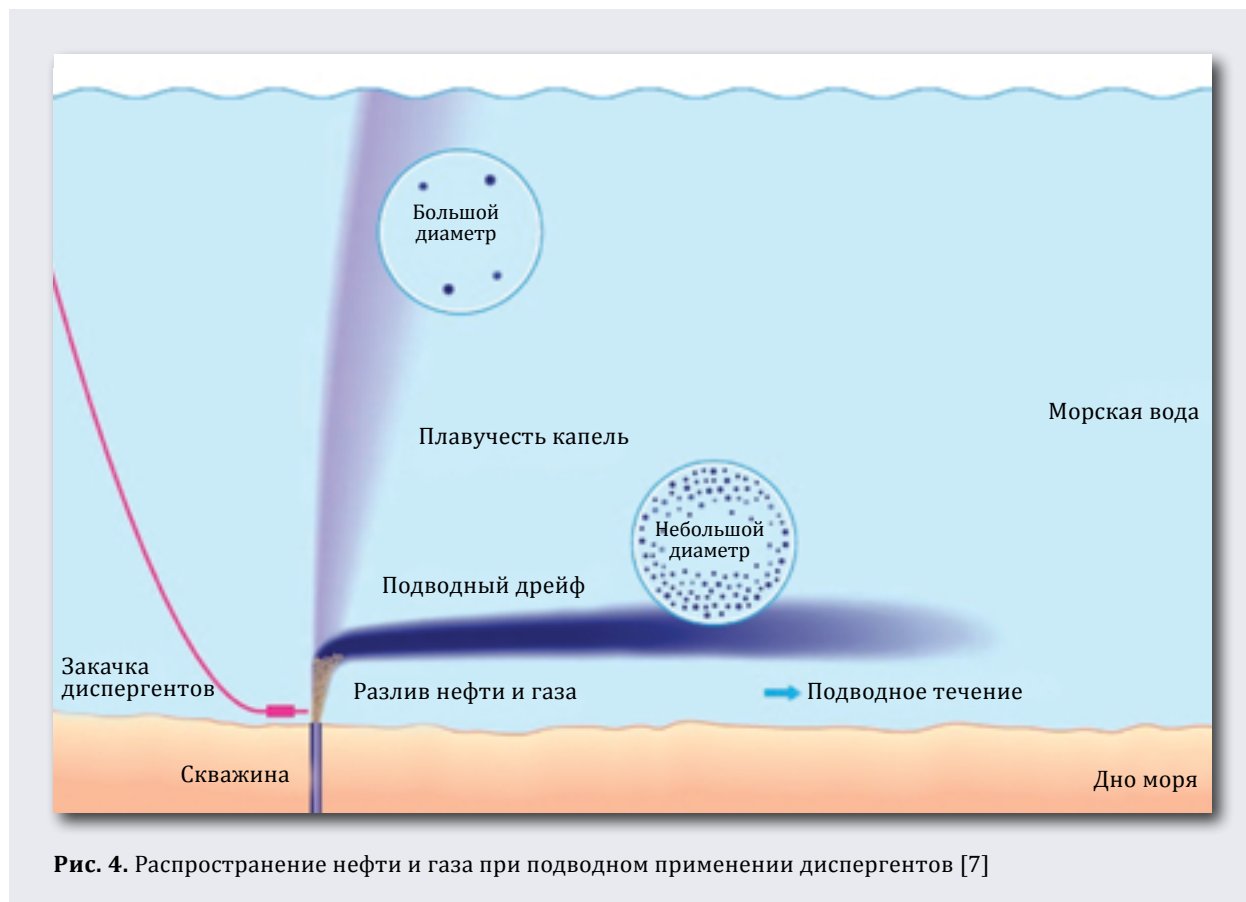


Рис. 4. Распространение нефти и газа при подводном применении диспергентов [7]

Лабораторные и полевые эксперименты [8, 9] подтверждают, что диспергент должен закачиваться в скважину до попадания нефти и газа в морскую среду или максимально близко к точке подводного выброса. В последнем случае необходимо обеспечить подачу диспергентов вокруг струи нефти и газа, применяя, например, форсуночные кольца.

Нормативное регулирование

Требования и условия для применения диспергентов в действующей нормативно-правовой базе Российской Федерации прямо не установлены. Эксплуатирующая организация, отвечающая за планирование и ликвидацию разливов нефти и

нефтепродуктов, должна определить методы ликвидации разлива в составе плана ликвидации разлива нефти (ЛРН) и согласовать данный план в установленном законодательством порядке. Также действует норма о необходимости получения разрешения на применение конкретного диспергента. Таким образом, эксплуатирующей организации необходимо выбрать конкретную марку диспергента, получить разрешение на его использование, определить в плане ЛРН условия его применения при возникновении разлива, согласовать и утвердить план ЛРН.

Данный процесс на практике был реализован в ООО «Сахалинская энергия», при этом разрешенным к применению диспергентом являлся американский Corexit 9527, а для распыления диспергента плани-

ровалось привлекать самолет международной специализированной организации Oil Spill Response Limited, которая поддерживает на своих базах запас диспергентов общим объемом в 5000 м³. В настоящее время Corexit 9527 в Россию не поставляется, а взаимодействие с Oil Spill Response Limited приостановлено.

Оборудование

Для подводного применения диспергентов необходимо следующее оборудование:

- специализированное судно;
- система подачи диспергентов (на судне);
- резервуары хранения диспергентов (на судне);
- телеуправляемые необитаемые подводные аппараты (ТНПА);

- система гибких труб (койл-тюбинг);
- система подводной закачки диспергента;
- оборудование и шланги для перекачки диспергентов с транспортных судов в резервуары специализированного судна;
- оборудование / приборы для мониторинга подводного диспергирования.

После прибытия специализированного судна в район работ осуществляется развертывание системы подводной закачки диспергента, включающей:

- узел подсоединения на судне;
- гибкие трубы, соединяющие узел подсоединения и манифольд на дне моря;
- выкидные линии от манифольда к ТНПА для подачи диспергента на устье скважины.

В работах используются несколько ТНПА для подачи диспергентов, освещения, видеосъемки, мониторинга обстановки, установки датчиков и забора проб.

Описанный комплект оборудования для подводного диспергирования многократно прошел испытания и использовался в ходе ликвидации аварий, в том числе аварии в Мексиканском заливе в 2010 г.

Также отметим автономную систему подводной закачки диспергентов, разработанную компанией MWCC. В данной системе резервуары хранения диспергентов, насосная станция и манифольд находятся под водой, система может быть активирована дистанционно и функционировать без использования специализированного судна.

Технология подводного применения диспергентов в ледовых условиях заключается в подаче диспергента из подводного резервуара в скважины или подводные трубопроводы по шлангокабелям системы

подводной добычи. Подводный резервуар диспергента объемом (оценочно) около 100 т размещается возле манифольда или узла подключения шлангокабелей. Для подачи диспергента возможно использовать гидравлические линии шлангокабеля, предназначенные для подачи химических реагентов, или резервные гидравлические линии. Энергоснабжение обеспечивается с берега или морской платформы, как и для всей системы подводной добычи. Подача диспергента может инициироваться автоматически или по команде персонала.

Недостаток данной технологии – сложность мониторинга процесса применения диспергента и контроля полученных результатов.

Планирование

Если в составе плана ЛРН предусмотрено подводное применение диспергентов, необходимо выполнить ряд организационных мероприятий.

Предварительные организационные мероприятия:

- создание запаса диспергента / заключение договора о срочной поставке диспергента в случае разлива;
- планирование логистики поставок диспергентов в район работ;
- заключение договора о фрахте транспортных судов для поставок диспергентов в случае разлива;
- планирование мониторинга подводного диспергирования;
- разработка технологических карт монтажа оборудования для подводного диспергирования.

Организационные мероприятия при возникновении разлива:

- планирование одновременных работ (например, бу-

рение разгрузочной скважины, удаление мусора, применение диспергентов);

- разработка детальных планов выполнения работ по применению диспергентов;
- определение технических параметров закачки диспергента (объем, ОДН);
- планирование перекачки диспергентов с транспортных судов в резервуары специализированного судна.

Направления научно-исследовательских работ

Проведенные исследования позволили систематизировать имеющиеся научно-технические проблемы и определить основные направления научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ:

- исследования процессов физико-химического преобразования углеводородов в водной среде при подводном разливе, в том числе при применении диспергентов;
- создание оборудования для применения диспергентов;
- выбор критериев и разработка методики определения эффективности диспергентов.

Целью первого направления исследований является совершенствование понимания процессов физико-химического преобразования углеводородов в водной среде при подводном разливе. Ключевая задача здесь – моделирование процесса разлива при различных комбинациях исходных данных (состава углеводородов, скорости разлива, глубины воды, температуры воды, скорости течения). Также можно отметить следующие исследовательские задачи:

- определение влияния температуры флюида на эффективность диспергирования;

- исследование эффективности диспергирования при подводных выбросах газа, в том числе газа со значительным содержанием газового конденсата;

- лабораторные эксперименты по подводному диспергированию углеводородов;
- полевые эксперименты по подводному диспергированию углеводородов.

Вторым направлением исследований стало создание оборудования для применения диспергентов, в котором можно выделить следующие задачи:

- создание системы подводного применения диспергентов с использованием специализированного судна;
- создание автономной системы подводного применения диспергентов;
- выбор средств видеонаблюдения при подводном применении диспергентов;
- выбор датчиков определения скоростей распространения и концентраций нефти и газа в морской среде.

Третьим направлением исследований является выбор критериев и разработка методики определения эффективности применения диспергентов, для чего необходимо решить следующие задачи:

- разработка методики испытания диспергентов, в том числе диспергентов для подводного применения;
- разработка методики оценки токсичности диспергентов;
- сравнительная оценка влияния диспергированных и недиспергированных углеводородов на различные виды морских организмов;
- исследование биологического разложения диспергированных углеводородов.

Выводы

Общепризнано, что крупные морские разливы углеводородов могут привести к катастрофическим экологическим последствиям и колоссальным финансовым потерям. Применение диспергентов более эффективно именно в случае крупных разливов, поскольку производительность других методов ликвидации загрязнения гораздо ниже. Вторым существенным преимуществом метода диспергирования является возможность его применения без использования судов, например с помощью авиационных средств или подводных установок.

В настоящее время в Российской Федерации практически отсутствует специализированное оборудование для применения диспергентов, однако критические технологические проблемы в данной области, по мнению авторов, отсутствуют. Реализация метода диспергирования требует выполнения комплекса НИОКР, направления которых предложены в статье.

Учитывая критическую важность скорости реагирования на разлив и невозможность быстрой доставки персонала и оборудования с береговых баз к месту разлива, для подводного применения диспергентов в ледовых условиях необходимо заблаговременное размещение необходимого оборудования в районе выполнения работ, в том числе под водой около возможных источников разлива. ■

Работа проводилась при поддержке гранта РФФИ 20-07-00623.

ЛИТЕРАТУРА

1. Injection of Oil Spill Chemicals into a Blowing Well) / T. Audunson, O. Johansen, J. Kolnes, S.E. Sorstrom // International Oil Spill Conference Proceeding. – API, 1987. – С.335–340.
2. Johansen O., Carlsen I. Оценка методов подачи диспергента при подводных выбросах (Assessment of methods for dispensing dispersants into subsea blowouts) // Отчет SINTEF. – Applied Chemistry, Трондхейм, 2002.
3. Adams E.E., Socolofsky S.A. Review of Deep Oil Spill Modeling Activity Supported by the DeepSpill JIP and Offshore Operators Committee. – 2005.
4. Подводная закачка диспергентов (ПЗД) – Обзор новейших достижений и анализ необходимости дальнейших исследований (SubSea Dispersant Injection (SSDI) – a "state of the art" and the need for further documentations) / P.S. Daling, O.G. Brakstad, P.J. Brandvik [et al.] // Отчет SINTEF, 2017.
5. Материалы совместного отраслевого проекта по предупреждению и ликвидации разливов нефти (Oil Spill Prevention Response Joint Industry Task Force), www.oilspillprevention.org (дата обращения 15.06.2023).
6. Материалы совместного отраслевого проекта (Joint Industry Project), <http://oilspillresponseproject.org/> (дата обращения 15.06.2023).
7. Диспергенты: применение под водой. Практические рекомендации для персонала, отвечающего за управление и ликвидацию чрезвычайных ситуаций // Отчет IPIECA/IOGP, 2015.
8. Brandvik P.J., Johansen O., Farooq U. Subsea Release of Oil & Gas – A Downscaled Laboratory Study Focused on Initial Droplet Formation and the Effect of Dispersant Injection // International Oil Spill Conference Proceedings. – 2014. – Т. 2014. – № 1. – С. 283–298.
9. Johansen O., Brandvik P.J., Farooq U. Droplet breakup in subsea oil releases. Part 2: Predictions of droplet size distributions with and without injection of chemical dispersants // Marine Pollution Bulletin. – Vol. 73, Issue 1. – P. 327–335 – doi:10.1016/j.marpolbul. 2013.04.01.

УДК 622.245.1

СТРАТЕГИЯ ИНСПЕКЦИЙ ПОДВодно-ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА ГКМ НА БАЗЕ АНАЛИЗА РИСКОВ ЕГО ОТКАЗОВ

Ю.А. Харченко, д-р техн. наук,

Д.А. Беликова

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

E-mail: 79169014872@yandex.ru

Ключевые слова: подводно-добычный комплекс; газоконденсатное месторождение; подводное обустройство; подводная фонтанная арматура; надежность; риск; вероятность отказа; ущерб от потери добычи; иницирующие факторы.

Аннотация. В статье рассмотрены особенности организации инспекций и проведения ремонтно-восстановительных работ на объектах подводно-добычных комплексов ГКМ арктического шельфа РФ. Показано, что наиболее перспективным для обеспечения высокого уровня надежности этих объектов является инновационный подход на базе анализа рисков отказов подводного оборудования и трубопроводов. Выполнены расчеты изменения уровня отказоустойчивости компонентов подводной фонтанной арматуры с использованием статистических данных справочника OREDA. Проанализированы особенности применения этого подхода для условий замерзающих морей.

Применение подводного вида обустройства (ПВО) для удаленных глубоководных газоконденсатных месторождений арктического шельфа позволяет исключить воздействие ледовых образований на объекты обустройства и повысить безопасность их эксплуатации в экстремальных гидрометеорологических условиях. Между тем при освоении месторождения с использованием ПВО возникает ряд проблем, без решения которых обеспечение надежного круглогодичного функционирования подводного оборудования невозможно. К ним относится поддержание работоспособно-

сти подводного оборудования на высоком уровне в течение всего периода его эксплуатации, которое обеспечивается контролем его технического состояния и проведением периодических ремонтно-восстановительных работ.

Как известно, оборудование подводного добычного комплекса относится к сооружениям повышенной ответственности, так как оно предназначено для круглогодичной непрерывной эксплуатации в течение всего периода разработки месторождения [1]. При этом его резервирование проектом не предусмотрено. Выполнение работ по обследованию техни-

ческого состояния оборудования ПДК требует проведения дорогостоящих морских операций с использованием необитаемых телеуправляемых подводных аппаратов и внутритрубных диагностических поршней.

В зависимости от сложности, категории ответственности оборудования, а также наличия резерва, могут быть реализованы различные стратегии контроля его технического состояния:

1. Периодическая остановка для проведения регламентных работ;
2. Замена отдельных элементов или всего оборудова-

Оборудование подводного добычного комплекса относится к сооружениям повышенной ответственности, так как оно предназначено для круглогодичной непрерывной эксплуатации в течение всего периода разработки месторождения.

ния по истечении заданного времени;

3. Нарботка на отказ, т.е. эксплуатация до поломки с последующим ремонтом или заменой;

4. Непрерывный контроль определенных технологических параметров оборудования, выход которых из заданного диапазона свидетельствует о неисправности, что требует остановки и проведения ремонтных работ;

5. Периодический контроль определенных технологических параметров оборудования и разработка плана ремонтно-восстановительных работ по результатам этого контроля.

С учетом уровня ответственности и местоположения объектов ПДК применение стратегий 1–4 контроля технического состояния либо невозможно, либо связано с высокими расходами и потерями в добыче углеводородов. Поэтому необходимо использовать пятую стратегию периодического контроля важных технологических параметров подводного оборудования, которая может реализовываться в рамках двух подходов:

- классического, при котором эксплуатирующая организация регламентирует перечень работ и периодичность их проведения, исходя из требований производителя оборудования, эксплуатационной документации, национальных

и корпоративных нормативных документов;

- инновационного, основанного на применении теории рисков, который позволяет оптимизировать периодичность инспекций и технического обслуживания оборудования ПДК и сократить затраты на их проведение.

Рассмотрим особенности реализации инновационного подхода на базе анализа рисков (ИБАР).

Основные цели инспектирования подводного оборудования заключаются в контроле его технического состояния, выявлении процессов деградации под воздействием различных природных и техногенных факторов, которые могут инициировать аварийную ситуацию по объектах ПДК. Организация и проведение инспекций в рамках такого инновационного подхода включают следующие этапы.

1. Анализ условий эксплуатации объектов ПДК и выявление основных инициирующих факторов их отказов.

2. Выявление с использованием систематической базы данных аналогичного оборудования наиболее уязвимого оборудования, склонного к выходу из строя.

3. Подбор методов проведения инспекций объектов ПДК.

4. Оптимизация работы по инспектированию, тестированию и техническому обслуживанию объектов ПДК.

5. Обработка полученной информации и выявление аналитических или статистических зависимостей изменения работоспособности оборудования ПДК с учетом условий его эксплуатации.

6. Исключение непредвиденных отказов и повышение эксплуатационных показателей объектов ПДК.

Базовым критерием рассматриваемого подхода является величина риска отказа подводного оборудования и трубопроводов (объектов ПДК).

Риск по своему определению является произведением двух параметров:

$$\text{Риск} = P_o \cdot Y_o, \quad (1)$$

где P_o – вероятность отказа/аварии отдельного элемента оборудования; Y_o – ущерб, возникший в результате отказа/аварии.

Вероятность отказа в значительной мере зависит от природы инициирующих факторов.

Они делятся на следующие факторы:

1. Внутренние:

1.1 коррозия;

1.2 эрозия;

1.3 усталость металла;

1.4 отказы датчиков и

других комплектующих;

1.5 газопроявления;

1.6 фазовые превращения (гидратообразование);

2. Внешние:

2.1 воздействие внешних предметов (единичные события);

2.2 наносы или вымывание грунта;

2.3 биообрастание;

2.4 внешняя коррозия.

Отказы можно разделить на две группы: зависящие от времени, или отказы, вызванные старением (пп. 1.1–1.4; 2.2; 2.4); не зависящие от времени – единичные события и технологические отказы (пп.1.5; 1.6; 2.1).

С учетом этого при планировании инспекций необходимо применять две методологии:

- оценку рисков, вызванных временным фактором (старение) (рис. 1, кривые A, B).
- оценку рисков, вызванных технологическими и единичными событиями (рис. 1, кривые C, D).

Для определения вероятности отказов P_o , связанных с временными факторами, источником может служить база данных OREDA, в которой собраны вероятности отказов оборудования для основных объектов подводного добычного комплекса – фонтанной арматуры, манифольдов, подводных трубопроводов и систем управления [2, 3].

Важно отметить, что в OREDA приводится интенсивность отказов по первой группе (зависимость от времени) как интегральная величина без разделения по природе отказов. Между тем каждому виду оборудования присущи отказы определенной природы, и при более глубоком исследовании показателей надежности подводного оборудования необходимо это учитывать. Такой подход важен на этапе выбора технологий проведения инспекции. Так, например, влияние внутренней коррозии на состояние линейной части подводных трубопроводов может быть оценено только с использованием внутритрубной диагностики, а воздействие внешних факторов (п. 2) – с помощью телеуправляемых необитаемых подводных аппаратов (ТНПА).

Однако на первом этапе планирования инспекций, когда необходимо выявить наиболее уязвимые элементы оборудования, показатели интенсивности отказов, приведенные в OREDA, можно использовать при определении интегральной вероятности отказа отдельных

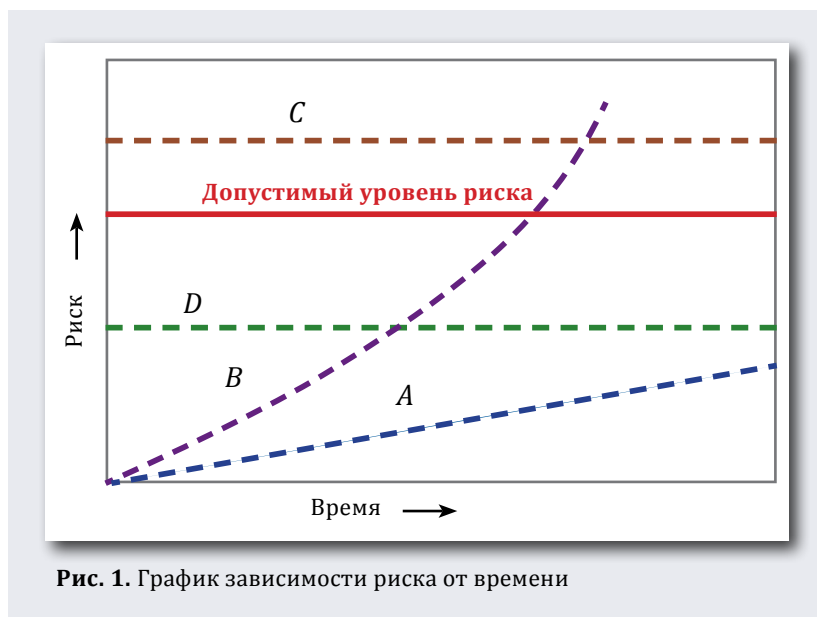


Рис. 1. График зависимости риска от времени

компонентов подводного оборудования.

Для определения вероятности отказа как функции времени воспользуемся нормальным законом распределения безотказности объекта

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \quad (2)$$

где λ – средняя интенсивность события (отказа), $ч^{-1}$; t – время, ч.

Проведем расчет изменения во времени вероятности отказа ее основных элементов на примере фонтанной арматуры (рис. 2). Данные интенсивности отказа основных компонентов подводной фонтанной арматуры взяты из базы данных OREDA (таблица).

Результаты расчетов по формуле (2) изменения во времени вероятности отказа отдельных компонентов фонтанной арматуры с учетом данных OREDA приведены на рис. 3.

Как видно, наиболее уязвимым элементом подводной фонтанной арматуры (ФА) является модуль управления, вероятность отказа которого уже на 2-й год достигает 0,5, а к 5-му году без проведения инспекционных, а при необходимости и ремонтных работ достигает 0,83. Поэтому к этому модулю обеспечен простой доступ, позволяющий проводить его замену без извлечения всей фонтанной арматуры на дневную поверхность. Для поддержания высокого уровня работоспо-

Основные цели инспектирования подводного оборудования заключаются в контроле его технического состояния, выявлении процессов деградации под воздействием различных природных и техногенных факторов, которые могут инициировать аварийную ситуацию по объектах ПДК.

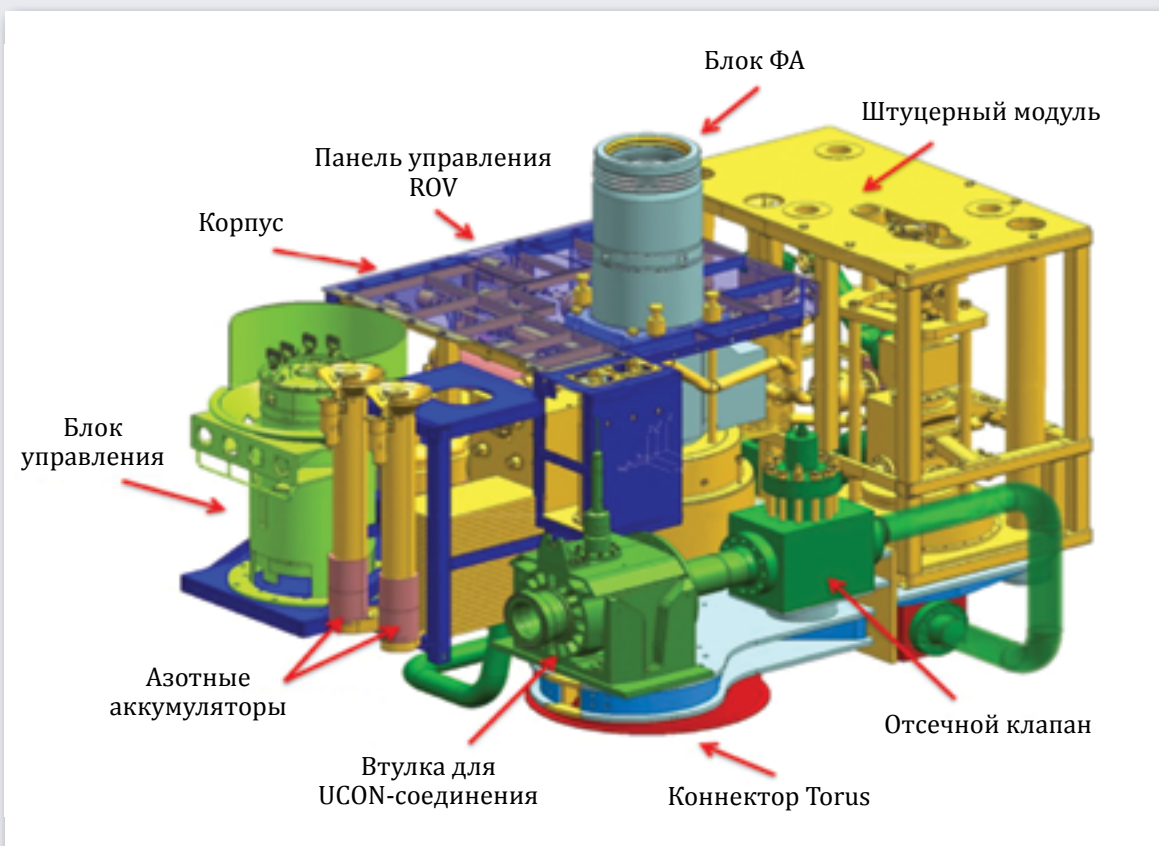


Рис. 2. Оборудование подводной фонтанной арматуры [1]

способности модуля управления и своевременного выявления потенциальных отказов необходимо ежегодное инспектирование этого элемента ФА. Вторым элементом ФА по частоте отказов является фонтанный штуцер (ФШ), вероятность отказа которого 0,5 достигается только к

15-му году эксплуатации. На 5-й год эксплуатации вероятность отказа ФШ составляет всего 0,2. Следовательно, пятилетняя инспекция ФШ, в соответствии с данными OREDA, вполне достаточно для поддержания этого элемента ФА в удовлетворительном техническом состоя-

нии. Все другие компоненты ФА имеют достаточно высокую отказоустойчивость на протяжении 20 лет эксплуатации. Вероятность их отказа составляет не более 0,25.

Ущерб U_0 от отказа подводного оборудования можно проанализировать на основании следующих параметров:

- вида продукта;
- дебита скважины;
- времени простоя оборудования.

Для газоконденсатного месторождения (ГКМ) основными продуктами являются природный газ и конденсат, которые при попадании в морскую воду быстро поднимаются на поверхность и испаряются в атмосферу. Поэтому при подводном устройстве ГКМ из трех видов

Каждому виду оборудования присущи отказы определенной природы, и при более глубоком исследовании показателей надежности подводного оборудования необходимо это учитывать.

ущерба – экологического, угрозы жизни персонала и экономического – наиболее значим третий – ущерб от потери добычи из-за отказа подводного оборудования, величина которого зависит от времени простоя этого оборудования, т.е. остановки добычи.

Одной из основных особенностей морского месторождения является зависимость возможности проведения морских операций (инспекций или ремонтных работ) от гидрометеорологических условий. Для условий российского арктического шельфа навигационный период в зависимости от района может составлять от 3 до 6 мес. Поэтому ущерб при отказе элемента ПДК в зависимости от времени года может существенно отличаться. При возникновении нештатной ситуации в навигационный период доступ к подводному оборудо-

Частота отказов подводного оборудования [3]

Модуль	Число	
	оборудования	отказов
Коннектор Torus	1292	21
Основной блок ФА	159	18
Колпак ФА	417	10
UCON-соединение	434	4
Отсечной клапан	8678	23
Фонтанный штуцер	604	2
Регулирующий клапан	958	5
Подводный модуль управления	221	277

ванию практически не ограничен, и для определения продолжительности ремонта в первом приближении можно воспользоваться данными OREDA.

В межнавигационный период (МНП) ледовый покров препятствует проведению любых работ с подводным оборудованием, и поэтому возможное

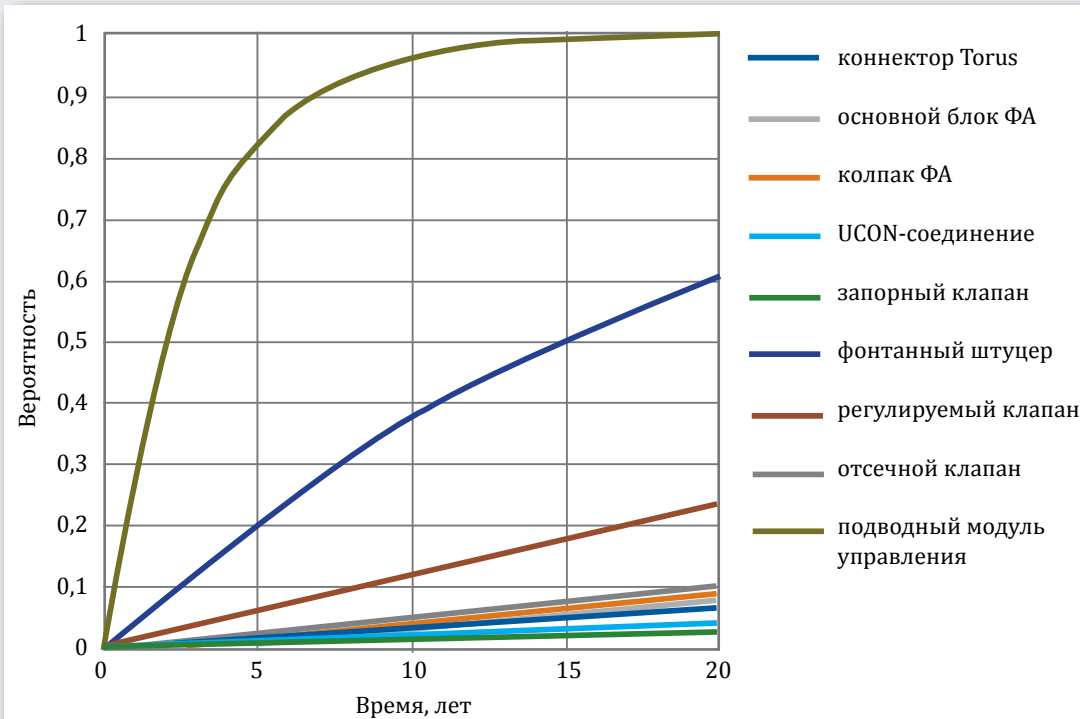


Рис. 3. Изменение во времени вероятности отказа компонентов фонтанной арматуры

Одной из основных особенностей морского месторождения является зависимость возможности проведения морских операций (инспекций или ремонтных работ) от гидрометеорологических условий.

время ремонта фактически равно данному МНП. Соответственно, кратно возрастает ущерб, и расчетный риск при одной и той же вероятности отказа из допустимого в навигационный период (см. рис. 1, кривые *A, D*) может перейти в область недопустимого в межнавигационный период (см. рис. 1, кривые *B и C*).

Отмеченная зависимость величины риска от навигационного периода требует корректировки выводов, полученных по результатам расчетов отказоустойчивости отдельных компонентов ФА с использованием данных OREDA. Например, для проведения ремонтных работ при отказе фонтанного штуцера на акватории незамерзающего моря по данным OREDA потребуется максимально 72 ч (3 сут) [3]. Для акватории замерзающего моря, например Карского, где межнавигационный период составляет 270 сут, время вынужденного простоя ПДК, а следовательно и потенциальный ущерб от потери добычи, возрастает практически на два порядка.

В этом случае риски развиваются по сценарию *B* (см. рис. 1), что потребует корректировки объема ежегодных инспекций ФШ в сторону их увеличения для обеспечения более высокого уровня отказоустойчивости этого компонента фонтанной арматуры.

Приведенные выше рассуждения имеют качественный ха-

актер и требуют дальнейших количественных обоснований для конкретного района российского шельфа.

Заключение

Обеспечение круглогодичной работы промыслового оборудования при подводном устройстве месторождений арктического шельфа требует периодического проведения подводно-технических работ для инспекции и ремонтно-восстановительных мероприятий с целью поддержания высокого уровня надежности объектов ПДК в течение всего срока эксплуатации месторождения. Проведение таких морских операций с привлечением специальных судов обеспечения является дорогостоящими мероприятиями с длительными процедурами мобилизации и исполнения.

Инновационный подход к организации и проведению инспекционных и ремонтно-восстановительных работ на объектах подводно-добычных комплексов нефтегазовых месторождений с использованием анализа рисков позволяет оптимизировать эти работы путем выделения наиболее уязвимых компонентов оборудования ПДК, определения изменения во времени показателей их надежности с использованием статистических данных по отходам аналогичного оборудо-

вания. Учет природы факторов, инициирующих отказы, позволяет выбрать наиболее эффективную технологию инспекции объектов ПДК.

На примере анализа отказоустойчивости основных компонентов подводной фонтанной арматуры показано, что использование данных по надежности объектов ПДК справочника OREDA позволяет в первом приближении определить наиболее слабые, с позиций надежности, элементы ПДК. Учет влияния природно-климатических условий в районе месторождения на возможность проведения морских операций для инспекции подводных объектов и проведения ремонтно-восстановительных работ позволяет откорректировать результаты расчетов рисков отказов по статистическим данным и более обоснованно подходить к определению объемов и периодичности проведения инспекций объектов ПДК. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: Ч.1. Предынвестиционная и инвестиционная стадии / Б.А. Никитин, Ю.А. Харченко, А.С. Оганов, Е.В. Богатырева: Учеб. пособие. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 335 с.
2. Bai Y., Bai Q. Subsea Structural Engineering. Elsevier. – Oxford, 2010. – 911 p.
3. OREDA: Offshore Reliability Data Handbook : Subsea Equipment. SINTEF // Technology and Society. – 2015. – Vol. 2. – 189 p.

УДК 622.276.04

ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛЕДОСТОЙКОЙ ПЛАТФОРМЫ «КАМЕННОМЫССКАЯ»

С.Ю. Куропаткин, начальник отдела,

Е.Н. Городничева, заместитель начальника отдела,

И.Ф. Маленкина, главный специалист,

ООО «Газпром морские проекты»;

Т.Н. Журкина,

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

E-mail: s.kuropatkin@gazprom-seaprojects.ru

Ключевые слова: месторождение Каменномыское-море; акватория Обской губы; аварийно-спасательное обеспечение; ледостойкая стационарная платформа.

Аннотация. В статье рассмотрены проектные решения по организации аварийно-спасательного обеспечения (АСО) ледостойкой стационарной платформы «Каменномысская», находящейся в акватории Обской губы, ЯНАО. Малые глубины (6 м) и наличие мощных (до 2 м) ледовых полей не позволяют использовать апробированные решения и требуют разработки новых подходов.

С 2014 г. ПАО «Газпром» реализует проект обустройства месторождения Каменномыское-море, находящегося в акватории Обской губы (ЯНАО). Заказчиком является Филиал ООО «Газпром инвест» «Шельф», генпроектировщиком – ООО «Газпром морские проекты».

В настоящее время в рамках проекта на верфях изготавливается ледостойкая платформа «Каменномысская» и обустривается береговой технологический комплекс (БТК) газоподготовки на м. Парусный. В дальнейшем будут построены подводные трубопроводы и трубопровод подключения к га-

зокомпрессорной станции «Ямбургская» (ГКС «Ямбургская»).

Район работ относится к восточному району атлантической области арктического пояса (рис. 1). Климатические условия в районе освоения суровые, с продолжительной зимой, когда температура наружного воздуха может понижаться до $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$, а ветер доходить до 32 м/с. Температура наиболее холодной пятидневки $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Большую часть года Обская губа покрыта льдом. Лед в районе месторождения Каменномыское-море пресный. Наибольшая зафиксированная толщина льда 1,92 м. Под действием колебания уровня воды

в Обской губе, вызванного приливами, на ледяном покрове могут образовываться трещины шириной до 2,0 м и гряды торосов высотой до 2,5 м и протяженностью до 3 км.

Левый (Ямальский) берег р. Оби пологий (уклон $3\text{--}5^{\circ}$). Правый (Тазовский) берег высокий (8–15 м) с крутыми откосами, изрезанный оврагами и мелкими реками. В районе выхода на берег подводных трубопроводов месторождений Каменномыское-море тянется цепь обрывистых холмов высотой до 30 м вплотную к береговой линии.

Ледостойкая платформа (ЛСП), строящаяся в рамках

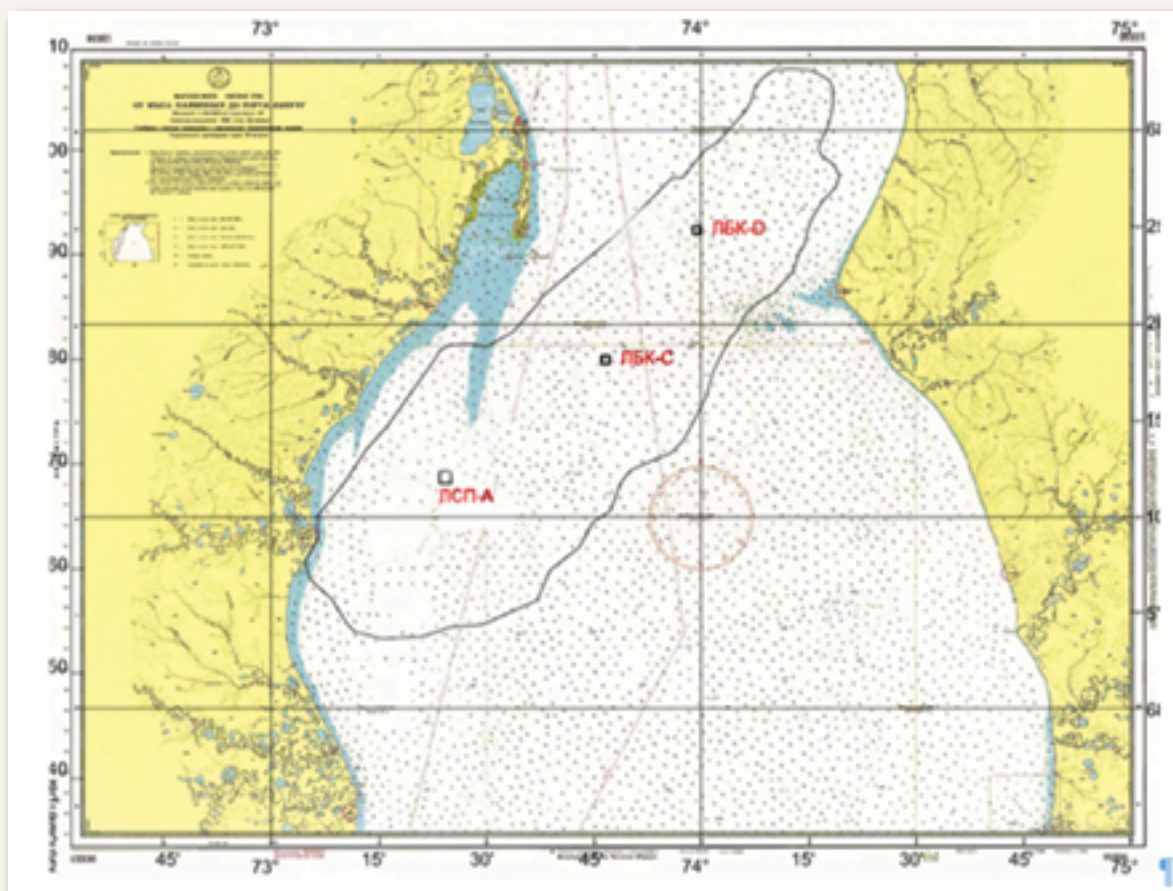


Рис. 1. Карта района работ

В настоящее время в рамках проекта на верфях изготавливается ледостойкая платформа «Каменно-мысская» и обустраивается береговой технологический комплекс (БТК) газоподготовки на м. Парусный.

проекта, стальная, со свайным креплением к морскому дну. ЛСП предназначена для бурения добывающих и поглощающей скважин (33 и 1 соответственно), подача добываемого природного газа будет осуществляться в два подводных трубопровода Ду1000. На платформе установлена электростанция

собственных нужд (ЭСН) мощностью 32 МВт. На начальном этапе (бурение первой скважины) ЭСН использует дизельное топливо. После бурения и освоения первой добывающей скважины ЭСН переводится на газ. Запас дизельного топлива на ЛСП обеспечивает автономность около 60 сут. Ёмкости

(танки) дизельного топлива находятся в центре опорного основания и отгорожены от окружающей воды коридорами, балластными цистернами и двойными внешними стенками ЛСП.

Штат персонала ЛСП 120 чел. Регулярную доставку вахтового персонала предполагается осуществлять из аэропорта Ямбург вертолётами Ми-8МТВ/Ми-171А3, переоборудованными для перевозки персонала над водной поверхностью. Для спасения персонала ЛСП предусмотрено временное убежище с пределом огнестойкости 4 ч. Весь персонал ЛСП обеспечен гидротермоодеждами, увеличивающими время выживания в ледяной воде до 6 ч.

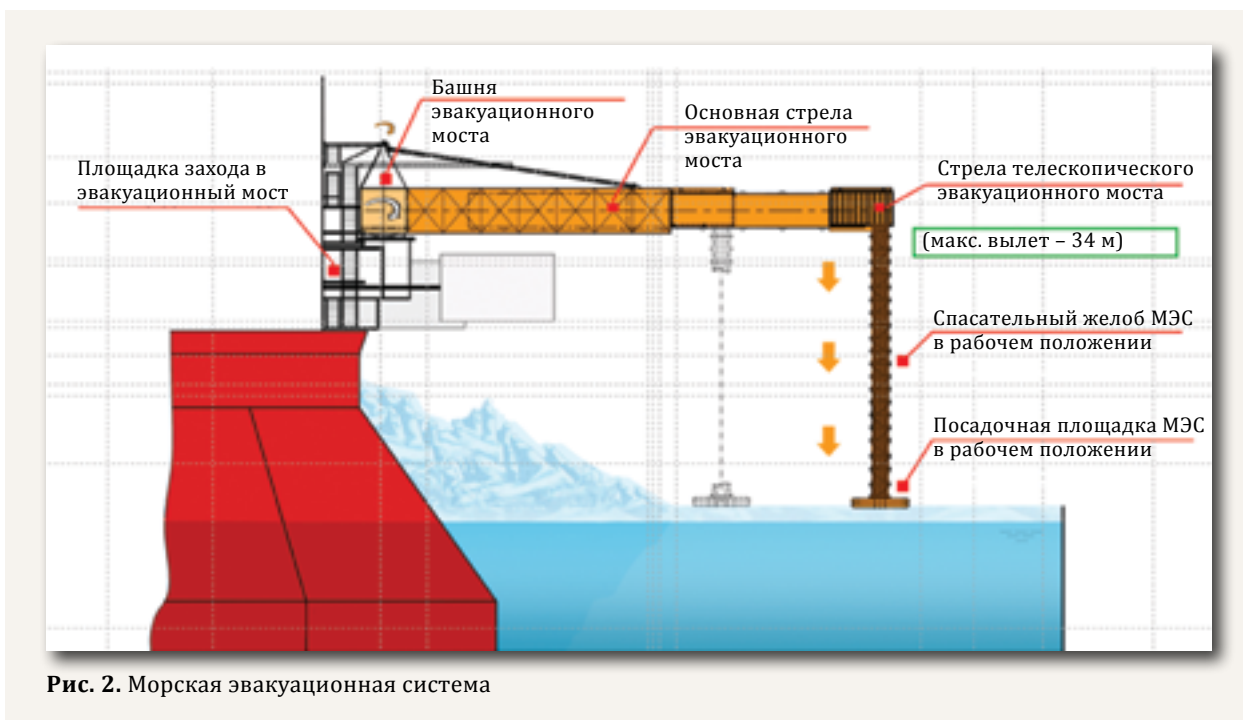


Рис. 2. Морская эвакуационная система

В соответствии с требованиями Правил классификации, постройки и оборудования плавучих установок и морских стационарных платформ Российского морского регистра судоходства (РС), на ЛСП предусматривается следующий состав коллективных спасательных средств:

- четыре полностью закрытые, огнезащищенные, моторные спасательные шлюпки вместимостью 60 чел. каждая;
- пять морских эвакуационных систем (МЭС) контейнерного исполнения (четыре основные, одна – дополнительная), укомплектованных каждой эвакуационным рукавом, надувной посадочной платформой, четырьмя надувными спасательными плотами вместимостью 16 чел. каждый.

Общая вместимость всех спасательных шлюпок 240 чел. (4 × 60) достаточна для размещения в них 200 % общего числа людей, для которых на ЛСП предусмотрены каютные места (120 каютных мест). Все пред-

усматриваемые на ЛСП спасательные средства и устройства для их спуска соответствуют требованиям Международной конвенции по охране человеческой жизни на море 1974 г. (СОЛАС 74/83/92) [1].

Эвакуация людей с ЛСП «А» в безледовый период осуществляется (если не используются вертолеты) с использованием спасательных шлюпок и надувных спасательных плотов МЭС. Использование надувных спасательных плотов возможно при наличии у борта аварийного объекта сплошного прочного льда. Вылет стрелы

МЭС (34 м) позволяет эвакуировать персонал за зону навала льда, образующегося при торошении в зимнее время (рис. 2). Дальнейшая эвакуация персонала со льда на береговые базы предполагается с использованием судов, судна на воздушной подушке (СВП), вездеходов.

Организация АСО и ликвидации разливов нефти (ЛРН) вблизи морских нефтегазовых объектов (МНГО) регламентируется требованиями ряда документов федерального и ведомственного (ПАО «Газпром») уровня.

Регулярную доставку вахтового персонала предполагается осуществлять из аэропорта Ямбург вертолётами Ми-8МТВ/Ми-171А3, переоборудованными для перевозки персонала над водной поверхностью.

Приказ Ростехнадзора от 19.01.2022 г. №10 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ НГП), п. 270 регламентирует постоянное нахождение аварийно-спасательного судна вблизи МНГО в период опробования скважин. Кроме того, п. 486 Правил дополнительно уточняет: «Если эвакуация для опасных производственных объектов морского нефтегазового комплекса организована с при-

менением аварийно-спасательных средств, последние располагаются на таком расстоянии от объектов (но не далее 5 морских миль), чтобы можно было при любых гидрометеорологических условиях подойти к морской стационарной платформе ... в заданное планом время и оказать помощь находящимся на его борту людям» [2].

СТО Газпром 17-4.1-009-2022 Система АСО на море, п. 5.4.1 дополняет ПБ НГП следующим: «В мелководных районах, где применение спасательных судов не представляется возможным, к

дежурству могут привлекаться амфибийные транспортные средства и катера» [3].

Российский опыт организации АСО и ЛРН накоплен при эксплуатации добывающих стационарных платформ МЛСП «Приразломная» в Печорском море и «Сахалинская энергия» в Охотском море, а также нефтяных отгрузочных терминалов «Варандейский» и «Ворота Арктики». Эти морские объекты объединяет один общий фактор – сооружения установлены на глубине, достаточной для круглогодичной работы судов обеспечения усиленного ледового класса (либо ледоколов, привлекаемых им в помощь).

Советский и российский опыт освоения месторождений, расположенных на мелководном шельфе Каспийского моря, организации ледовых переправ через северные реки, перегрузки грузов с борта ледокола на припайный лёд и т.п. показывает отсутствие единых (стандартных) подходов к решению задач доставки людей и грузов по льду. В зависимости от предпочтений и опыта эксплуатирующих организаций применялись малотоннажные СВП типа «Артика-3Д» (рис. 3), лёгкие плавающие гусеничные вездеходы ГАЗ-71 или гусеничный транспортер-тягач (ГТ-Т), а также колёсные вездеходы на шинах низкого давления типа ТЭКОЛ. ООО «Газпромнефть-Новый Порт» (до введения в строй отгрузочного терминала «Ворота Арктики») выводило на лёд грузовой автотранспорт (после проверки толщины ледяного покрова и разметки трассы). Канадские нефтедобывающие компании, осваивающие месторождения в море Бофорта, периодически использовали для доставки небольших грузов плавающие сочленённые гусеничные вездеходы Arctos (рис. 4).



Рис. 3. Судно на воздушной подушке «Арктика-3Д»



Рис. 4. Вездеход Arctos

Доставка людей и грузов в зимнее время с использованием СВП, гусеничных и колёсных вездеходов проводилась по установившемуся ледяному покрову.

Стоит отметить, что в настоящее время задача доставки (и эвакуации людей) вездеходами в условиях движущихся ледяных полей (ледохода/ледостава) не решена ни российскими, ни зарубежными организациями.

Природно-климатические условия Обской губы можно разделить на четыре основных состояния (усреднённо):

- период открытой воды (летней навигации) – с начала июня по конец октября;
- период установившегося ледяного покрова – с середины декабря по конец мая;
- ледоход – с конца мая по конец июня;
- ледостав – с начала ноября по середину декабря.

По мнению генпроектировщика, организация АСО и ЛРН в навигационный период является типовой задачей, решение которой апробировано на шельфовых проектах в РФ. Для решения задач АСД вблизи ЛСП «Каменномысская» могут быть использованы:

- водоизмещающие суда проекта 22430;
- многофункциональное аварийно-спасательное судно проекта MPSV12;
- мелкосидящий ледокол проекта 22740М;
- мелкосидящий ледокол проекта 1105.

Суда проекта 22430 способны работать во льдах толщиной до 40–50 см, проекта MPSV12 – 0,5–1,0 м (рис. 5, а), ледокол проекта 22740М – 1 м и ледокол проекта 1105 – 70 см (90 см набегами) (рис. 5, б).

На данном проекте, вследствие небольших глубин вблизи ЛСП и толстого пресного льда, круглогодичная работа



а



б

Рис. 5. Судно проекта MPSV12 (а) и мелкосидящий ледокол проекта 1105 (б)

водоизмещающих судов (ледоколов) невозможна.

При разработке проектных решений по организации АСО в ледовый период генпроектировщиком было определено, что к моменту уста-

новления ледового покрова, делающего невозможной работу водоизмещающих судов, его прочность будет достаточна для движения гусеничной техники. Была рассчитана максимальная масса транс-

Российский опыт организации АСО и ЛРН накоплен при эксплуатации добывающих стационарных платформ МЛСП «Приразломная» в Печорском море и «Сахалинская энергия» в Охотском море, а также нефтяных отгрузочных терминалов «Варандейский» и «Ворота Арктики».

Допускаемые нагрузки на ледяной покров [4]

Допускаемая масса перемещаемого агрегата, т	Необходимая толщина ледяного покрова (см) при средней температуре воздуха за 3 сут, °С		
	-10 и менее	-5	0 (кратковременная оттепель)
4	18	20	25
6	22	24	31
10	28	31	39
16	35	38	49
20	40	44	56
30	47	53	66
40	55	61	77
50	63	69	88
60	71	77	99
70	79	87	111
80	88	97	123
90	97	107	136
100	106	116	149



а



б

Рис. 6. Плавающие вездеходы: а – ТМ-140; б – «Витязь ДТ-10»

портных средств, способных передвигаться при «граничной» толщине ледяного покрова.

Допустимая нагрузка на ледяной покров нормируется ОДН 218.010-98 «Инструкция по проектированию, строительству и эксплуатации ледовых переправ» (таблица).

Как следует из таблицы, к моменту прекращения работы судов проекта 22430 (толщина льда 40–50 см) по ледяному покрову возможно движение вездеходов общей массой до 10–16 т. При использовании мелкосидящего ледокола проекта 22740М граничная толщина ледяного покрова увеличивается до 100 см, а допустимая масса вездеходов возрастает до 60 т.

Принимая во внимание граничные толщину льда и допустимую массу вездеходов, в зимний период задачи АСО можно решать с использованием лёгких плавающих гусеничных вездеходов (рис. 6, а), а также с использованием быстроходных плавающих вездеходов типа «Витязь ДТ-10» (рис. 6, б) или ДТ-140 для спасения людей, эвакуировавшихся на лёд.

При заказе вездеходов целесообразно оговорить с производителем возможность их комплектации отсеком для спасаемого персонала с компоновкой, аналогичной компоновке спасательной шлюпки с минимальным комфортом, но с максимальной вместимостью (рис. 7).

Для спасения персонала со льда и воды в период ледохода и ледостава можно использовать СВП, например «Хаска-10» или А25П, А300 (рис. 8, а), и аварийно-спасательные вертолёты (рис. 8, б), базирующиеся в аэропорту Ямбург, оснащённые лебёдкой для подъёма людей с воды и медицинским оборудованием.



Рис. 7. Компоновка спасательной шлюпки



а



б

Рис. 8. Спасательные технические средства: а – судно на воздушной подушке А25П и б – аварийно-спасательный вертолёт



Рис. 9. Гусеничный вездеход модификации «Витязь» для пожаротушения

Для организации внешнего пожаротушения ЛСП в ледовый период возможно использовать гусеничные вездеходы «Витязь» пожарной модификации (рис. 9), оговорив с производителем оснащение вездехода несколькими лафетными стволами, системой забора воды из-под льда, оснащение его достаточно мощной энерго- и насосной установкой, а также запасом топлива для её питания.

Однако существующие технические средства (вездехо-

ды, СВП, вертолёты) способны выполнять лишь те или иные функции АСО (поиск и спасение, пожаротушение). Построение стабильно функционирующей системы АСО осложняется следующими факторами.

- При дежурстве техники вблизи ЛСП (в 5-мильной зоне) в период отрицательных температур наружного воздуха необходима работа двигателей на холостом ходу (либо их периодический запуск на прогрев), что приведёт к расходованию

моторесурса, топлива и поломкам. У пожарных вездеходов возникает опасность замерзания воды в коммуникациях и цистернах. Кроме того, необходимо организовать сменяемость водителей вездеходов и спасателей, а также решить вопрос с дозаправкой машин топливом.

- При базировании техники в тёплых ангарах на береговой базе в районе м. Парусный (Тазовский берег, вблизи БТК) время реагирования при аварийной ситуации составит не менее 1 ч, что неприемлемо в зимнее время.

- В период ледохода невозможно ни дежурство техники вблизи ЛСП, ни прибытие её в аварийной ситуации, в т. ч. затруднено движение СВП ввиду торошения движущихся ледяных полей.

Принимая во внимание отсутствие готовых апробированных решений по организации

При разработке проектных решений по организации АСО в ледовый период, генпроектировщиком было определено, что к моменту установления ледового покрова, делающего невозможной работу водоизмещающих судов, его прочность будет достаточна для движения гусеничной техники.

в зимний период АСО у ЛСП, установленной на мелководье, генпроектировщиком выполнено технико-экономическое сравнение (ТЭС) вариантов месторасположения базы АСО (БАСО). В работе рассмотрено два варианта – строительства базы АСО на Тазовском берегу (вблизи БТК на м. Парусный, в устье р. Хампаёты) и на Ямальском берегу (напротив ЛСП, в устье р. Яраяхи).

В варианте расположения БАСО на Тазовском берегу рассматривалась техническая возможность выдвижения спасательных сил и средств в случае аварии на ЛСП и вариант постоянного дежурства техники на льду вблизи ЛСП «Каменно-мысская».

ВЫВОД

Принимая во внимание возможные риски и осложнения по каждому из вариантов, генеральным проектировщиком в выводах ТЭС предложено строительство БАСО на Ямальском берегу в непосредственной близости от ЛСП и размещение техники в тёплых ангарах. Данное решение позволит соблюсти требования п. 5.1.8 ГОСТ Р 58217-2018 и п. 5.4.1 СТО Газпром 17-4.1-009-2022 о расположении аварийно-спасательных средств на расстоянии не далее 5 морских миль, снизит время реагирования при наступлении аварийной ситуации, увеличит успешность спасательных операций и снизит риски для экипажей дежурных машин [5].

В состав базы АСО, располагающейся на Ямальском берегу, должны входить обогреваемые ангара для вездеходов и СВП, административный комплекс (диспетчерская), здание для временного размещения спасаемых (с ларетом), вертолётная пло-

Существующие технические средства (вездеходы, СВП, вертолёты) способны выполнять лишь те или иные функции АСО (поиск и спасение, пожаротушение).

щадка, а также ряд вспомогательных зданий и сооружений (вахтовый жилой комплекс, аварийная дизельная электростанция, канализационно-очистное сооружение, автомобильная заправочная станция и т.п.).

Для рассмотрения выводов ТЭС, оценки предлагаемых генпроектировщиком технических и организационных решений заказчиком была создана временная рабочая группа, в состав которой были включены представители функциональных департаментов ПАО «Газпром», эксплуатирующей организации – ООО «Газпром добыча Ямбург», корпоративного НИИ – ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ФГУП «Морспасслужба».

В ходе рассмотрения ТЭС членами временной рабочей группы высказан ряд дополнительных и пожеланий, в частности о целесообразности наличия на базе снабжения бурения (Тазовский берег, вблизи БТК) моторных катеров «Катран» для защиты береговой черты от ЛРН и легких колёсных вездеходов для сопровождения грузовых перевозок по льду Обской губы и спасения их экипажей (при необходимости).

Вариант, предложенный генпроектировщиком (расположение базы АСО на Ямальском берегу, в устье р. Яраяхи) и дополненный по пожеланиям членов временной рабочей группы, был одобрен и рекомендован для дальнейшего проектирования.

В настоящее время генпроектировщик готовится к началу проектных работ. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. СОЛАС 74/83/92 Международная конвенция по охране человеческой жизни на море. – URL: <https://base.garant.ru/71353064/> (дата обращения 01.07.2023).
2. О внесении изменения в федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 534 (Зарегистрировано в Минюсте России 22.04.2022 г. № 68300): приказ Ростехнадзора от 19.01.2022 г. № 10 URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=430882> (дата обращения 05.07.2023).
3. СТО Газпром 17-4.1-009-2022. Система АСО на море. П. 5.4.1.
4. ОДН 218.010-98 Инструкция по проектированию, строительству и эксплуатации ледовых переправ. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200029712> (дата обращения 05.07.2023).
5. ГОСТ Р 58217-2018. Нефтяная и газовая промышленность. Арктические операции. Эвакуация и спасение персонала морских платформ. Общие положения. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161339> (дата обращения 05.07.2023).

УДК 667.657.4

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В СОВРЕМЕННЫХ СРЕДСТВАХ ПРОТИВООБРАСТАЮЩЕЙ ЗАЩИТЫ ПРИ МОРСКОЙ ПЕРЕВОЗКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

Н.Н. Петров, генеральный директор, канд. хим. наук
ООО «Интеллектуальные композиционные решения»,
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»;

Е.И. Цыб, аспирант,

Т.В. Кукора, научный сотрудник,

Н.А. Шкабара, канд. тех. наук, научный сотрудник
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»;

Р.В. Горохов, заместитель начальника отдела, канд. хим. наук,

И.А. Тиханович, начальник отдела

ООО «Газпром инвест»

nikpetrov@intelcor.ru

Ключевые слова: экология Арктики; морское биообрастание; противообрастающие покрытия; импортозамещение; авторские права.

Аннотация. Добыча природного газа невозможна без логистических цепочек его доставки потребителям. В связи с удаленностью арктических месторождений конкурентоспособным способом доставки становится морская перевозка судами-газовозами. Критической технологией, влияющей как на технико-экономическую, так и на экологическую составляющую перевозок, являются технологии борьбы с морским биологическим обрастанием. В статье показано, что российский научный потенциал на современном уровне вполне может справиться с проблемой импортозамещения западных решений в данной области.

Развитие добычи природного газа в арктическом регионе в первой половине XXI в. становится одним из основных факторов обеспечения энергетической независимости нашей страны. В настоящее время в силу экономических и геополитических факторов основные центры по-

требления российских энергоресурсов сместились в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (рис. 1).

Расстояние от них до основных мест добычи углеводородов в Российской Арктике составляет свыше 3 тыс. км, и морская транспортировка газа в сжиженном виде с исполь-

зованием нефтяных танкеров и судов-газовозов становится конкурентоспособной с трубопроводным транспортом. Для наиболее быстрой транспортировки СПГ российских арктических проектов судами-газовозами используется кратчайший судоходный маршрут, связывающий Ази-

атско-Тихоокеанский регион с арктическими регионами Российской Федерации, – Северный морской путь [1].

Не только технико-экономической, но и экологической проблемой здесь становится явление обрастания морских судов различными морскими организмами. С технико-экономических позиций обрастание ведет к изменению геометрии соприкасающейся с водой поверхности корпуса судна, что обуславливает увеличение расхода топлива, затрудняет осмотр конструкции на предмет выявления дефектов, таких как растрескивание под действием напряжений и коррозии, и способствует коррозии металла корпуса. Оно также является вредным для труб на участках для забора и выпуска охлаждающей воды, поскольку эффективная площадь поперечного сечения в результате обрастания уменьшается, следствием чего является снижение скоро-

В настоящее время в силу экономических и геополитических факторов основные центры потребления российских энерго-ресурсов сместились в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

сти потока в условиях мирового океана.

С экологической стороны дальние морские перевозки могут грозить заселением Арктики инвазивными организмами за счет их перемещения на поверхности корпусов судов, что может привести к изменению сложившегося экобиологического равновесия региона.

Наиболее практично в этих условиях применение лакокрасочных защитных покрытий (ЛКП), преимущества которых – простота, доступность, технологичность, возможность применения в различных ус-

ловиях. Более эффективная защита от обрастания может осуществляться с применением лакокрасочных материалов, содержащих биоцидные добавки. Высвобождаясь в окружающую среду, биоциды препятствуют оседанию и закреплению обрастателей. При этом эффективность защиты от биообрастания и долговечность противообрастающего эффекта напрямую связаны с продуктивностью массообмена между водной средой и защитными высвобождающимися биоцид контактными матрицами [2].



Рис. 1. Пути мировых морских перевозок углеводородов

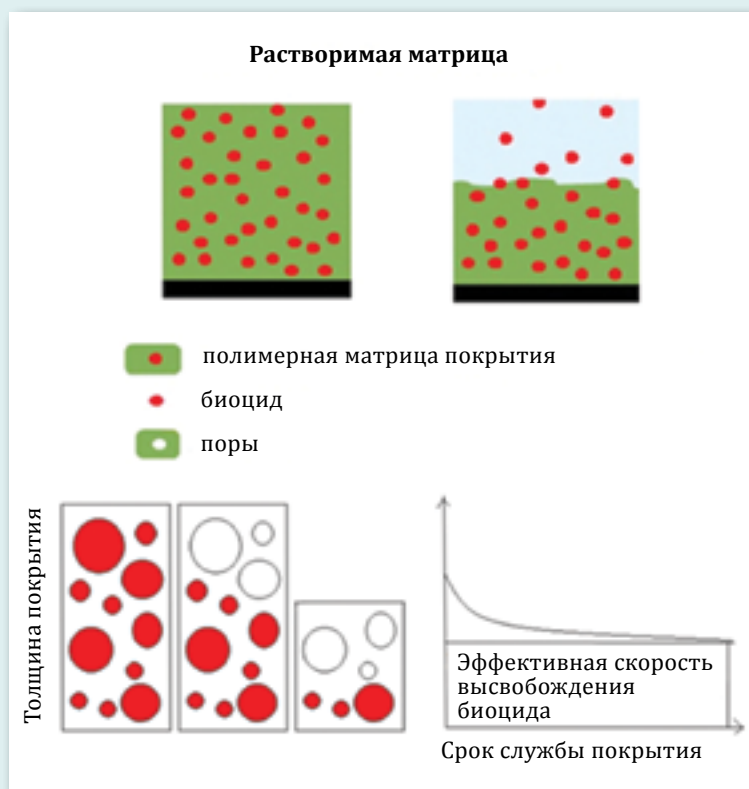
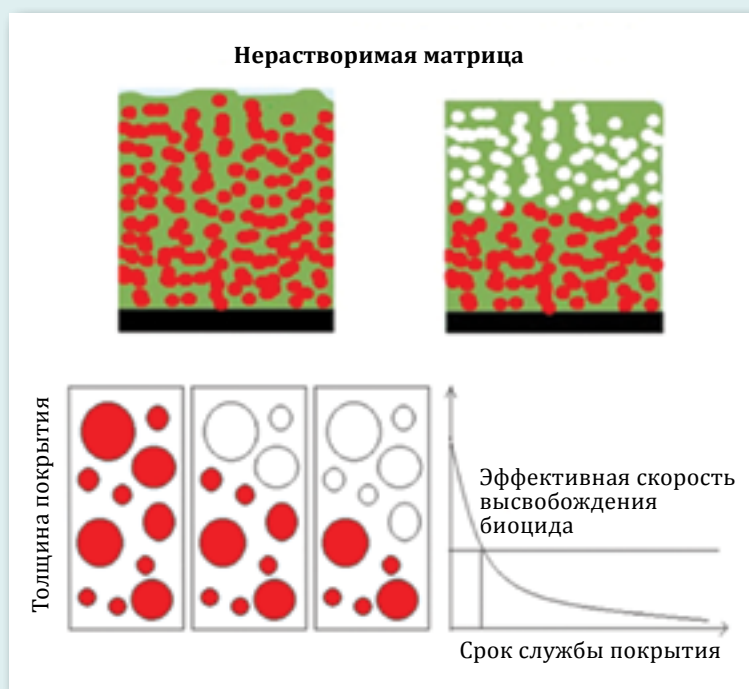


Рис. 2. Схема работы противообрастающего покрытия с различными типами полимерных связующих матриц: *a* – высвобождение активного вещества из нерастворимых матриц; *b* – высвобождение активного вещества в растворимых матрицах

Сегодня противообрастающие покрытия длительных сроков службы (с противообрастающей эффективностью более 3 лет) представлены в основном зарубежными производителями, продукция большинства которых отсутствует на российском рынке. В связи с чем возникла проблема не только высокой стоимости таких покрытий, но и их доступности, так как интеллектуальные права на имеющийся технологический задел в этой сфере принадлежат именно иностранным производителям [3–5], что позволяет им диктовать условия судостроительным и другим компаниям сектора.

Исследования, разработка оригинальных рецептур и производство отечественных противообрастающих покрытий, аналогичных по стойкости зарубежным и даже превосходящих по ряду свойств, становятся приоритетной задачей решения проблемы импортозамещения и технологической независимости нашей страны в направлении создания эффективных промышленных защитных покрытий.

Покрытия, содержащие биоциды, подразделяются на две группы:

- диффузионного типа с нерастворимой матрицей, когда транспорт биоцида из покрытия осуществляется за счёт его диффузии по имеющимся в покрытии капиллярам;
- растворимого типа – биоцид высвобождается в воду вместе с матрицей.

При использовании нерастворимых матриц большая часть запаса биоцида остается в покрытии, вследствие низкой проницаемости для диффузии биоцида в твердой фазе (рис. 2, *a*). Длительность противообрастающего эффекта у таких покрытий невелика и составляет не более 1–1,5 лет.

При использовании растворимых матриц удастся увеличить продолжительность противообрастающего эффекта (рис. 2, б), однако в этом случае биоцид может высвобождаться со скоростью гораздо большей необходимой, что приводит к снижению долговечности защиты. При этом верхний предел сохранения противообрастательной активности существующих типов высвобождающих матриц составляет 2,5–4 года.

На взгляд авторов, технологический суверенитет в области судостроительных и судоремонтных технологий, включая современную противообрастающую защиту, позволит существенно повысить конкурентную способность отечественных морских перевозок, а также освоить производство с высокой добавочной стоимостью.

В формирование интеллектуального задела авторами

получен патент РФ на способ высвобождения биоцида в водные среды и противообрастающие покрытия на его основе [6]. Данный способ формирования защитного покрытия, обладающего в водной среде противообрастательным эффектом, отличается тем, что биоцидную композицию вводят в полимерный или композиционный материал в сорбированном виде на гранулах материала, обладающего открытой пористостью от 40 до 95 %. При этом в качестве материала с высокой открытой пористостью используют терморасширенный графит или другой низкоплотный сорбент в виде гранул с их максимальным размером от 50 до 500 мкм. Способ позволяет варьировать природу используемого биоцида, полимерного связующего и наполнителя – модификатора скорости

высвобождения, открывая возможность создания отечественных составов с большой номенклатурой.

Способ можно проиллюстрировать следующим примером. Как известно, эффективность защиты от обрастания определяется массоотдачей с поверхности покрытия. Поэтому для характеристики покрытия используют скорость высвобождения – количество диффундирующего вещества, отнесённого к единице поверхности ($\text{мкг}/\text{см}^2 \cdot \text{сут}$). В описываемом способе предлагается новый подход к контролю высвобождения активного соединения, а именно изменения задаваемых гидрофильности и проницаемости полимерной матрицы при введении в структуру системы высокопористых неорганических или органических носителей с различной химической структурой, определя-

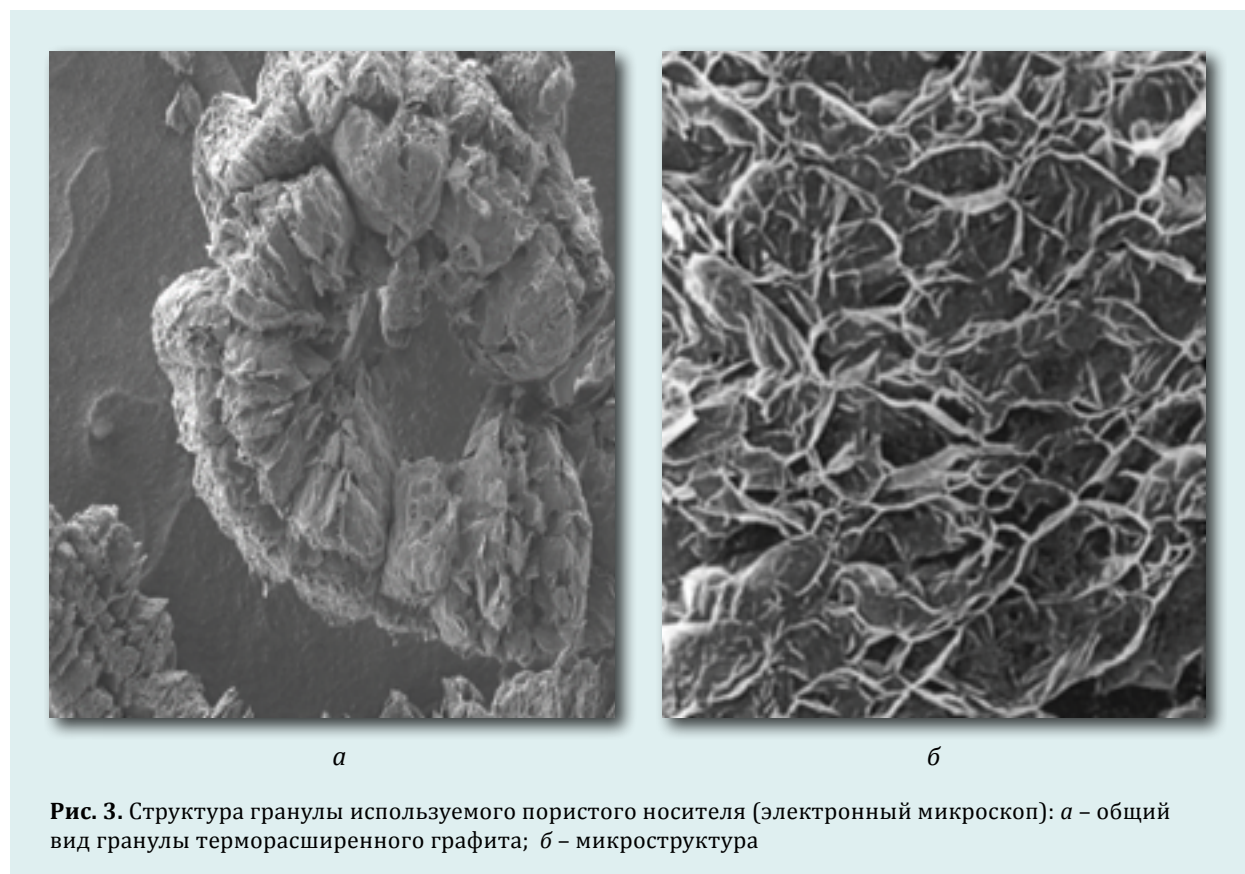


Рис. 3. Структура гранулы используемого пористого носителя (электронный микроскоп): а – общий вид гранулы терморасширенного графита; б – микроструктура

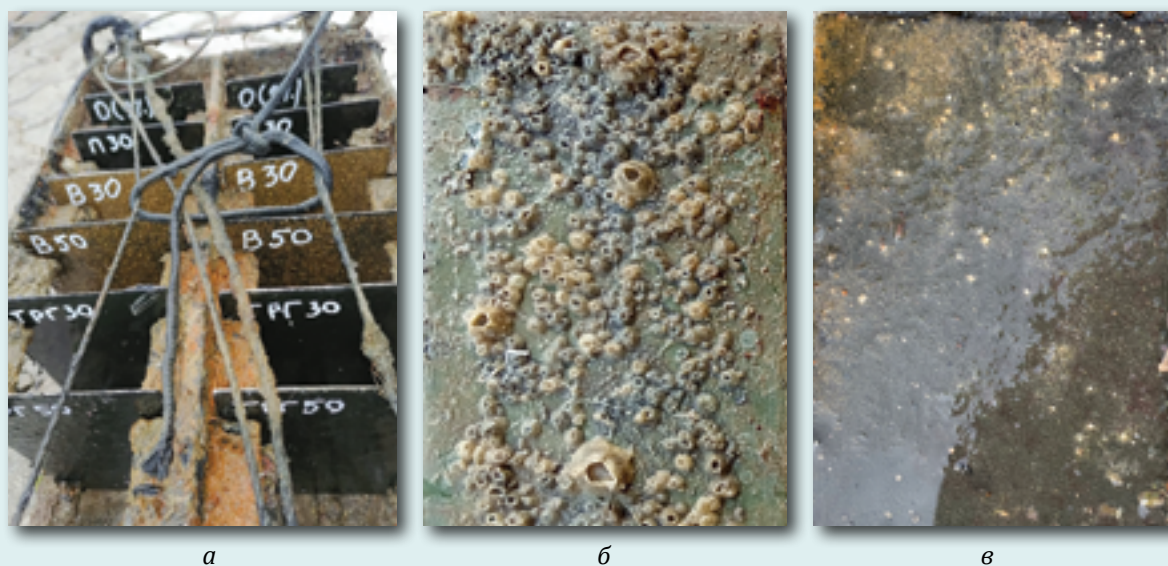


Рис. 4. Испытания противообрастающих покрытий в условиях Черного моря (2021–2023 гг., г. Геленджик): а – общий вид кассеты в начале испытаний; б – вид сравнительного покрытия полимер-биоцид после 2 лет испытаний; в – вид перспективных противообрастающих систем полимер-пористый носитель/биоцид после 2 лет испытаний

ющей их поверхностную полярность и сродство к водным растворам.

Так, введение такого носителя биоцида в полимерное связующее как выпускаемого нашей промышленностью терморасширенного графита (рис. 3) существенно увеличивает эффективность массоотдачи формируемого на защищаемой поверхности контактного противообрастающего слоя.

Лабораторное изучение динамики высвобождения экологичного биоцида [7] позволяет заключить, что возможно создание отечественных противообрастающих покрытий с длительностью защиты до 5 лет. Так, начатые авторами в 2021 г. натурные испытания составов – промышленных прототипов позволяют сделать вывод о индустриальной перспективности данного подхода (рис. 4).

Выводы

1. Для повышения конкурентоспособности и возможности сохранения биобаланса на Северном морском пути необходимо уделить должное внимание такой проблеме, как морское биообрастание.

2. Российский научный потенциал позволяет получить эффективные отчетственные противообрастающие системы с высокими экологическими свойствами и параметрами долговечности, позволяющие решить проблему импортозамещения. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Харченко Ю.А., Карнаухова И.Ю. Морская транспортировка газа с арктических месторождений. Перспективы развития // *Neftegaz.RU*. – 2023 – № 2. – С. 14–17.
2. Комплексный подход к защите от морского обрастания и коррозии / В.А. Карпов, Ю.Л. Ковальчук, О.П. Полта-

руха, И.Н. Ильин // М.: Т-во научных знаний КМК, 2007. —156 с.

3. Jones G. The battle against marine biofouling: a historical review // *Advances in Marine Antifouling Coatings and Technologies*, 2009.
4. Progress of marine biofouling and antifouling technologies / Cao S, Wang J. D., Chen H.S.[et al.] // *Chinese Sci Bull* – 2011. – 56: 598–612. – DOI: 10.1007/s11434-010-4158-4
5. Лайнс Р., Прайс Клейтон. Патент РФ № 2333920 С2. Дата публикации 20.09.2008.
6. Петров Н.Н., Грицун Д.В. и др. Патент РФ № 2708587 Способ формирования защитного покрытия, обладающего в водной среде противообрастающим эффектом, состав для формирования на защищаемой поверхности покрытия и его применение (дата публикации 09.12.2019).
7. Противообрастающие свойства биоцидосодержащих систем, содержащих терморасширенный графит / Н.Н. Петров, Д.В. Грицун, Е.А. Дубровская [и др.] // *Журнал прикладной химии*. – 2022. – Т. 95, № 1. – С. 67–72.

РЕКТОРУ РОССИЙСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА ВИКТОРУ ГЕОРГИЕВИЧУ МАРТЫНОВУ 70 ЛЕТ



Уважаемый Виктор Георгиевич!

От имени редакционного совета и редколлегии журнала, ООО «Газпром морские проекты» и от себя лично поздравляю Вас с юбилеем!

Ваш трудовой путь заслуживает искреннего уважения. Можно без сомнения сказать, что всю свою жизнь Вы посвятили служению нефтегазовой отрасли и нашему университету нефти и газа имени И.М. Губкина. За это время Вы сумели завоевать репутацию сильного и профессионального управленца, вырастить не одно поколение талантливых специалистов. Во многом благодаря Вашему высокому профессионализму, таланту, целеустремленности и стратегическому видению ситуации университет сегодня входит в число наиболее динамично развивающихся российских учебных заведений, сохраняя сложившиеся традиции и приумножая инновации в образовании и исследованиях, год от года укрепляя свои позиции в мировых и национальных рейтингах.

Последние несколько лет коллективу ООО «Газпром морские проекты» и мне лично выпала огромная честь сотрудничать с Вами, вдохновляться Вашим примером. Вместе мы смогли реализовать важные для университета и компании образовательные и технические задачи.

Огромное Вам спасибо за плодотворное сотрудничество!

Пусть надежным фундаментом для новых достижений станут Ваши деловые качества, доверие и поддержка коллег, а удача всегда будет на Вашей стороне.

В этот замечательный день желаю Вам реализации всех намеченных планов, благополучия, неиссякаемой энергии, крепкого здоровья и дальнейших успехов в ответственном служении делу на благо нашей отрасли!

*С.Г. Зенин, генеральный директор
ООО «Газпром морские проекты»*

УДК 622.24 + 622.276 (091)

ГРОЗНЕНСКОЙ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ 130 ЛЕТ (1893–2023 ГГ.)

К.И. Джафаров, главный научный сотрудник, д-р техн. наук, профессор,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»;

А.К. Джафаров, руководитель группы
ООО «Газпром недра».

E-mail: K_Dzafarov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: Грознефть; грозненская нефтяная промышленность; братья Дубинины; Л.И. Баскаков; газолиновый завод; ГрозНИИ; ГНИ; газолин; нефтяная штольня.

Аннотация. Грозненская нефтяная промышленность – один из старейших горнопромышленных комплексов нашей страны, способствовавших созданию и развитию нефтяной промышленности в Российской империи – СССР – России, отмечает 19 октября 2023 г. своё 130-летие.

19 октября 2023 г. исполнится 130 лет с начала промышленной разработки грозненских нефтяных промыслов. Дату 6 октября 1893 г. необходимо считать днем основания грозненской нефтяной промышленности.

Один из старейших в Российской империи, СССР, России горнопромышленный комплекс – **грозненская нефтяная промышленность**, имеющая почти полуторавековую историю, была и остаётся школой для нефтяников всей страны. Здесь прошли свои «университеты» выдающиеся специалисты, учёные и руководители отечественной нефтяной, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Не слу-

чайно «Грознефть» и другие предприятия и организации Грозного называли «кузница кадров».

Изучение истории грозненского нефтедобывающего региона за прошедшие 130 лет позволяет раскрыть состояние собственно нефтяного хозяйства, включая добычу, переработку, транспорт нефти и нефтепродуктов, управление отраслью при разных экономических и политических условиях в стране, подготовку кадров специалистов, труд на нефтепромыслах и нефтеперегонных заводах.

Первые документально подтверждённые статистические данные об объёмах колодезной добычи нефти в районе крепости Грозная относятся к 1833 г.

Но хорошо известно, что с незапамятных времён здесь на склонах невысоких гор (Сунженского и Грозненского хребтов) нефтяные родники свободно выходили на земную поверхность (рис. 1).

В 1823 г. в г. Моздоке начала действовать нефтеперегонная установка (рис. 2) – «завод» братьев Василия, Герасима и Макара Дубининых (рис. 3), на который колодезная нефть доставлялась из района крепости Грозной.

Примитивный колодезный способ добычи нефти продолжался довольно долго, пока 6 октября 1893 г. не дала фонтан безводной нефти скважина № 1, заложенная инженером Л.И. Баскаковым на Алхан-Юртовском участке «Товарищества Ахвердов и Ко».

Нефть имела и имеет огромное значение для экономики региона и, помимо самостоятельной ценности, способствовала возникновению в Грозненском районе промышленности (нефтеперерабатывающей, химической, машиностроительной и др.), транспорта (железнодорожного, трубопроводного, автомобильного, авиационного) и других отраслей хозяйства, а также профессионального образования (высшего и среднего специального).

Среди главных причин, тормозивших развитие производительных сил этого богатейшего нефтеносного района, была и та, что Грозный не был связан железной дорогой с городами и промышленными центрами юга Российской империи. Нефтяное дело здесь долгие годы носило местный характер. Для грозненской нефти были недоступны порты Каспийского и Чёрного морей, следовательно, и международные рынки нефти и нефтепродуктов. Весной 1893 г. была построена Грозно-Петровская ветка Владикавказской железной дороги, которая связала Грозный с другими регионами страны.

Уже в 1895–1896 гг. в Грозном были построены первые нефтеперегонные заводы: «Товарищество Ахвердов и Ко», «Успех» и завод Владикавказской железной дороги.

В 1914 г. был построен нефтепродуктопровод Грозный – Петровск-Порт (Махачкала), который дал выход грозненской нефти к Каспийскому морю.

К началу Первой мировой войны на территории России существовали лишь пять районов по добыче нефти: Бакинский, Грозненский, Кубано-Черноморский, Эмбенский и Средне-Азиатский.

В конце марта 1920 г. в районе Грозного закончились бои



Рис. 1. Выход нефти на поверхность (нефтяной родник)

Гражданской войны и в город вступили части Красной Армии. 28 апреля 1920 г. все частные нефтяные и нефтеперерабатывающие предприятия Грозного были национализированы и объявлены народным достоянием с образованием Центрального неф-

тяного управления грозненскими промыслами и заводами (ЦНУ).

Одновременно с восстановлением нефтяной промышленности с 1923–1924 гг. разворачиваются работы по её реконструкции (модернизации), частичному внедрению

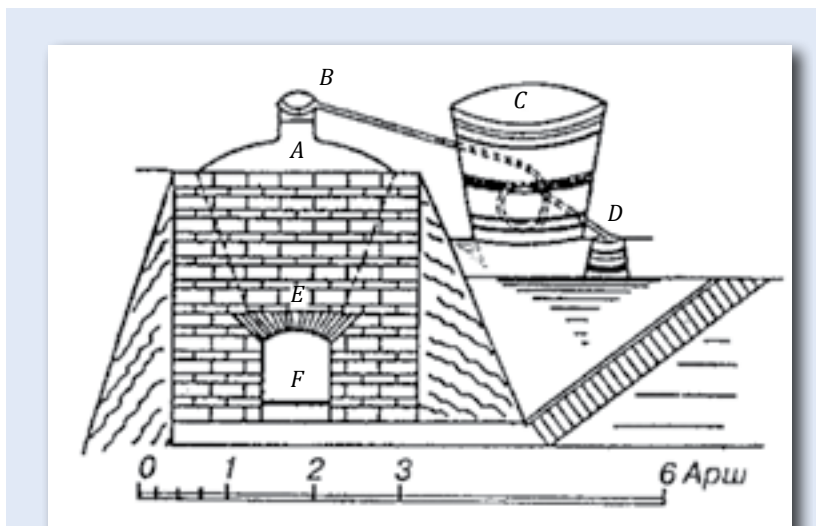


Рис. 2. Нефтеперегонный куб братьев Дубининых (Моздок): А – железный куб; В – медная крышка с трубой; С – деревянный пересек; D – деревянное ведро; E – кирпичная печь; F – топка с поддувалом.

1 аршин = 1/3 сажени = 0,711 м



Рис. 3. Памятник братьям Дубининым в г. Моздоке

новой техники в добыче нефти и бурении скважин.

На Грозненских нефтепромыслах были внедрены различные способы добычи нефти, в том числе и шахтный (1933–1936 гг., рис. 5), большинство из известных способов воздействия на пласт и ПЗП, включая термические методы и закачку в пласт воды и газа (1902 г.).

Осенью 1928 г. на базе Центральной лаборатории нефте-

перерабатывающих заводов был организован Грозненский нефтяной научно-исследовательский институт ГрозНИИ им. И.В. Косиора – первый в СССР НИИ в составе нефтяного треста (объединения) «Грознефть». Позже в Грозном был организован крупный проектный институт «Гипрогрознефть» (Грозгипронефтехим), проектировавший НПЗ и нефтеперерабатывающие уста-

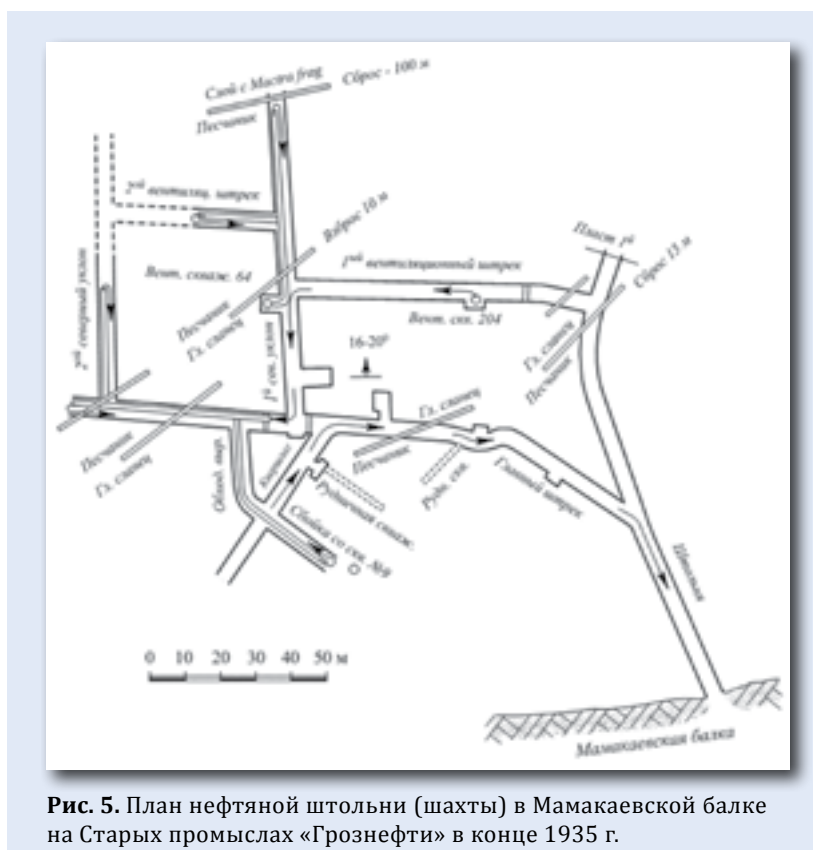
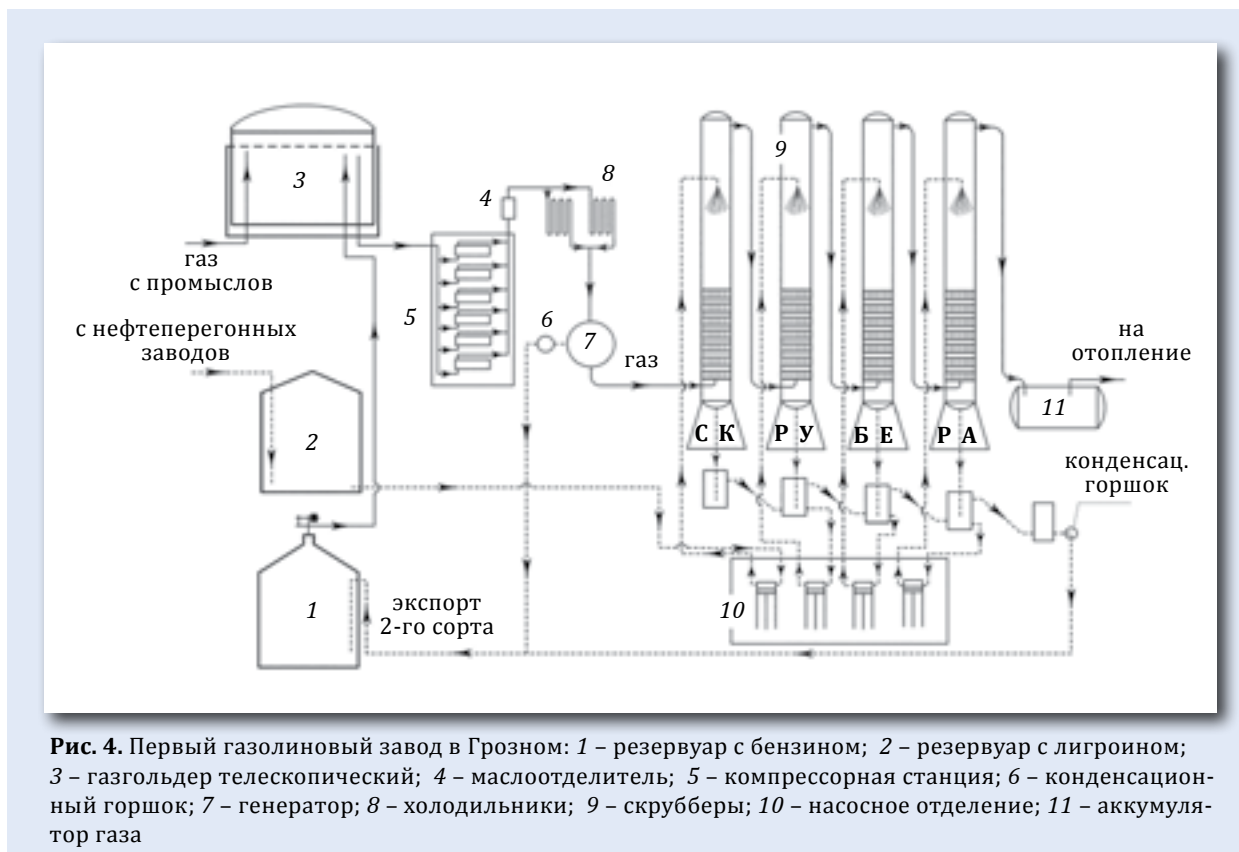
новки для всего СССР и некоторых зарубежных стран.

В годы Великой Отечественной войны дважды демонтировали промышленное оборудование и основные заводы «Грознефти». Однако даже в этих условиях на промыслах Грознефтекомбината в 1942 г. было добыто 1,44 млн т, а в 1943 г. – около 0,81 млн т нефти, а на оставшихся нефтеперегонных установках получали нефтепродукты топливного назначения [1, 2].

Долгие годы Грозный был главным производителем парафина в стране, и производство этого продукта доходило до 30 % всесоюзного. Парафин производился на нефтеперерабатывающих заводах. Грозненский нефтеперерабатывающий комплекс был одним из крупнейших в отрасли Советского Союза, с объёмом переработки около 20 млн т нефти в год (1971 г.).

В 1960-х гг. добыча в «Грознефти» росла с 3,7 млн т в 1961 г. до 21,6 млн т в 1971 г., затем наметился спад и к 1976 г. добыча составила 7,8 млн т. Максимальный объём переработки нефти в 20,3 млн т был достигнут в 1982 г. За 130 лет промышленной добычи накопленный объём добытой нефти составил около 500 млн т, а объём переработки – около 1,0 млрд т. И хотя расцвета и многократного увеличения добычи и переработки нефти в Грозненском экономическом регионе удалось достичь в советское время, в конце XIX в. грозненская нефтяная промышленность была второй в России по объёму добычи после Баку и уступала лишь США, Венесуэле и Румынии.

В Грозном за многие годы сложился крупный научно-образовательный центр, включавший в себя три научно-исследовательских и про-



ектных института (ГрозНИИ, Грозгипропетрохим и СевКавНИПИнефть), несколько вспомогательных научных учреждений (грозненские филиалы ВНИКАнефтегаз, ВНИИБТ), высшее учебное заведение – ГНИ, а также Грозненский нефтяной техникум и несколько профессионально-технических училищ.

Именами грозненских нефтяников названы города, улицы, парки, институты, лаборатории, стипендии, корабли, им ставили памятники:

- г. Муравленко с 1990 г. (Ямало-Ненецкий автономный округ), основанный в 1984 г. как посёлок нефтяников Муравленковский в честь В.И. Муравленко;

- улицы имени М.Д. Миллионщикова (Грозный), имени Академика Миллионщикова (Москва);

– сквер имени А.Т. Шмарева (Бугульма, Татарстан);

– институты – Грозненский ГНТУ имени М.Д. Миллионщикова;

– лаборатории – имени В.С. Федорова (СибНИГРИ, 1969 г.); имени А.А. Дородницына (вычислительный центр РАН);

– стипендии имени академика М.Д. Миллионщикова в Грозненском государственном нефтяном техническом университете и Московском инженерно-физическом институте;

– корабли – танкер «Грознефть» (нефтеналивное судно, 1926 г.); дизель-электроход «Геннадий Максимович» (1967 г., Каспий);

– памятники – А.Т. Шмареву (Бугульма); Н.А. Мальцеву (2006 г. в Азнакаево, Татарстан). У здания НГДУ «Азнакаевскнефть» установлен бюст выдающегося организатора нефтяного производства, Героя Социалистического Труда, Министра нефтяной промышленности СССР Николая Алексеевича Мальцева, выпускника ГНИ 1951 г.

Возрождение Музея грозненской нефти и создание музейно-исторического комплекса на Старых промыслах с включением в него обелиска (рис. 6), возведенного на месте, где в октябре 1893 г. был получен первый нефтяной фонтан (скв. №1/1 на Алханюртовском участке), а также нескольких скважин с различным устьевым оборудованием и другого промыслового оборудования, позволят познакомиться с историей зарождения и развития нефтяной промышленности на территории грозненского региона, отдать дань уважения всем труженикам, ученым, всем тем, кто принимал участие в этом нелегком деле – создании грозненской нефтяной промышленности.



Рис. 6. Обелиск на Алханюртовском участке 1 (фото 1995 г.).
Ныне скв. 1/1 на 17-м участке Старых промыслов

Грозненские нефтяники принимали участие в открытии и разработке месторождений нефти и газа на всем Северном Кавказе, в Татарии и Башкирии, на Сахалине и в Тюменской области, в Казахстане и Туркменистане, а также за рубежом.

Грозненский нефтяной институт (ГНИ), старейший вуз нефтегазового профиля, внес значительный вклад в развитие науки о геологии, поиске, разведке, бурении и разработке месторождений нефти и газа, нефтепереработке и нефтехимии. ГНИ воспитал студентов, ставших впоследствии руководителями отраслей и предприятий, крупными учеными, в их числе министры: нефтяной промышленности СССР – Н.А. Мальцев и Л.Д. Чурилов; нефтехимической и нефтеперерабатывающей про-

мышленности СССР – В.С. Федоров и С.Н. Хаджиев; министр геологии РФ Д.Л. Фёдоров; начальник Главгаза СССР А.Т. Шмарев; начальник главка «Главтюменнефтегаз» В.И. Муравленко; академики АН СССР – М.Д. Миллионщиков и А.А. Дородницын, академик РАН С.Н. Хаджиев.

Грозный – это один из крупнейших нефтегазовых комплексов в России, который в этом году отмечает знаменательную дату – **130-летие грозненской нефтяной промышленности!** ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Нефтяная промышленность СССР. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 330 с.
2. Байбаков Н.К. Дело жизни: Записки нефтяника. – М.: Сов. Россия, 1984. – 352 с.



РОССИЙСКАЯ ОТРАСЛЕВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

3-5 октября 2023
ЦМТ, Москва



НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ №1 В РОССИИ!

ПРОГРАММА КОНФЕРЕНЦИИ

- Пленарная сессия
- Технические сессии
- Специальная сессия
- Круглые столы

ОТКРЫТИЕ РЕГИСТРАЦИИ В МАЕ!

www.geomodel.ru/roek

ДОСТИГНУТЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ»

В ЧАСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ ЗАКЛЮЧЕНИЙ

ФАУ «ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ»

И ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

ООО «Газпром морские проекты» выполняет комплекс работ по проектированию обустройства нефтегазовых месторождений и строительства скважин. Успешно завершены работы для ПАО «Газпром», ООО «Газпромнефть-Заполярье». С января по март 2023 г. получено 6 положительных заключений ФАУ «Главное управление государственной экспертизы». С января по июнь получено 10 положительных заключений Главной экологической экспертизы (ГЭЭ).

Перечень объектов, получивших положительные заключения ФАУ «Главное управление государственной экологической экспертизы» с января по март 2023 г.

№ п/п	Наименование и адрес (местоположение) объекта капитального строительства, применительно к которому подготовлена проектная документация	Номер и дата заключения ГЭЭ
1	Обустройство Песцового месторождения. Куст газовых скважин №16А-1. Почтовый адрес: 'Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область, Надымский район, Песцовое месторождение, Песцовый лицензионный участок' (Проектная документация и результаты инженерных изысканий)	89-1-1-3-015256-2023 29.03.2023
2	"Обустройство газового месторождения Каменномысское-море". Этап 1. Межпромысловые подводные коммуникации обустройства газового месторождения Каменномысское-море. Почтовый адрес: 'Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, газовое месторождение Каменномысское-море в акватории Обской губы и восточная часть Тазовского полуострова' (Проектная документация и результаты инженерных изысканий)	72-1-1-3-013158-2023 20.03.2023

3	<p>“Обустройство газового месторождения Каменномысское-море”. Этап 2. Береговые сооружения обустройства газового месторождения Каменномысское-море. Почтовый адрес: ‘Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, газовое месторождение Каменномысское-море в акватории Обской губы и восточная часть Тазовского полуострова’ (Проектная документация и результаты инженерных изысканий)</p>	<p>72-1-1-3-009847-2023 01.03.2023</p>
4	<p>“Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Трубопроводы внешнего транспорта”. Почтовый адрес: ‘Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, муниципальный округ Пуровский район и муниципальное образование город Новый Уренгой’ (Проектная документация и результаты инженерных изысканий)</p>	<p>89-1-1-3-003564-2023 30.01.2023</p>
5	<p>“Обустройство участка Валанжинских залежей Уренгойского НГКМ. Кусты газоконденсатных скважин № 1-94, № 2-327, № 2-341”. Почтовый адрес: ‘Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район, Уренгойское месторождение’ (Проектная документация и результаты инженерных изысканий)</p>	<p>72-1-1-3-002955-2023 26.01.2023</p>
6	<p>“Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Газопровод “УППГ - “УКПГ-1АВ”. Конденсатопровод “УКПГ-1АВ” - УСК”. Почтовый адрес: ‘Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Пуровский; Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Пуровский’ (Проектная документация и результаты инженерных изысканий)</p>	<p>89-1-1-3-001705-2023 19.01.2023</p>

**Перечень объектов, получивших положительные заключения
Государственной экологической экспертизы (ГЭЭ)
с января по июнь 2023 г.**

№ п/п	Наименование объекта	Номер и дата заключения (приказа об утверждении) ГЭЭ
1	Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Трубопроводы внешнего транспорта	Приказ РПН от 17.01.2023 № 94/ГЭЭ
2	Обустройство участка Валанжинских залежей Уренгойского НГКМ. Кусты газоконденсатных скважин № 1-94, № 2-327, № 2-341	Приказ РПН от 07.02.2023 № 14-Э
3	Обустройство Песцового месторождения. Куст газовых скважин № 16А-1	Приказ РПН от 27.02.2023 № 433/ГЭЭ
4	Строительство разведочной скважины № 3 Ледового месторождения	Приказ РПН от 22.03.2023 № 646/ГЭЭ
5	Программа на выполнение инженерных изысканий для разработки проектной документации на строительство объекта: «Обустройство газового месторождения Каменномысское-море». Этап 1. Межпромысловые подводные коммуникации обустройства газового месторождения Каменномысское-море. Этап 3. Ледостойкая стационарная платформа (ЛСП) «А» газового месторождения Каменномысское-море с технологическими коммуникациями для подключения ДКС	Приказ РПН от 07.04.2023 № 336
6	Программа морских комплексных инженерных изысканий для ликвидации объекта незавершенного строительства: «Эксплуатационная скважина № Р4 Киринского ГКМ», входящего в состав инвестиционного проекта «Бурение эксплуатационное на месторождениях. Обустройство Киринского ГКМ» (код стройки 046-3001292)	Приказ РПН от 28.04.2023 № 1083/ГЭЭ

7	Групповой рабочий проект на строительство скважин газоконденсатных эксплуатационных № СК3, № СК9, № СК10 Южно-Киринского месторождения. Дополнение 1	Приказ РПН от 12.05.2023 № 1201/ГЭЭ
8	Групповой рабочий проект на строительство скважин газоконденсатных эксплуатационных № СК8, № СК19, № СК20 Южно-Киринского месторождения. Дополнение 1	Приказ РПН от 12.05.2023 №1200/ГЭЭ
9	Обустройство газового месторождения Каменномыское-море. Этап 3. Ледостойкая стационарная платформа (ЛСП) «А» газового месторождения Каменномыское-море с технологическими коммуникациями для подключения ДКС	Приказ РПН от 13.06.2023 №1537/ГЭЭ
10	Строительство поисково-оценочной скважины № 5 Русановского лицензионного участка	Приказ РПН от 16.06.2023 № 1604/ГЭЭ



**МОСКОВСКИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ
КОНФЕРЕНЦИИ**

ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

г. Москва, ул. Тверская, д. 22, отель InterContinental



28 СЕНТЯБРЯ 2023

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности. Награждение лучших производителей оборудования для нефтегазопереработки. Презентация картонной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.

Тел: +7 (495) 514-44-68, 514-58-56; n-g-k.ru

УЧАСТИЕ СОТРУДНИКОВ ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» В IX МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА: АРКТИКА И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК»

С 12 по 14 июля 2023 г. в здании ООО «Газпром ВНИИГАЗ» прошла IX Международная научно-техническая конференция «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток» – ОМНР 2023.

Программа конференции включала Стратегическую сессию и работу четырех круглых столов, на которых рассматривались актуальные проблемы отрасли, современные и перспективные разработки и технологии.

ООО «Газпром морские проекты» представили начальник отдела по контролю изменений **Сергей Куропаткин** и начальник управления по научно-исследовательским работам и разработке газа **Андрей Маричев**. Руководители вы-

ступили с докладами в рамках работы второго круглого стола «Обустройство и эксплуатация морских месторождений». **Сергей Куропаткин** рассказал о проектных решениях по аварийно-спасательному обеспечению ледостойкой платформы «Каменномыс-ская».

Андрей Маричев доложил о нормативно-правовом обеспечении морской нефтегазовой отрасли. В докладе были рассмотрены основные положения ключевых федеральных законов, регулирующих морскую нефтегазовую отрасль, а также вопросы, возникающие при реализации требований законодательства на практике.

В состав делегации от Общества также вошли инженер по разработке специальных разделов управления проектирования и контроля строительства скважин **Николай**





Участники конференции

Трофимов, инженер управления проектирования и контроля строительства скважин
Иван Ветров и ведущий специалист-проектировщик управ-

ления проектирования и контроля строительства скважин
Мария Лапшина.

ООО «Газпром морские проекты» продолжает работу по

развитию технологий освоения перспективных месторождений Арктики и континентального шельфа. ■



**МОСКОВСКИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ
КОНФЕРЕНЦИИ**

**ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**
НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!
 г. Москва, ул. Тверская, д. 22, отель InterContinental



**ФЕВРАЛЬ
2024**

ИНВЕСТИЭНЕРГО
 Инвестиционные проекты, модернизация и закупки в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских энергетических компаниях.
 Награждение лучших поставщиков электроэнергетического оборудования.
 Презентация настенной карты инвестиционных проектов в электроэнергетике.

Тел: +7 (495) 514-44-68, 514-58-56; n-g-k.ru



ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ–2023

Петербургский международный газовый форум (ПМГФ) – одно из ключевых мировых событий газовой отрасли. Даты проведения: 31 октября – 3 ноября 2023 г. На форум соберутся 1700

участников из 52 стран. Деловая программа насчитывает более 80 мероприятий, которые проведут 600 спикеров. Площадь экспозиции для 500 экспонентов составит 45000 м². На форуме аккредитовано более 320 журналистов из 140 российских и зарубежных СМИ.

Петербургский международный газовый форум ведет свою историю с 2011 г. Приоритетная задача форума – создание

Петербургский международный газовый форум ведет свою историю с 2011 г. Приоритетная задача форума – создание

ГЕОГРАФИЯ УЧАСТНИКОВ (52 СТРАНЫ)



УНИКАЛЬНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

ПЛОЩАДКА ДЛЯ
ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
ЛИДЕРОВ ТОПЛИВНО-
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ



Диалог между крупнейшими международными и российскими компаниями
Профессиональная аудитория: 99% посетителей - отраслевые специалисты

КОНСОЛИДАЦИЯ ТЕМАТИК
ВЫСТАВОЧНОЙ И ДЕЛОВОЙ
ПРОГРАММ



Принятие стратегических решений и демонстрация современных технологий и интеллектуального ресурса отрасли

ЗНАКИ КАЧЕСТВА UFI
APPROVED EVENT И
РОССИЙСКОГО СОЮЗА
ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК



Знак UFI считается одним из высших достижений в выставочном бизнесе и официально подтверждает полное соответствие выставки мировым стандартам

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ -
ЭКСПОФОРУМ



ЭКСПОФОРУМ - самый современный конгрессно-выставочный центр Европы для международного общения, сотрудничества и обмена передовым опытом

площадки для эффективного взаимодействия лидеров газовой индустрии. Форум по праву можно назвать уникальным для России газовым мероприятием: помимо широкой выставочной программы, ПМГФ из года в год демонстрирует содержательную и актуальную конгрессную часть.

Форум является одним из самых авторитетных бизнес-событий газовой индустрии России. В рамках форума ежегодно проводится более 90 мероприятий в различных форматах, на его площадке собираются ведущие представители мирового сообщества: органов власти, мировых лидеров газовой индустрии, отраслевых и научных ассоциаций.

ПМГФ ежегодно собирает международных экспертов, топ-менеджеров нефтегазовых компаний, представителей

федеральных и региональных органов власти, профильных ассоциаций и научно-исследовательских центров. Форум объединяет на своей площадке все самые передовые и значимые направления отрасли, создает прекрасные условия для демонстрации национального потенциала, вносит весомый вклад в определение оптимальных сценариев дальнейшего развития страны. Мероприятие ориентировано на топ-менеджеров крупнейших нефтегазовых компаний, представителей инновационных центров и проектных институтов страны, экспертов, академиков, руководителей профильных вузов и научно-исследовательских институтов.

В 2023 г. архитектура форума предусматривает проведение выставочной и деловой программ. Именно их синергия

позволяет профессионалам отрасли эффективно обсуждать и решать насущные задачи. Концентрация на одной площадке представителей органов государственной власти, ключевых игроков международного и российского бизнес-сообщества и представителей научно-исследовательских структур и проектных институтов позволяет во всестороннем диалоге обсуждать мировые тенденции и государственную политику в газовой отрасли, приоритетные отраслевые проекты и многие другие актуальные темы.

ПМГФ-2023 продемонстрирует полный спектр возможностей газовой промышленности. Ведущие компании со всех регионов России презентуют инновационные разработки, позволяющие реализовывать перспективные проекты в отрасли.



Участники XI Петербургского международного газового форума, 2022 г.

Деловая программа

В рамках обширной деловой программы ПМГФ-2023 пройдут десятки конференций, заседаний, круглых столов, презентаций, кейс-турниров и выездных экскурсий.

Среди технических направлений – проектирование и строительство в газовой отрасли, газомоторное топливо, продукты и технологии переработки природного газа. Общеотраслевые треки будут посвящены повышению эффективности управления человеческими ресурсами, инвестиционным и финансовым инструментам для отрасли. Новые тематики затронут вопросы НИОКР в нефтегазовой отрасли, промышленной безопасности и охраны труда. Особое внимание будет уделено теме импортозамещения.

На площадке ПМГФ будут работать зоны подписания соглашений – участники смогут публично зафиксировать успешное сотрудничество с деловыми партнерами и обеспечить широкое освещение церемонии подписания в СМИ. Деловая

гостиная форума предоставит делегатам дополнительные возможности для проведения важных встреч и неформального общения. Центр деловых контактов, традиционно организованный в рамках ПМГФ, соберет крупнейших игроков нефтегазовой индустрии для встречи с потенциальными поставщиками и подрядчиками.

Выставочная программа

На территории Экспофорума развернется масштабная экспозиция технологий, оборудования и услуг для отрасли: международная специализированная выставка «InGAS Stream 2023 – Инновации в газовой отрасли», корпоративная выставочная экспозиция «Импортозамещение в газовой отрасли», международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства «РОС-ГАЗ-ЭКСПО».

Свое участие в выставочной программе ПМГФ-2023 подтвер-

дили Трубная металлургическая компания, Концерн ВКО «Алмаз – Антей», Группа ГМС, «ОДК», «ОМК», УК ГК «Комита», «Загорский трубный завод», «Газпромбанк» (Акционерное общество), «Газпром газомоторное топливо», АБ «Россия», «Тяжпрессмаш», «КриоГаз», «Прософт-Системы», «Вега-ГАЗ», «НПО «Полицелл», «Газпром СПГ технологии», «Газпром ГНП холдинг», ТД «РУСТ-95», «ЧЭТА», «Сервисная компания ИНТРА», Салаватский катализаторный завод, НПП «Элемер», «Техстрой», «Турбулентность-ДОН», «НПП КуйбышевТелеком-Метрология», «НКМЗ-Групп», «Автомобильный завод «Урал» и другие компании.

Официальную поддержку проекту оказывают федеральные и региональные органы власти: Министерство энергетики Российской Федерации, Министерство промышленности и торговли Российской Федерации, Правительство Санкт-Петербурга, а также зарубежные и российские отраслевые ассоциации. Генеральный партнер – ПАО «Газпром»; генеральный спонсор – Трубная нефтяная компания. ■



СОВЕТ МОЛОДЫХ
УЧЁНЫХ ИПНГ РАН

2023 18–20
октября

Москва

VI ВСЕРОССИЙСКАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Под эгидой Научного совета по проблемам геологии
и разработки месторождений нефти, газа и угля



ПЕРЕЧЕНЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ПРОВОДИМЫХ ВО ВТОРОМ ПОЛУГОДИИ 2023 Г.

Мероприятие	Дата и место проведения	Организаторы, площадка
Сентябрь		
«Нефть и Газ. Химия» 25-я Межрегиональная выставка-форум технологий и оборудования для нефтяной, газовой, химической промышленности и топливно-энергетического комплекса	13–15 сентября Пермь	https://oil.expoperm.ru
RAO/CIS Offshore – международная выставка и конференция по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ	26–29 сентября Санкт-Петербург	https://rao-offshore.ru/?ysclid=ljhkgzbtbv548574176
28-я международная специализированная технологическая выставка «Сургут. Нефть. Газ»	27–29 сентября Сургут	https://exposale.net/ru/exhibition/surgut-neft-i-gaz?ysclid=ljhkueh0yb334104101
XIII конференция «Модернизация производств для переработки нефти и газа»	28 сентября Москва	https://www.n-g-k.ru/?page=meropr102&ysclid=ljhl2htfy8729843579
Октябрь		
ADIPEC 2023 – Международная выставка и конференция нефтегазовой отрасли; ADIPEC Offshore & Marine 2023 – Международная выставка морской транспортировки нефти и газа в составе ADIPEC	2–5 октября ОАЭ, Абу-Даби, ADNEC (Abu Dhabi National Exhibitions Center)	https://www.adipec.com

Мероприятие	Дата и место проведения	Организаторы, площадка
Нижневартовск. Нефть. Газ. ТЭК 2023 Международная специализированная выставка	4–5 октября Нижневартовск	https://plastrg.ru/nizhnevartovsk-neft-gaz-tek-2023-mezhdunarodnaya-speczializirovannaya-vyistavka/
SPE Technical Exhibition 2023 Выставка технологий добычи нефти и газа на море	16–18 октября ОАЭ, Дубай, Dubai International Convention and Exhibition Centre	https://www.atce.org
АктобеНефтеХим 2023 4-я международная специализированная выставка нефтяной, газовой и химической промышленности	18–20 октября Актобе, Казахстан	https://exposale.net/ru/exhibition/aktobeneftehim
XVII Конференция « Нефтегазовый сервис в России »	26 октября Москва, отель Hotel Continental	https://www.n-g-k.ru/?page=meropr103&ysclid=ljhlhsfqoz304037349
XVI конференция « Подряды на нефтегазовом шельфе »	27 октября Москва, отель Hotel Continental	https://www.n-g-k.ru/?page=meropr104&ysclid=ljhlmm0y nb101392318
ПМГФ-2023 Петербургский международный газовый форум	31 октября – 3 ноября Санкт-Петербург, Экспофорум	https://gas-forum.ru/?ysclid=ljhlkokh8475062994
Ноябрь		
Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия 2023 Международная выставка-форум	15–17 ноября Самара, ВЦ «Экспо-Волга»	https://gasoilexpo.ru/?ysclid=ljhmbvpldj740474061
9-й Всероссийский форум недропользователей; 16-я Всероссийская конференция « Недропользование в России: государственное регулирование и практика »	20–24 ноября Москва	https://conference.lawtek.ru/index
Нефть. Газ. Химия. Красноярск 2023 Специализированная выставка	24–26 ноября Красноярск, МВДЦ «Сибирь»	https://www.krasfair.ru/events/geo/?ysclid=ljhmg8qtyd218660299

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС



RNTK



250+ делегатов



3 дня общения



22+ технических
и постерных сессий



100+ технических
презентаций

RNTK является продолжателем традиций Российской нефтегазовой технической конференции, которая проводится ежегодно в октябре уже 15 лет и заслуженно является значимым событием для профессионалов нефтегазовой отрасли. Ученые и инженеры, руководители и молодые специалисты, представители нефтегазодобывающих компаний, сервисных предприятий и научно-исследовательских институтов собираются вместе раз в год на площадках конференции для обмена опытом и достижениями, для дискуссий и дебатов, а также для долгожданных встреч с единомышленниками и друзьями.

Возможности для Вашего продвижения на рынке

Конгресс и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит Вам, как партнеру Конгресса, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда Вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить о своей компании, продукции и услугах и стать лидером быстрорастущего рынка.

Контактная информация
+7 (495) 190-7216
info@rntk.org

Дата и место проведения конгресса
10-12 октября 2023 г.
Отель Холидей Инн Сокольники
Москва, ул. Русаковская, 24

www.rntk.org

ООО «Газпром морские проекты»

инжиниринговый центр Группы Газпром
по реализации проектов газодобычи на шельфе



Приоритетная цель компании – проектирование и инжиниринг морских объектов нефтегазового комплекса, отвечающих принципам промышленной и экологической безопасности, эксплуатационной надежности, рациональности и эффективности проектных решений с соблюдением интересов заказчика в соответствии со стратегией развития государства.

Направления деятельности:

- Проектирование обустройства морских месторождений и береговой инфраструктуры объектов нефтегазового комплекса
- Сопровождение строительства и эксплуатации морских объектов нефтегазового комплекса
- Проектирование строительства скважин различного назначения
- Инженерно-технологическое сопровождение строительства скважин



- Обеспечение выбора технических решений и оборудования
- Фоновый и производственный экологический мониторинг и контроль
- Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
- Предпроектные работы в рамках морских проектов
- Инженерные изыскания на море
- Авторский и технический надзор





Россия, 660075
г. Красноярск,
ул. Маерчака, д. 10
Тел.: +7-391-256-80-30

www.seaprojects.gazprom.ru