

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

**СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЕКТАХ
ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА**

Научно-технический
сборник

№ 3 (55) / 2023

Издается

ISSN

Учредитель

Свидетельство
о регистрации СМИ

Главный редактор

Зам. главного редактора

Редакционная коллегия

Научные редакторы

Над номером работали

Ответственный редактор

Редактор

Корректор

Редактор перевода

Верстка

Дизайн

Адрес редакции

«Вести газовой науки»

Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа

с 2010 г.

2306-8949

Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ»

**Включен в Перечень ВАК российских рецензируемых научных журналов,
в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций
на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук**

ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

Б.А. Григорьев, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В.А. Истомин, д.х.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Л.В. Эдер, д.э.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

А.Н. Дмитриевский, д.г.-м.н., профессор, ИПНГ РАН
А.Г. Потапов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.А. Скоробогатов, д.г.-м.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.М.-Р. Гайдаров, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.В. Пятахин, д.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.М. Лихущин, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.А. Анисимов, д.ф.-м.н., профессор, Институт физической науки и техники, Университет Мэриленда, США
М.Н. Мансуров, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Б.А. Сулейманов, д.т.н., профессор, Азербайджанская государственная нефтяная академия
В.Г. Кучеров, д.ф.-м.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
доцент, Королевский технологический университет, Швеция
В.В. Харионовский, д.т.н., профессор
В.П. Черный, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
О.В. Трифонов, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.Л. Терехов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
А.В. Шевченко, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.С. Сафонов, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.Н. Башкин, д.б.н., профессор, Институт физико-химических и биологических проблем РАН
Е.Б. Григорьев, д.т.н., доцент, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Н.А. Бузников, д.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

М.Н. Мансуров, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Д.А. Онищенко, к.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Т.Г. Осияненко

А.Я. Стефанова

М.В. Бурова

А.Я. Стефанова

Н.А. Владимиров

И.Ю. Белов

195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта,
Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 01.12.2023 г. Тираж 500 экз.

Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта,
Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2023

Цена свободная.

Правообладатель уведомляет о недопустимости полного или частичного воспроизведения и распространения материалов сборника (ст. 1233 и 1255 ч. IV ГК РФ).

Слово редакторов

Уважаемые читатели! Вашему вниманию предлагается научно-технический сборник «Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа», составленный по результатам исследований в многоаспектных областях освоения минерально-сырьевой базы добычи углеводородов (УВ) на суше и море. Отметим, что выход сборника в свет совпадает с 50-летием создания во ВНИИГАЗе лаборатории морского газопромыслового дела, что обозначило вхождение газовой науки в новую область научных исследований – освоения морских нефтегазовых месторождений. Это направление в институте успешно развивалось, а лаборатория к настоящему времени выросла до Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов. Центр выполняет комплексные научно-исследовательские работы в области геологии, разработки и обустройства морских нефтегазовых месторождений, промышленной подготовки и транспорта продукции, включая технико-экономические оценки и нормативное обеспечение работ на шельфе.

В настоящее время, характеризующееся многочисленными санкциями Запада против России, недостойной конкуренцией на газовом рынке Европы, а также прямыми диверсиями на морских газопроводах «Северный поток – 1» и «Северный поток – 2», усложнилось положение дел в нефтегазовом мире, особенно в области морской добычи УВ, поскольку актуализировалась задача технико-технологического обеспечения добычи газа и нефти на море за счет собственных новаций.

Россия, утратив в ходе предшествующих трансформаций значительную часть наукоемкого промышленного комплекса, превратилась в державу, зависимую от зарубежных поставок технологий, оборудования, товаров потребления, в том числе необходимых для обеспечения морской нефтегазодобычи. Тем не менее наличие природных ресурсов, наряду с человеческим капиталом и географическим положением, является глобальным конкурентным преимуществом России, и задача состоит в том, чтобы, максимально их используя, войти в число стран, формирующих мировой уклад.

Достижение этой цели представляется вполне возможным при условии последовательной реализации на практике полного инновационного цикла: фундаментальные исследования – НИОКР – опытное производство – серийное производство – реализация. На этом пути необходимо добиться того, чтобы институциональная структура, обеспечивающая реализацию каждой фазы инновационного цикла, была восприимчивой, причем в оперативном режиме, к результатам, полученным на предыдущем этапе. Новые идеи, концепции и технико-технологические инновации в области поисков, разведки, освоения и разработки месторождений УВ позволяют предприятиям ПАО «Газпром» оптимизировать процесс дальнейшего развития и освоения минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи на территории России, в том числе и на континентальном шельфе.

Надеемся, что статьи, включенные в настоящий сборник, послужат делу дальнейшего развития новых подходов и технологий «с российским акцентом» применительно к проблематике освоения шельфа и приглашаем специалистов отрасли к сотрудничеству.



Главный научный сотрудник Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» д.т.н., проф. М.Н. Мансуров



Начальник Лаборатории геотехники морских сооружений и инженерных изысканий Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов «Газпром ВНИИГАЗ» к.ф.-м.н. Д.А. Онищенко

К 50-летию деятельности профессора Д.А. Мирзоева в области освоения морских нефтегазовых месторождений



В 2023 г. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» наряду с 75-летием организации отметил также 50 лет со дня начала работ в области морского газо-промыслового дела. Так, в 1973 г. по приказу Министерства газовой промышленности СССР во Всесоюзном научно-исследовательском институте природных газов (ВНИИГАЗе) была создана лаборатория, на которую возлагалась обязанность по исследованию технологий морского бурения и нефтегазодобычи. Руководителем указанной лаборатории был назначен Дилижан Аллахверди-оглы Мирзоев – выпускник Московского инженерно-строительного института (МИСИ), ученик Сабита Атаевича Оруджева (профессора кафедры МИСИ и министра газовой промышленности СССР).

За прошедшие полвека Д.А. Мирзоев (ныне – доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ») внес значительный вклад в работы по освоению морских нефтегазовых месторождений. Последовательная концентрация направлений научных исследований, связанных с решением ключевых задач освоения континентального шельфа, выполнение все большего объема научно-исследовательских работ в области геологии, разработки и обустройства морских нефтегазовых месторождений, промысловой подготовки и транспорта нефти и газа в морских условиях, технико-экономического обоснования и нормативного обеспечения работ явились результатом превращения лаборатории в многопрофильный корпоративный научно-технический центр ООО «Газпром ВНИИГАЗ». В этом превращении и росте компетенций центра, несомненно, огромная личная заслуга Дилижана Аллахверди-оглы.

Свой опыт Д.А. Мирзоев передает сотрудникам КНТЦ и молодому поколению, работая по совместительству профессором кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Он ведет большую научно-общественную работу в рамках постоянно действующей Международной научно-технической конференции по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа России и стран СНГ (RAO OFFSHORE), удостоен званий почетного работника газовой промышленности, заслуженного деятеля науки Московской области, ветерана ПАО «Газпром», награжден знаком отличника газовой промышленности, является лауреатом премий Правительства РФ, первой премии ПАО «Газпром» в области науки и техники, премии Международной топливно-энергетической ассоциации им. Н.К. Байбакова, а также отмечен благодарностью Президента Российской Федерации, медалями «Ветеран труда» и «В память 850-летия Москвы».

Коллектив ООО «Газпром ВНИИГАЗ» поздравляет Дилижана Аллахверди-оглы с замечательным трудовым юбилеем, выражает искреннюю признательность за многолетнюю плодотворную работу, бесценный опыт в освоении морских нефтегазовых ресурсов, который он передает молодым специалистам и ученым, и желает долгого профессионального долголетия и новых свершений в нефтегазовом деле!

Содержание

- 4 **Жиров А.В., Гереш Г.М.**
К вопросу об определении температуры на устье скважины с подводным обустройством
- 11 **Николаев О.В., Шандрыгин А.Н., Плосков А.А., Стоноженко И.В., Гужов К.Н.**
К вопросу о необходимости учета инерционных фильтрационных сопротивлений при определении дебитов морских газовых скважин
- 18 **Бузников Н.А., Сулейманов В.А.**
О времени накопления жидкости при снижении расхода газа в протяженном морском трубопроводе многофазного флюида
- 25 **Вагапов Р.К., Запевалов Д.Н.**
Исследование влияния ряда факторов на коррозию морских объектов добычи газа, содержащего агрессивный CO₂
- 33 **Гречко А.Г., Сафонов В.С.**
О возможных проблемах расширения поставок сжиженного природного газа в страны ЕС в связи с начавшейся трансформацией европейского энергетического рынка
- 54 **Васин В.Д., Греков С.В., Грешняков М.И., Димитров В.И.**
Нормативно-правовое регулирование вопросов аварийно-спасательного обеспечения при освоении месторождений ПАО «Газпром» в Обской и Тазовской губах
- 67 **Греков С.В., Онищенко Д.А., Подоляко Е.М., Шушпанников П.С.**
О влиянии биологического обрастания на функционирование низкомоментного интерфейса системы подводной добычи в Охотском море
- 75 **Козинцев В.М., Мокиевский В.О., Осипенко Н.М., Попов А.Л., Чава А.И., Челюбеев Д.А., Шифрин Е.И.**
Экспериментальные исследования прочности раковин усонюгих рачков
- 82 **Запевалов Д.Н., Ибатуллин К.А., Вагапов Р.К.**
Анализ биообрастания лакокрасочного покрытия по результатам натуральных испытаний в Черном море
- 94 **Амосова Н.В., Благовидова И.Л., Тertyшникoва А.С.**
Бурение в Арктике в условиях санкций: в РФ разработаны технические решения и технологии
- 101 **Зацева С.Н., Журавель В.И., Ивченко А.А., Солбаков В.В.**
Исследование особенностей поведения тонких пленок нефтепродуктов на поверхности моря методом математического моделирования
- 118 **Солбаков В.В., Зацева С.Н., Журавель В.И., Ивченко А.А.**
Математическое моделирование разливов нефти в море с учетом мер реагирования для оценки возможности снижения риска воздействия на уязвимые объекты
- 130 **Бородкин В.А., Харитонов В.В.**
Данные о строении ровного льда и торосистых образований как информационный ресурс для проектирования морских нефтегазопромысловых объектов
- 139 **Осипенко Н.М.**
Промежуточные структуры при локальном разрушении морского льда
- 148 **Маевский А.М., Занин В.Ю.**
Разработка модульно-унифицированных систем управления манипуляторными комплексами и автономными необитаемыми подводными аппаратами интервенционного класса для решения задач автоматического пробоотбора грунта
- 159 **Танурков А.Г., Марченко А.В.**
Электромагнитная эмиссия при сжатии и разрушении льда
- 172 **Сведения об авторах**
- 175 **Information about the authors**

УДК 622.279.04

К вопросу об определении температуры на устье скважины с подводным обустройством

А.В. Жиров^{1*}, Г.М. Гереш¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: A_Zhironv@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: морское газоконденсатное месторождение, подводное обустройство устья скважины, устьевая температура, эмпирическая зависимость.

Тезисы. В рамках настоящей работы показана роль устьевой температуры для расчетов технологического режима эксплуатации высокодебитных газовых скважин с подводным обустройством устья, приведен пример расчета этого параметра для одного из морских месторождений, получены эмпирические зависимости динамики устьевой температуры на весь период разработки.

С развитием морской газодобычи приобретает важную роль определение параметров технологического режима работы высокодебитных скважин с подводным обустройством устьев не только в пусковой период, но и на весь период разработки месторождения. Особую трудность вызывает обоснование технологического режима работы горизонтальных скважин, для чего необходимы результаты специальных исследований и исследований при стационарных режимах фильтрации. Низкая степень обоснованности параметров прогнозных технологических режимов в основном связана с тем, что доступные современные теоретические основы порой значительно отличаются от фактических процессов, происходящих в пласте и в стволе горизонтальных скважин. Ниже будут рассмотрены приемлемые рекомендации по прогнозированию параметров технологического режима работы скважины морского месторождения.

Как известно, температура среды на дне моря практически неизменна во времени, и в условиях месторождения, где глубина моря на месторождении меняется в интервале 110...320 м, температура составляет минус 1,8 °С. Динамика температуры газа на устье скважины (T_y) является важным параметром, необходимым для настройки геолого-технологической модели месторождения, проведения расчетов тепловых параметров шлейфов и газосборной сети, расчета объема ингибитора гидратообразования, выбора типа и характеристик применяемого оборудования – устьевой фонтанной арматуры, а также определения наиболее оптимальных технологических решений по системе сбора, подготовки и транспорта промысловой продукции.

Предполагается: вести разработку одного из морских газоконденсатных месторождений системой кустов высокодебитных скважин с субгоризонтальным забоем протяженностью до 500 м, вскрывающим два пласта единым фильтром. Современный подход к обустройству морского месторождения предполагает оснащение скважин интеллектуальным оборудованием, включая установку на подводном устье мультифазных расходомеров (газ, жидкий конденсат, вода), установку в ключевых точках технологического процесса газодобычи контрольно-измерительных приборов и датчиков регистрации рабочих параметров с автоматической передачей через системы телеметрии и телемеханики. Реализация подхода позволит вести наблюдения и контроль технологических параметров, в том числе и температуры, постоянно до завершения разработки месторождения и проводить адаптацию геолого-технологической модели.

На рис. 1 показаны направление движения потока флюида стрелками и, соответственно, ключевые точки контроля температуры с целью моделирования прогнозных технологических показателей на постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ). На начальной стадии проектирования, до пуска скважин в эксплуатацию, в отсутствие фактических данных необходимо провести

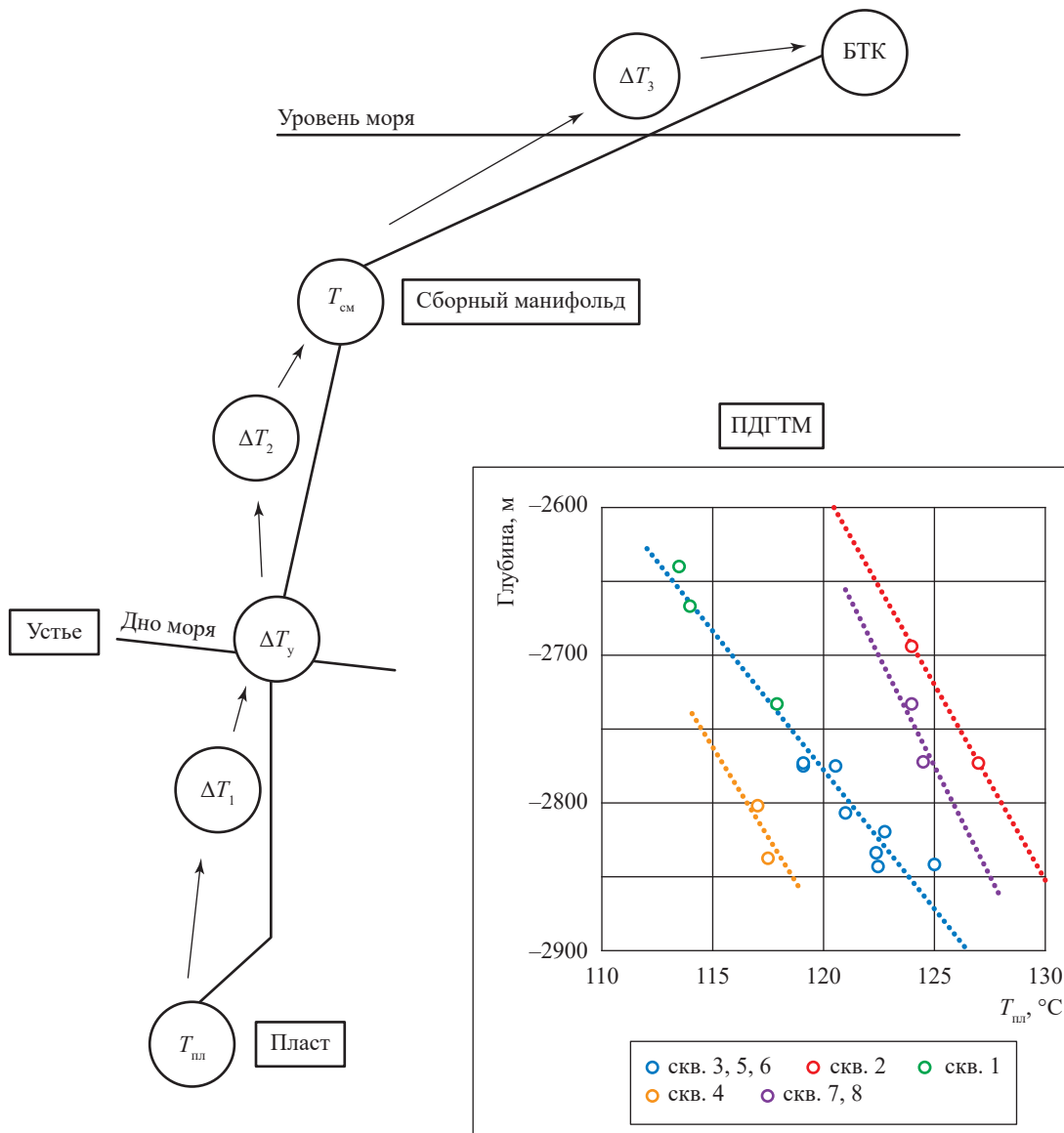


Рис. 1. Точки определения температуры для настройки геолого-технологической модели морского газоконденсатного месторождения:

$T_{пл}$ – пластовая температура; ΔT_1 – потери температуры по стволу скважины с учетом геотермического градиента; ΔT_2 – потери температуры в газосборной сети; $T_{см}$ – температура в сборном манифольде; ΔT_3 – потери температуры в газосборном коллекторе; БТК – береговой технологический комплекс

оценочные расчеты по динамике T_y . Потери температуры ΔT_1 на участке от пласта до устья рассчитываются с учетом геотермического градиента, полученного по результатам проведения замеров геофизическими приборами в разведочных скважинах (см. зависимости на рис. 1 [1]).

В процессе движения газа в скважине происходит сложный тепловой процесс, в результате чего T_y уменьшается по сравнению с $T_{пл}$ в основном за счет теплообмена с горными породами и трения газа о стенки ствола.

В последнее время редко встречаются апробированные методики, посвященные этой проблеме. Авторы провели оценочные расчеты прогноза T_y для планируемого к вводу месторождения на примере двух скважин одного куста, приуроченного к тектоническому блоку с известными геолого-физическими характеристиками.

Рассмотрим некоторые вопросы технологического режима скважин морского газоконденсатного месторождения блокового строения, в котором выделены два продуктивных пласта.

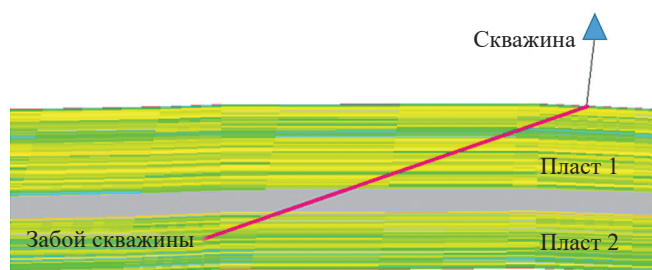


Рис. 2. Принципиальная схема вскрытия продуктивного разреза скважинами 1 и 2

Ниже приведены основные характеристики блока, где планируется разместить куст из двух скважин:

- начальное пластовое давление, МПа: пласт 1 – 28,0; пласт 2 – 28,1;
- начальное значение $T_{пл}$, °C: пласт 1 – 116; пласт 2 – 120;
- потенциальное содержание углеводородов группы C_{5+} г/м³: пласт 1 – 230; пласт 2 – 243.

Газ на месторождении метановый, бессернистый, полужирный, с содержанием агрессивного компонента – двуокиси углерода. Конденсаты по пластам на месторождении характеризуются плотностью от 739 до 749 кг/м³, молекулярной массой 109...118 единиц, вязкостью кинематической

0,84...1,1 мм²/с, содержанием парафина – до 0,14...0,60 % масс. Пластовое давление начала конденсации близко к начальному пластовому давлению.

Оценка рабочего дебита скважин с горизонтальными стволами различной длины проведена с использованием геологических условий разведочной скважины-аналога, находящейся в этом же районе, с учетом ограничений на технологический режим работы скважины по допустимой скорости потока на устье и по допустимой депрессии на пласт.

Как выше отмечалось, предложено вскрывать совместно два пласта с высокими коллекторскими свойствами единым фильтром. На рис. 2 представлена принципиальная схема вскрытия продуктивного разреза скважинами 1 и 2. Для расчета прогноза температуры требуется знание динамики основных технологических показателей разработки и параметров работы двух проектных скважин, расположенных в одном тектоническом блоке и объединенных в куст. Результаты гидродинамического моделирования (табл. 1) использованы в качестве исходной информации для дальнейшего расчета T_y скважин. Проектный дебит скважин оценивается примерно в 2,3 млн м³/сут.

На распределение температуры газа по стволу скважины влияют состав флюида

Таблица 1

Технологические показатели разработки рассматриваемого блока, принятые в расчет

Год	Добыча газа с начала разработки, млрд м ³		Пластовое давление, МПа		Добыча воды, тыс. т	
	скважина 1	скважина 2	скважина 1	скважина 2	скважина 1	скважина 2
1-й	0,12	0,12	27,2	27,2	1,5	1,4
2-й	0,90	0,77	25,8	25,8	5,1	5,0
3-й	1,54	0,64	25,0	24,9	8,9	8,8
4-й	2,27	0,74	23,7	23,6	7,4	7,4
5-й	2,98	0,72	22,8	22,7	8,8	8,8
6-й	3,66	0,68	21,9	21,8	8,7	8,8
7-й	4,29	0,64	21,2	21,1	8,4	8,6
8-й	4,88	0,60	20,5	20,4	8,1	8,3
9-й	5,49	0,62	19,7	19,6	7,8	7,9
10-й	6,11	0,63	19,0	18,9	8,2	8,4
11-й	6,73	0,62	18,3	18,2	8,6	8,8
12-й	7,34	0,61	17,7	17,5	8,8	8,9
13-й	7,94	0,60	17,0	16,9	8,8	8,9
14-й	8,55	0,61	16,3	16,2	9,0	9,0
15-й	9,18	0,62	15,6	15,5	9,5	9,4
16-й	9,82	0,63	14,9	14,8	10,0	9,9
17-й	10,48	0,63	14,2	14,1	10,6	10,4
18-й	11,13	0,63	13,5	13,4	11,3	11,0
19-й	11,78	0,62	12,8	12,7	11,7	11,3
20-й	12,40	0,59	12,2	12,1	12,0	11,5

и его изменение по стволу, потери давления в стволе, конструкция скважины, тепловые свойства используемого оборудования, технология эксплуатации скважины и режим ее работы, тепловые свойства окружающих ствол скважины пород и т.д. [2]. Исходный состав пластового газа рассматриваемого блока, необходимый для расчета псевдокритического давления и температуры, приведен в табл. 2.

Температура газа в стволе работающей скважины на глубине l (T_l , °C) при отсутствии в разрезе зоны многолетней мерзлоты определяется по формуле [2]:

$$T_l = T_{пл_l} - \omega(L-l) - \Delta T e^{-\alpha(L-l)} + \frac{1 - e^{-\alpha(L-l)}}{\alpha} \left(\omega - \frac{D_i(P_z - P_y)}{L} - \frac{A}{C_p} \right), \quad (1)$$

где $T_{пл_l}$ – пластовая температура на глубине L , °C; ω – средний геотермический градиент на участке от L до l , °C (см. рис. 1); D_i – дифференциальный коэффициент Джоуля – Томпсона в стволе скважины, °C/(кгс/см²); P_z и P_y – давление на забое и на устье работающей скважины, кгс/см²; $A = 1/427$ ккал/(кг·м) – термический эквивалент работы; α – коэффициент теплопередачи, определяемый по формуле

$$\alpha = \frac{2\pi\lambda_n}{GC_p f(\tau)}, \quad (2)$$

где λ_n – теплопроводность горных пород, окружающих ствол скважины, ккал/(м·ч·°C); G – весовой расход газа, кг/ч; C_p – средняя теплоемкость газа, ккал/(кг·°C); $f(\tau)$ – безразмерная функция времени.

$$C_p = C_p^0 + \Delta C_p, \quad (3)$$

где C_p^0 – изобарная теплоемкость при атмосферном давлении и заданной температуре, ккал/(кг·°C); ΔC_p – поправка на давление, ккал/(кг·°C).

$$f(\tau) = \ln \left[1 + \left(\frac{\pi\lambda_n\tau}{C_n R_c^2} \right)^{0,5} \right], \quad (4)$$

где C_n – теплоемкость горных пород, ккал/(м³·°C); R_c – радиус скважины, м; τ – время работы скважины с начала эксплуатации, ч.

Перепад температуры в пласте при работе скважины определяется по следующей формуле:

Таблица 2

Компонентный состав, % мол., газа Блока I

Компонент	Пласт 1	Пласт 2
CH ₄	84,6	82,55
C ₂ H ₆	4,74	4,79
C ₃ H ₈	2,55	2,56
iC ₄ H ₁₀	0,65	0,67
nC ₄ H ₁₀	1,03	1,04
C ₅ H ₁₂₊	4,42	4,85
H ₂	0	0
N ₂	0,35	0,4
CO ₂	1,66	3,14

$$\Delta T = D_i \Delta P \frac{\ln \left(1 + \frac{GC_p \tau}{\pi C_n h R_c^2} \right)}{\ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad (5)$$

где R_k – радиус контура питания скважины, м; h – толщина пласта, м; ΔP – пластовая депрессия работающей скважины, МПа.

С использованием формулы (1) рассчитаны значения T_y по годам на период разработки и построены зависимости T_y от пластового давления для скважин 1 и 2 (рис. 3, 4). По данным табл. 1 построены зависимости T_y от добычи газа с начала разработки (рис. 5, 6). В целом для куста скважин общее значение T_y определялось как среднеарифметическая величина. Зависимости T_y от пластового давления и добычи газа с начала разработки для куста скважин приведены на рис. 7–8. Можно отметить, что за период разработки снижение температуры на устье скважины составляет около 15 %.

Зависимости на рис. 3–6 можно охарактеризовать как полиномиальные кубические, которые были использованы в качестве прогнозных исходных данных для тепловых расчетов по скважинам в проектном документе до начала разработки месторождения и для первичной настройки геолого-технологической модели месторождения в условиях отсутствия зоны многолетнемерзлых пород.

Стоит отметить, что данная методика позволяет провести расчет T_y для условий рассматриваемого месторождения с уникальными термобарическими пластовыми параметрами (высокая начальная пластовая температура – до 120 °C) с определенной долей погрешности (до 1 °C), обусловленной субъективными причинами при определении графическим способом теплопроводности горных пород λ_n ,

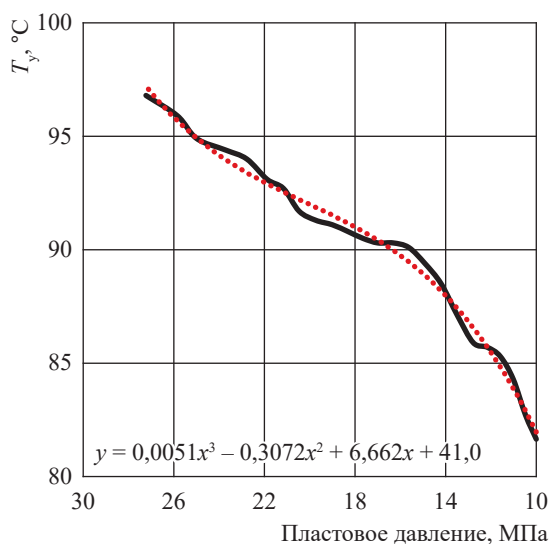


Рис. 3. Зависимость устьевой температуры от пластового давления по скважине 1

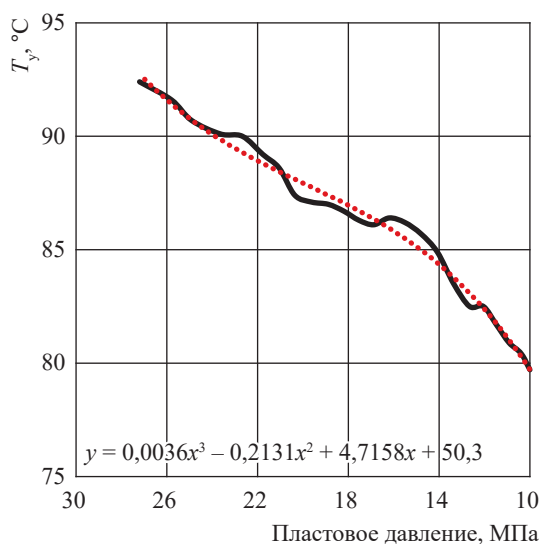


Рис. 4. Зависимость устьевой температуры от пластового давления по скважине 2

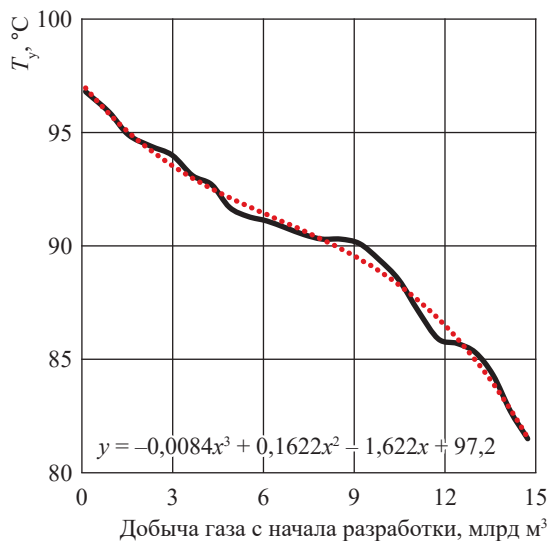


Рис. 5. Зависимость устьевой температуры от добычи газа с начала разработки по скважине 1

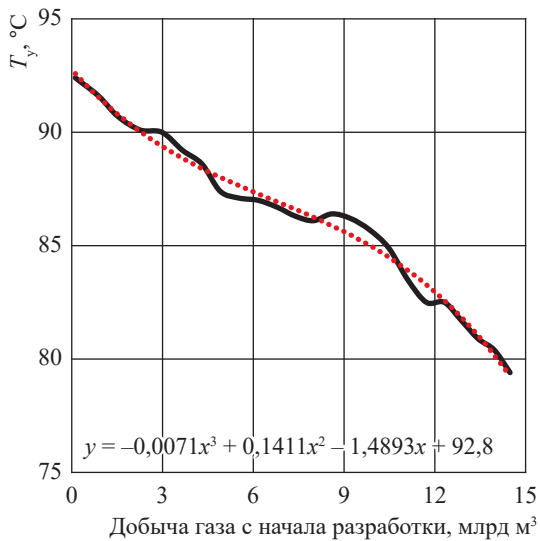


Рис. 6. Зависимость устьевой температуры от добычи газа с начала разработки по скважине 2

обобщенной функции Джоуля – Томпсона $f(D)$ (от приведенных T и P) и ΔC_p (из-за малого диапазона шкалы при снятии точек с кривых [3]).

В работающей скважине температура на подводном устье выше, чем на глубинной отметке дна моря. В остановленной скважине T_y понижается и почти совпадает с температурой окружающей среды. Учитывая, что в остановленных скважинах на глубинах порядка 600...800 м возможно образование гидратов, рекомендуется при остановке скважин предусмотреть заполнение внутрискважинного

пространства до устьевого клапана-отсекателя ингибитором гидратообразования.

Определение температурного режима газовых скважин имеет особое значение в случаях, когда необходимо резко снизить давление на устье скважины перед входом в газосборную систему для совместного транспорта скважинной продукции; этот процесс происходит в основном за счет дросселирования и сопровождается падением устьевой температуры после штуцера, также вызывая опасность образования гидратов.

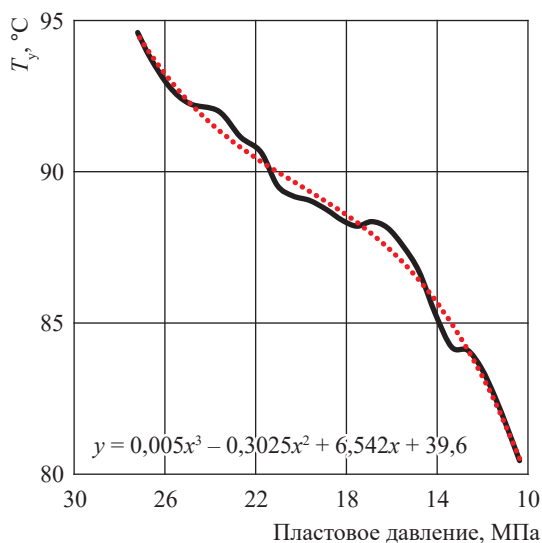


Рис. 7. Зависимость средней устьевой температуры от среднего пластового давления по кусту скважин

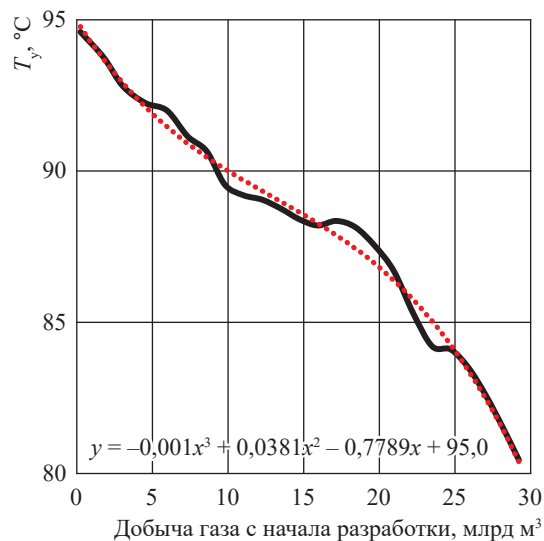


Рис. 8. Зависимость средней устьевой температуры от добычи газа с начала разработки по кусту скважин

Для предотвращения негативных явлений, связанных с образованием гидратных пробок в скважинах и шлейфах, предусмотрена подача ингибитора гидратообразования в поток пластовой продукции на устье скважин перед штуцерами. Ингибитор поступает с береговой установки комплексной подготовки газа на подводные сборные манифольды по отдельному трубопроводу, далее – по внутрипромысловым шлангокабелям до подводных фонтанных арматур скважин. Концентрация ингибитора определяется индивидуально для каждой скважины (куста скважин) в соответствии с зависимостью равновесной температуры образования гидратов от наличия пластовой или конденсационной воды и ее минерализации.

Как правило, если скважины работают в соответствии с проектными параметрами технологического режима, отсутствует потенциальная возможность образования газовых гидратов и подача необходима для предотвращения негативных явлений в газосборной сети.

Авторы считают, что небольшой объем информации по температурным исследованиям, получаемый на стадии геологоразведочных работ, влечет дополнительные неопределенности не только с точки зрения прогнозного расчета устьевой температуры на начальном этапе освоения месторождения, но и с точки зрения определения прогнозного состава добываемой продукции.

Предлагаемый авторами подход к расчету устьевой температуры может быть использован на начальной стадии проектирования разработки месторождения при проведении инженерных расчетов прогноза устьевой температуры для всего фонда газоконденсатных скважин и первичной настройки геологической модели. В дальнейшем, когда месторождение будет введено в разработку, замеры устьевой и забойной температур будут проводиться с использованием датчиков. Фактические значения следует сопоставить с эмпирическими и построить адаптированные зависимости, после чего необходимо выполнить прогнозные расчеты показателей разработки на актуализированной ПДГТМ.

Список литературы

1. Подсчет запасов Южно-Киринского месторождения: отчет. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019.
2. Коротаяев Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа / Ю.П. Коротаяев, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1984.
3. Гереш Г.М. Влияние на оценку влагосодержания пластового газа погрешностей определения термобарических параметров и состава пластового флюида / Г.М. Гереш, О.Ю. Ященко // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 31–34.

On the issue of determining the temperature at the wellhead with subsea tieback

A.V. Zhirov^{1*}, G.M. Geresh¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: A_Zhirov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. In this work authors showed the role of wellhead temperature for calculating the technological mode of operation of high-rate gas wells with subsea wellhead tieback; empirical dependences of wellhead temperature dynamics for the entire development period were obtained.

Keywords: offshore gas-condensate field, subsea wellhead construction, wellhead temperature, empirical dependence.

References

1. *Calculation of reserves of the Yuzhno-Kirinskoye field* [Podschet zapasov Yuzhno-Kirinskogo mestorozhdeniya]: report. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019. (Russ.).
2. KOROTAEV, Yu. P., A.I. SHIRKOVSKY. *Extraction, transport and underground storage of gas* [Dobycha, transport i podzemnoye khraneniye gaza]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
3. GERESH, G.M., O.Yu. YASHCHENKO. Errors in determination of thermobaric parameters and content of a bedded fluid affecting humidity assessment for an insitu gas [Vliyaniye na otsenku vlagosoderzhaniya plastovogo gaza pogreshnostey opredeleniya termobaricheskikh parametrov i sostava plastovogo flyuida]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 31–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).

УДК 622.279

К вопросу о необходимости учета инерционных фильтрационных сопротивлений при определении дебитов морских газовых скважин

О.В. Николаев¹, А.Н. Шандрыгин¹, А.А. Плосков¹, И.В. Стоноженко¹, К.Н. Гужов^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: K_Guzhov@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье рассматривается вопрос о целесообразности учета инерционной составляющей фильтрационного потока газа при определении дебита горизонтальных скважин. Исследования проведены в первую очередь для условий морских месторождений, для которых характерны особые требования к точности прогноза дебитов скважин ввиду чувствительности профиля добычи по месторождениям к показателям эксплуатации отдельных скважин. В результате анализа лабораторных и промысловых исследований фильтрационных параметров коллекторов предложена формула для оценки макрошероховатости пласта, учитывающая особенности фильтрации газа в реальных пластовых условиях. Показано, что существующие формулы для макрошероховатости, полученные по результатам лабораторных экспериментов, дают заниженные оценки вклада инерционной составляющей в общие потери давления при фильтрации газа к стволу скважины ввиду использования в экспериментах сравнительно однородных пористых сред, в то время как реальные коллекторы газовых месторождений имеют существенно неоднородную структуру, особенно в призабойной зоне. Сделан вывод о незначительном влиянии инерционной составляющей фильтрационных сопротивлений на потери давления в призабойной зоне газовых скважин, что позволяет для оценки их продуктивности при прогнозировании разработки морских месторождений использовать уравнения фильтрации, основанные на законе Дарси.

Ключевые слова: разработка месторождений, фильтрация газа, призабойная зона, проницаемость, макрошероховатость, газодинамические исследования скважин, потери давления, горизонтальные скважины, континентальный шельф.

Разработка морских месторождений природных углеводородов осложняется рядом факторов, в числе которых особую роль играет возможность недостоверной оценки продуктивности скважин. В условиях ограниченного количества скважин, связанного с особенностями обустройства и эксплуатации морских месторождений, недооценка или, что еще более опасно, переоценка продуктивности скважин может привести к существенному ухудшению технико-экономических показателей разработки месторождений.

Продуктивность скважин, как хорошо известно, определяется фильтрационно-емкостными характеристиками пластов месторождений и вязкостью пластового флюида, а также скин-фактором, отражающим несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия. Этими параметрами определяется так называемое вязкостное (линейное) фильтрационное сопротивление. Для газовых скважин, в отличие от нефтяных, общее фильтрационное сопротивление включает помимо линейного фильтрационного сопротивления еще и инерционное (нелинейное) сопротивление. Основные отличия газовых скважин от нефтяных – сжимаемость флюида и повышенная скорость его движения в призабойной зоне скважины. Именно высокая скорость фильтрации и вызывает инерционную составляющую фильтрационного сопротивления пласта. Инерционная составляющая, как известно, определяется таким параметром пласта, как макрошероховатость, отражающим сложную микроструктуру коллектора, искусственно инициирующую микроскопические вихри фильтрующейся среды за счет наличия многочисленных пересечений каналов в породе пласта с движущимися в них с разными скоростями струйками флюида. Сложность практического учета инерционной составляющей заключается в отсутствии регламентированных методов определения макрошероховатости. Если измерение проницаемости является обычной процедурой стандартных исследований керна, то макрошероховатость, как

правило, не измеряют. Кроме того, для морских месторождений свойственен существенно меньший отбор ядерного материала, а следовательно, и меньшие возможности определения макрошероховатости на образцах керна.

Инерционные составляющие фильтрационных сопротивлений во многих случаях могут вносить существенный вклад в уменьшение дебита вертикальных газовых скважин – до 30 % и более.

В настоящее время в газодобывающей отрасли имеет место тенденция освоения все более сложных с геологической и технологической точек зрения объектов, в связи с чем расширяется практика проектирования разработки месторождений с применением горизонтальных скважин. Для морских месторождений в условиях ограниченного количества скважин использование горизонтальных скважин является действенным способом обеспечения как приемлемых объемов добычи, так и охвата месторождения сеткой скважин. В то же время, и в этом случае возникает необходимость поддержания как можно более значительных дебитов скважин, что создает условия для проявления инерционных сопротивлений у забоя скважин.

В настоящей статье рассматривается вопрос целесообразности учета инерционной составляющей фильтрационного сопротивления при притоке газа к стволу горизонтальной скважины. Поскольку, как отмечено выше, лабораторные исследования макрошероховатости, как правило, не проводятся, для практики

используются два источника информации об этом параметре: корреляционные зависимости от проницаемости, полученные на основе специальных лабораторных экспериментов, и расчеты этого параметра по результатам промысловых газодинамических исследований скважин. Однако до сих пор не вполне ясно, приводят ли эти два источника к идентичным результатам.

Обзор результатов экспериментальных исследований макрошероховатости коллекторов

Как показали ранние исследования одного из авторов этой статьи [1], в насыпных грунтах макрошероховатость пропорциональна среднему размеру слагающих породу зерен. Однако в консолидированных породах эта закономерность нарушается. Анализ опубликованных результатов лабораторных измерений проницаемости и макрошероховатости природных коллекторов [2–5] позволил построить график измеренных значений в логарифмических координатах «макрошероховатость (l) – коэффициент проницаемости (k)» (рис. 1).

Согласно графику на рис. 1 в лабораторных экспериментах, проведенных различными авторами для различных пористых сред (как песчаников, так и известняков), прослеживается корреляция между параметрами k , мД, и l , м:

$$l = 3 \cdot 10^{-12} \cdot k^{1,5}. \quad (1)$$

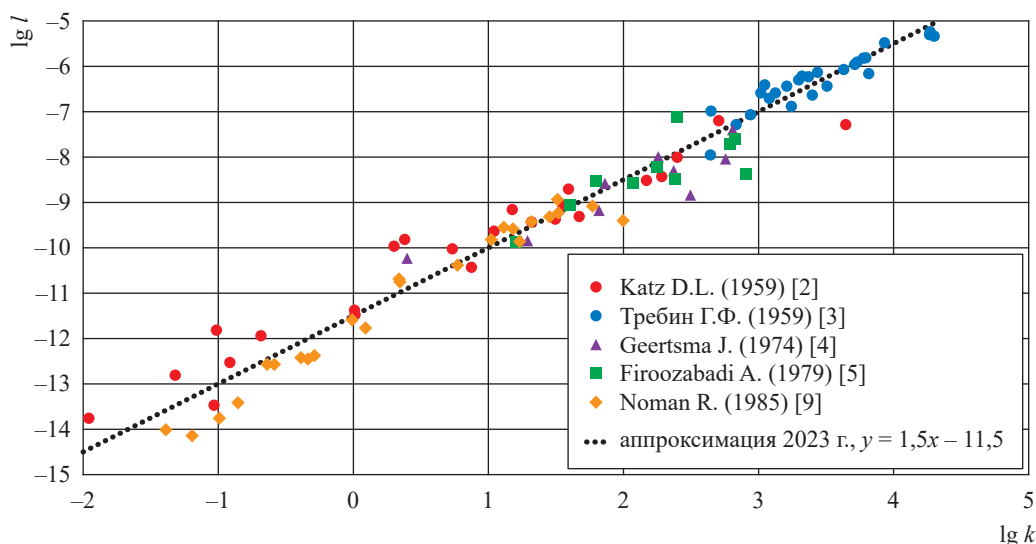


Рис. 1. Эмпирическая зависимость $l = f(k)$, полученная по результатам лабораторных исследований

Отметим, что формулы, аналогичные (1), получены и другими авторами [6–8]. Эти формулы несколько различаются численными коэффициентами, поскольку построены для различных массивов экспериментальных данных. Формула (1) построена для консолидированного объема опубликованных данных, что дает основание считать ее наиболее точной.

Анализ совокупности пар k и l может быть проведен также по промысловым данным. В этом случае для получения значений величин k и l используются результаты газодинамических исследований вертикальных скважин, и по формулам, определяющим фильтрационные коэффициенты a и b для случая плоско-радиальной фильтрации газа, вычисляются фильтрационные параметры пласта:

$$k = \frac{\mu z T_{пл} p_{ст}}{a \pi H T_{ст}} \ln \left(\frac{R_k}{r_c} + C_1 \right), \quad (2)$$

$$l = \frac{\rho_{ст} z T_{пл} p_{ст}}{2 b \pi^2 H^2 T_{ст}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_2 \right), \quad (3)$$

где μ , z , $T_{пл}$ – вязкость, коэффициент сверхжимаемости и температура газа в пластовых условиях; $T_{ст} = 293,15$ К и $p_{ст} = 101325$ Па – стандартные атмосферные условия (соответственно температура и давление); H – мощность пласта; R_k – радиус контура питания; r_c – радиус вскрытого участка ствола; C_1 и C_2 – коэффициенты несовершенства скважины; a и b – линейный и квадратичный коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие

от фильтрационно-емкостных свойств пласта, параметров призабойной зоны пласта, несовершенства и конструкции забоя скважины, геометрии зоны дренирования, свойств газа скважины. Все величины в формулах (2) и (3) выражены в СИ.

Очевидно, значениям проницаемости и макрошероховатости, полученным по промысловым данным, присущи более значительные погрешности, чем в лабораторных условиях, поскольку формулы (2) и (3) содержат параметры, которые могут быть оценены лишь приблизительно. На рис. 2 представлены зависимости $k(l)$, полученные по результатам обработки данных газодинамических исследований вертикальных скважин. На график нанесены результаты обработки исследований 105 скважин месторождений Северного моря в Нидерландах [9] и проведенных в 2013 г. исследований 320 скважин месторождения Медвежье (МГКМ). Несмотря на значительный разброс данных, при $k > 10$ мД прослеживается тенденция существенного отличия результатов промысловых исследований от лабораторных (см. рис. 2). По мнению авторов, такое различие возникает за счет существенной неоднородности призабойной зоны пласта. В соответствии с приведенной на рис. 2 аппроксимацией зависимость между фильтрационными параметрами k , мД, и l , м, отражается формулой

$$l = 2,0 \cdot 10^{-12} k^{1,2-0,13 \lg k}. \quad (4)$$

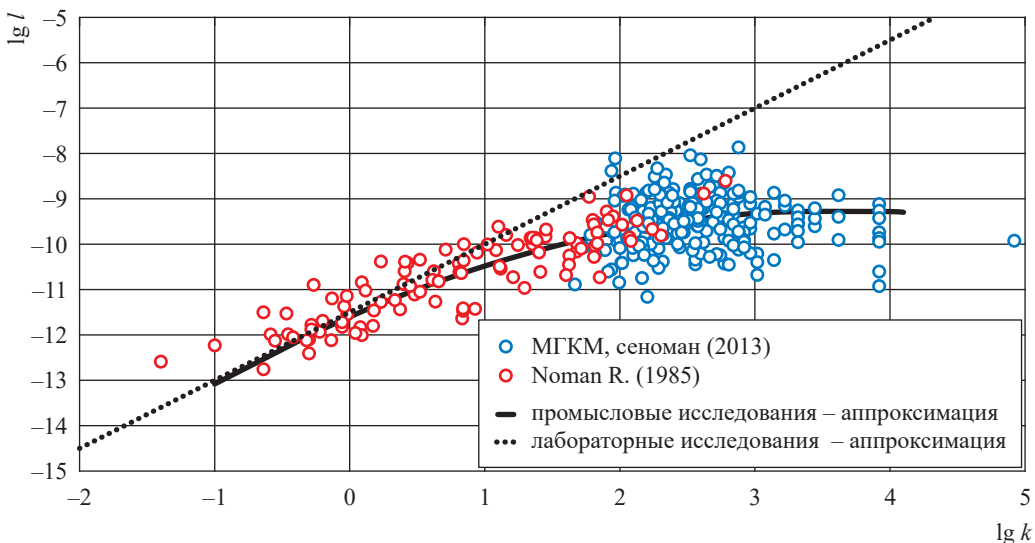


Рис. 2. Зависимости $l = f(k)$, полученные по результатам промысловых и лабораторных исследований скважин

Рис. 2 свидетельствует, что квадратичный (инерционный) член закона фильтрации в реальных условиях более значительный, чем это следует из лабораторных экспериментов. Формула (4) рекомендуется для определения инерционного члена в уравнении фильтрации в газонасыщенных коллекторах в диапазоне проницаемостей от 0,1 мД до 10 Д.

Анализ влияния квадратичного члена уравнения притока на потери давления при фильтрации газа к стволу горизонтальной скважины

Поскольку для проектирования разработки месторождений необходимо иметь инструмент прогнозирования дебитов скважин, разными авторами были получены около двух десятков соответствующих формул. В одной из этих групп формулы получены путем адаптации ранее выведенных соотношений для нефтяных скважин, в другой группе – на основе теории фильтрации газа.

Переходя к анализу влияния инерционной составляющей потерь давления при фильтрации газа на режимы эксплуатации горизонтальных скважин, примем следующие допущения:

- фильтрация газа к горизонтальному стволу описывается теми же дифференциальными уравнениями, что и к вертикальному;
- соотношение проницаемости и макрошероховатости пластов, вскрытых горизонтальными скважинами, такое же, как для слушаев вертикальных скважин.

Проведем оценку соотношения квадратичного и линейного членов уравнения притока

$$p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2 = aQ + bQ^2, \quad (5)$$

где $p_{\text{заб}}$ – давление на забое; Q – дебит горизонтальной скважины, дренирующей газонасыщенный пласт со следующими условиями: пластовое давление $p_{\text{пл}} = 27$ МПа, $T_{\text{пл}} = 82$ °С, $k = 10$ мД, $H = 12$ м, критические параметры пластового газа $p_{\text{кр}} = 4,75$ МПа, $T_{\text{кр}} = -66,65$ °С, плотность газа при стандартных условиях $\rho_{\text{ст}} = 0,78$ кг/м³. Для этих условий макрошероховатость, рассчитанная по формуле (1), равна $9,49 \cdot 10^{-11}$ м, а по формуле (4) – $3,30 \cdot 10^{-11}$ м. Долю вклада квадратичного члена в общую величину фильтрационного сопротивления определим как

$$x = \frac{bQ}{a + bQ}. \quad (6)$$

В первую очередь используем методику расчета дебита газа для горизонтальных скважин, предложенную З.С. Алиевым [10] и широко распространенную в отечественной газопромысловой практике. В отличие от большинства аналогичных методик она разработана с учетом особенностей фильтрационных потоков газа, включая отклонение от закона Дарси. Согласно З.С. Алиеву, фильтрационные коэффициенты определяются формулами

$$a = \frac{\mu z T_{\text{пл}} p_{\text{ст}}}{2 L k T_{\text{ст}}} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + r_c \ln \frac{r_c}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{r_c + h_1} \right], \quad (7)$$

$$b = \frac{\rho_{\text{ст}} z T_{\text{пл}} p_{\text{ст}}}{8 L^2 T_{\text{ст}}} \times \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{r_c + h_1}{r_c} - \frac{h_1}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(r_c + h_1)^2} \right], \quad (8)$$

$$\text{где } h_1 = \frac{H}{2 - r_c}.$$

Практика показала, что модель (7)–(8) дает несколько заниженную продуктивность горизонтальных скважин, однако с ее помощью можно проанализировать, согласно уравнению (6), искомое соотношение x . Ранее авторами предложена методика обоснования площади зоны дренирования, конструкции и оптимального режима эксплуатации горизонтальных скважин [11]. В качестве примера рассмотрим наилучший с точки зрения экономических показателей вариант разработки газовой залежи с использованием равномерной сетки скважин плотностью одна скважина на 700 га (R_k скважины, дренирующей свой удельный объем, составляет 1500 м). Параметры скважин: длина горизонтального ствола $L = 400$ м, $r_c = 0,1$ м, $Q = 316$ тыс. м³/сут. Для такого варианта разработки залежи коэффициент линейного фильтрационного сопротивления $a = 0,51$ МПа²/(тыс. м³/сут). При использовании формулы (1) для расчета макрошероховатости квадратичный коэффициент $b = 3,1 \cdot 10^{-6}$ МПа²/(тыс. м³/сут)². При использовании формулы (4) $b = 9,0 \cdot 10^{-6}$ МПа²/(тыс. м³/сут)². Отсюда для формул (1) и (4) имеем $x = 0,2$ % и $x = 0,6$ % соответственно. В обоих случаях влияние инерционного члена пренебрежимо мало. Таким образом, при расчете продуктивности горизонтальных скважин методом З.С. Алиева инерционной составляющей

фильтрационного сопротивления можно пренебречь.

Теперь для сравнения рассмотрим формулу С.Д. Джоши [12], которая наиболее популярна в мире для расчета дебита горизонтальной скважины по жидкости. Поскольку формула С.Д. Джоши получена для расчета дебитов нефтяных скважин, в ней отсутствует квадратичный член. Применительно к газу линейный фильтрационный коэффициент в формуле Джоши может быть представлен как

$$a = \frac{\mu z T_{пл} p_{ст}}{\pi k H T_{ст}} \left[\ln(c + \sqrt{c^2 - 1}) + \frac{H}{L} \ln \left(\frac{H}{2r_c} \right) \right], \quad (9)$$

$$\text{где } c = \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{0,5}.$$

Первое слагаемое в уравнении (9) представляет собой «внешнее» фильтрационное сопротивление в области пласта от контура питания до призабойной зоны, тогда как второе слагаемое описывает «внутреннее» фильтрационное сопротивление. Отметим, что не только уравнение Джоши, но и другие существующие уравнения для расчета дебита горизонтальной скважины имеют аналогичную структуру с «расщеплением» фильтрационных сопротивлений на внешние и внутренние составляющие.

В случае газовой скважины в состав «внутреннего» фильтрационного сопротивления дополнительно могут быть включены инерционные сопротивления. Для целей проводимого анализа необходимо воспользоваться подходящим соотношением для расчета коэффициента b . Рассмотрим возможность использования формулы, выражающей квадратичный коэффициент фильтрации для вертикальной совершенной скважины, в которой фигурирует толщина пласта, соответствующая длине вскрытого участка ствола скважины. Безусловно, данный анализ может иметь только оценочный характер. Рассмотрим пласт, толщина которого равна длине горизонтального ствола скважины. Тогда

$$b = \frac{\rho_{ст} z T_{пл} p_{ст}}{2\pi^2 L^2 I T_{ст}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right). \quad (10)$$

Сравнивая линии тока вертикальной и горизонтальной скважин, можно заметить, что околоскважинное пространство типичной горизонтальной скважины, в котором инерционная составляющая фильтрационного сопротивления может играть существенную роль, обусловливается «стеснением» потока газа кровлей и подошвой пласта, в то время как у вертикальной скважины такого ограничивающего фактора нет. Это значит, что коэффициент b у вертикальной скважины не может быть меньше, чем у горизонтальной скважины со вскрытым стволом той же длины. Такой вывод делает возможной оценку влияния инерционной составляющей потерь давления в призабойной зоне с использованием формулы (10) в качестве наименее благоприятного варианта. В соответствии с формулой (9) для рассматриваемой скважины можно получить $a = 0,12$ МПа²/(тыс. м³/сут). По формуле (1) $b = 3,0 \cdot 10^{-7}$ МПа²/(тыс. м³/сут)², по формуле (4) $b = 8,6 \cdot 10^{-7}$ МПа²/(тыс. м³/сут)². Для этих двух случаев соответственно имеем $x = 0,08$ % и $x = 0,22$ %. Таким образом, даже в наихудшем варианте расчета инерционная составляющая потеря давления при фильтрации газа к горизонтальной скважине пренебрежимо мала.

Предложена формула (4) для оценки макрошероховатости пласта, учитывающая особенности фильтрации газа в реальных пластовых условиях. Показано, что существующие формулы, полученные по результатам лабораторных экспериментов, дают заниженные оценки вклада инерционной составляющей в общие потери давления при фильтрации газа к стволу скважины ввиду использования в экспериментах сравнительно однородных пористых сред, в то время как реальные коллекторы газовых пластов имеют существенно неоднородную структуру, особенно с призабойной зоной.

Анализ условий эксплуатации горизонтальных скважин показывает, что при оценке их продуктивности в широком диапазоне фильтрационно-емкостных свойств пластов и дебитов горизонтальных скважин инерционной составляющей потерь давления можно пренебречь ввиду ее незначительности.

Список литературы

1. Николаев О.В. Влияние микроструктуры пористой среды на фильтрационные параметры / О.В. Николаев // Разработка газовых месторождений с АВПД. – М.: ВНИИГАЗ, 1985. – С. 20–27.
2. Katz D.L. Handbook of natural gas engineering / D.L. Katz, D. Cornell, R. Kobayashi, et al. – New-York: McGraw-Hill Book Company, 1959. – 705 с.
3. Требин Г.Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах / Г.Ф. Требин. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 158 с.
4. Geertsma J. Estimating the coefficient of inertial resistance in fluid flow through porous media / J. Geertsma // SPEJ. – 1974. – Т. 15. – № 05. – С. 445–450.
5. Firoozabadi A. An analysis of high velocity gas flow through porous media / A. Firoozabadi, D.L. Katz // JPT. – 1979. – Т. 31. – № 02. – С. 211–216.
6. Зотов Г.А. Газодинамические методы исследований газовых скважин / Г.А. Зотов, С.М. Тверковкин. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
7. Beggs H.D. Gas production operation / H.D. Beggs. – Tulsa: Oil and Gas Consultants International Inc., 1984. – 303 с.
8. Ермилов О.М. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, А.И. Ширковский и др. – М.: Наука, 1996. – 541 с.
9. Norman R. Estimation of the coefficient of inertial resistance in high-rate gas wells / R. Norman, N. Shrimanker, J.S. Archer // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, September 1985. – Ст. № SPE-14207-MS. – <https://doi.org/10.2118/14207-MS>.
10. Алиев З.С. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты / З.С. Алиев, В.В. Шеремет. – М.: Недра, 1995. – 131 с.
11. Николаев О.В. Оптимизация конструкции и режимов эксплуатации горизонтальных скважин на газоконденсатных месторождениях со сложными геологическими и климатическим условиями / О.В. Николаев, А.Н. Шандрыгин, Р.А. Байбурун и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 2. – С. 74–81.
12. Joshi S.D. Augmentation of well productivity using slant and horizontal wells / S.D. Joshi // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1986. – DOI:10.2118/15375-ms.

On obligatory consideration of inertial filtration resistance when calculating rates for offshore gas wells

O.V. Nikolayev¹, A.N. Shandrygin¹, A.A. Ploskov¹, I.V. Stonozhenko¹, K.N. Guzhov^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: K_Guzhov@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article examines the reasons for consideration of an inertial component in filtration gas flow when calculating rates of a horizontal well. The described studies were undertaken foremost for conditions of the offshore fields, which require extraordinary accuracy of well rates forecasts due to sensitivity of the field production profiles to the individual well performance. After analysis of the laboratory and field tests of reservoir filtration parameters, authors suggest a formula for assessing reservoir macroroughness. This formula regards the peculiarities of gas filtration in real in-situ conditions. It is shown that the commonly practiced formulas for calculating macroroughness underestimate the impact of an inertial component to the total losses of pressure during gas filtration towards a well shaft due to application of rather homogeneous porous media in laboratory instead of real reservoirs, which are considerably heterogeneous, especially near the well bottom-hole area. Authors concluded that the inertial component of filtration resistance insignificantly affects the pressure losses in the bottom-hole area of a gas well. This fact enables application of the Darcy law for assessing performance of the gas wells when predicting development of the offshore fields.

Keywords: development of fields, gas filtration, bottom hole zone, permeability, macroroughness, gas-dynamic well testing, pressure losses, horizontal well, continental shelf.

References

1. NIKOLAYEV, A.V. Effect of microstructure of porous medium on parameters of filtration [Vliyaniye mikrostruktury poristoy sredy na filtratsionnyye parametry]. In: *Development of gas fields with abnormally high in-situ pressure* [Razrabotka gazovykh mestorozhdeniy s AVPD]. Moscow: VNIIGAZ, 1985, pp. 20–27. (Russ.).
2. KATZ, D.L., D. CORNELL, R. KOBAYASHI, et al. *Handbook of natural gas engineering*. New-York: McGraw-Hill Book Company, 1959.
3. TREBIN, G.F. *Filtration of liquids and gases in porous media* [Filtratsiya zhidkostey i gazov v poristykh sredakh]. Moscow.: Gostoptekhizdat, 1959. (Russ.).
4. GEERTSMA, J. Estimating the coefficient of inertial resistance in fluid flow through porous media. *SPEJ*, 1974, vol. 15, no. 05, pp. 445–450, ISSN 0036-1844.
5. FIROOZABADI, A., D.L. KATZ. An analysis of high velocity gas flow through porous media. *JPT*, 1979, vol. 31, no. 02, pp. 211–216, ISSN 0149-2136.
6. ZOTOV, G.A., S.M. TVERKOVKIN. *Gas-dynamic methods of gas well testing* [Gazodinamicheskiye metody issledovaniy gazovykh skvazhin]. Moscow: Nedra, 1970. (Russ.).
7. BEGGS, H.D. *Gas production operation*. Tulsa: Oil and Gas Consultants International Inc., 1984.
8. YERMILOV, O.M., V.V. REMIZOV, A.I. SHIRKOVSKIY, et al. *Reservoir physics, production and underground storing of gas* [Fizika plasta, dobycha i podzemnoye khraneniye gaza]. Moscow: Nauka, 1996. (Russ.).
9. NOMAN, R., N. SHRIMANKER, J.S. ARCHER. Estimation of the coefficient of inertial resistance in high-rate gas wells. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Las Vegas, Nevada, September 1985, paper no. SPE-14207-MS. <https://doi.org/10.2118/14207-MS>.
10. ALIYEV, Z.S., V.V. SHEREMET. *Clarifying performance of horizontal wells which entered gas and gas-oil reservoirs* [Opredeleniye proizvoditelnosti gorizontalnykh skvazhin, vskryvshikh gazovyye i gazoneftnyanye plasty]. Moscow: Nedra, 1995. (Russ.).
11. NIKOLAYEV, O.V., A.N. SHANDRYGIN, R.A. BAYBURIN, et al. Optimization of structure and operational modes for horizontal wells at gas-condensate fields with complicated geological and climatic environment [Optimizatsiya konstruktsii i rezhimov ekspluatatsii gorizontalnykh skvazhin na gazokondensatnykh mestorozhdeniyakh so slozhnymi geologicheskimi i klimaticheskimi usloviyami]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2021, no. 2, pp. 74–81, ISSN 2070-6820. (Russ.).
12. JOSHI, S.D. Augmentation of well productivity using slant and horizontal wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1986. DOI:10.2118/15375-ms.

УДК 622.691.4

О времени накопления жидкости при снижении расхода газа в протяженном морском трубопроводе многофазного флюида

Н.А. Бузников^{1*}, В.А. Сулейманов²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

* N_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: морской трубопровод, природный газ, газовый конденсат, ингибитор гидратообразования, многофазный флюид, накопление жидкости.

Тезисы. Исследована динамика накопления жидкости при уменьшении расхода газа в протяженном морском трубопроводе, транспортирующем многофазный флюид (газ совместно с конденсатом и водным раствором ингибитора гидратообразования). Предложена аналитическая модель для оценки времени накопления жидкости в трубопроводе, использующая результаты стационарных гидравлических расчетов установившихся режимов эксплуатации трубопровода и данные о свойствах многофазного флюида. Установлено, что определяющим временным критерием выхода на постоянный объем накопленной жидкости в трубопроводе является длительность процесса накопления водного раствора ингибитора гидратообразования. Показано, что полученные аналитические зависимости времени накопления жидкости хорошо согласуются с результатами динамического моделирования снижения расхода газа в трубопроводе для различных составов многофазного флюида. Предложенная модель может быть использована для оперативной оценки времени накопления жидкой фазы при переходных режимах работы протяженных морских трубопроводов.

Использование многофазного транспорта пластовой продукции в последние десятилетия получило широкое развитие при освоении морских газоконденсатных месторождений. Современные технологии позволяют транспортировать пластовую смесь (газ, конденсат, конденсационная и пластовая вода) по подводным трубопроводам на расстояния около сотни километров, когда содержание жидкости в многофазном флюиде не превышает 300 г на 1 м³ газа [1]. Подводное обустройство морских месторождений дает возможность избежать строительства эксплуатационных платформ, на которых производится подготовка газа. В будущем для шельфовых месторождений, расположенных в суровых климатических условиях, транспорт неподготовленного многофазного флюида на берег по протяженным трубопроводам окажется, по-видимому, единственным экономически выгодным способом освоения морских газоконденсатных месторождений.

Транспорт многофазного флюида на большие расстояния имеет ряд особенностей, которые должны быть подробно исследованы для прогнозирования режимов работы морских трубопроводов [1, 2]. Основные осложнения при транспорте многофазного флюида связаны с возможностью накопления в трубопроводах значительных объемов жидкости. Режим накопления жидкости возникает при уменьшении расхода газа в трубопроводе ниже некоторого критического значения и сопровождается возникновением жидкостных пробок и возрастанием перепада давления в трубопроводе. Осложнения, связанные с накоплением жидкой фазы, особенно сильно могут проявляться в протяженных морских трубопроводах с рельефным профилем трассы.

Целью данной работы являлось исследование динамики накопления жидкости в протяженном морском трубопроводе, используемом для транспорта многофазного флюида, при снижении расхода газа. Предложена модель для оценки времени накопления жидкости, основанная на анализе состава жидкой фазы и установившихся режимов работы трубопровода. Полученные аналитические зависимости времени накопления жидкости находятся в хорошем согласии с результатами

моделирования с использованием программного комплекса OLGA.

Исследование проводилось для морского трубопровода внутренним диаметром 565 мм и протяженностью 40 км. Глубина моря в начале трубопровода равна 75 м, а высотная отметка конца трубопровода – 68 м. Угол подъемных участков на подводной части трассы трубопровода не превышает значения $1,1^\circ$, а сухопутный участок трассы имеет ярко выраженный рельефный профиль с большими перепадами высот.

Температура придонных слоев морской воды полагалась равной минус $1,5^\circ\text{C}$, а температура грунта на сухопутном участке – минус $0,5^\circ\text{C}$. Температура флюида на входе трубопровода принималась равной 35°C . Давление на выходе трубопровода поддерживалось постоянным; анализ выполнен для двух значений давления p_{out} : 7,0 и 9,0 МПа.

Транспортируемый многофазный флюид представляет собой смесь газа, конденсата и воды. Содержание компонентов C_{5+} во флюиде составляло 100 г/м^3 , а потенциальное содержание воды – 6 г/м^3 . Наличие во флюиде воды приводит к риску образования гидратов вследствие высоких давлений в трубопроводе и низких температур окружающей среды. Предполагается, что для предотвращения образования гидратов применяется технология постоянного ингибирования многофазного флюида. В качестве ингибитора используется 80%-ный раствор моноэтиленгликоля (МЭГ) с массовым расходом 26 г на 1 м^3 газа. При таком расходе МЭГ его массовая концентрация в водной фазе в трубопроводе составляет 65 %, что обеспечивает безгидратный режим эксплуатации по всей протяженности трубопровода. Термодинамические и теплофизические свойства транспортируемого флюида определялись при помощи уравнения состояния Соаве – Редлиха – Квонга с объемным сдвигом [3, 4]. Для гидравлических расчетов использовался программный комплекс OLGA, предназначенный как для проведения стационарных расчетов, так и для динамического моделирования переходных процессов при эксплуатации трубопроводов многофазного флюида [5].

Результаты стационарных гидравлических расчетов зависимостей объема накопленной жидкости и перепада давления в трубопроводе от расхода газа показаны на рис. 1. В отличие от трубопроводов, по которым

транспортируется чистый газ, зависимость перепада давления от расхода газа для многофазного потока является немонотонной. При больших расходах газа происходит равномерный вынос жидкости из трубопровода, и основной вклад в перепад давления вносят силы трения. В диапазоне малых расходов жидкость накапливается в трубопроводе, и перепад давления возрастает при снижении расхода газа (см. рис. 1).

Граница перехода в режим накопления жидкости (так называемая минимальная допустимая производительность) может быть определена как расход газа, при котором перепад давления в трубопроводе минимален [1, 6]. Минимальная допустимая производительность уменьшается при снижении давления вследствие возрастания скорости газа и, как показали проведенные расчеты, составляет 8 и 7 млн $\text{м}^3/\text{сут}$ соответственно при p_{out} равном 9,0 и 7,0 МПа.

На рис. 2 приведены результаты расчетов объемов конденсата и водной фазы (водного раствора МЭГ) в трубопроводе в зависимости от расхода газа. При больших расходах газа в общем объеме накопленной в трубопроводе жидкой фазы доминирует конденсат. С уменьшением расхода газа объем конденсата в трубопроводе незначительно возрастает, достигает

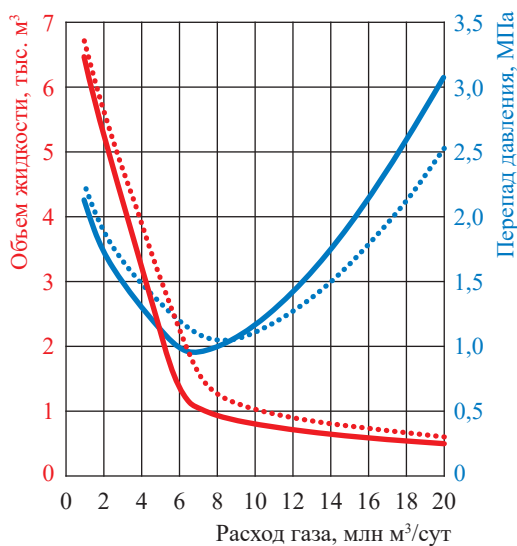


Рис. 1. Объем накопленной жидкости и перепад давления в зависимости от расхода газа при различных значениях давления p_{out} , МПа, на выходе трубопровода: сплошные линии – 7,0; пунктир – 9,0 (см. здесь и далее на рис. 2)

максимального значения при расходе газа, близком к минимальной допустимой производительности, и затем начинает уменьшаться. Объем водной фазы монотонно возрастает при снижении расхода газа, и при малых расходах водный раствор МЭГ доминирует в общем объеме накопленной жидкости.

Таким образом, при уменьшении расхода газа происходит перераспределение содержания конденсата и водной фазы в общем объеме жидкости. Это обстоятельство связано с тем, что жидкая фаза разделяется на два слоя: конденсат с меньшей плотностью и водный раствор МЭГ с большей плотностью. При уменьшении расхода газа возрастает вклад гравитационной силы, водная фаза начинает интенсивно накапливаться в нижней части сечения трубопровода под слоем конденсата, и ее вынос потоком газа затруднен [7].

Работа морского трубопровода в режиме накопления жидкости характеризуется значительными колебаниями расхода газа, периодическим выносом на береговые установки больших объемов жидкой фазы, связанным с образованием жидкостных пробок вдоль трассы трубопровода. В связи с этим эксплуатация трубопровода в этом диапазоне расходов газа является крайне нежелательной. Однако такая необходимость может возникать в отдельные периоды работы морского трубопровода,

в частности при внеплановом снижении добычи на месторождении.

Процесс накопления жидкости при снижении расхода газа в протяженном трубопроводе является инерционным, и для прогнозирования режимов его работы целесообразно оценить время, за которое будет происходить накопление жидкости. Для исследования процесса накопления жидкости проведено динамическое моделирование с использованием программного комплекса OLGA. Принималось, что трубопровод продолжительное время работает с постоянным расходом газа, превышающим минимальную допустимую производительность трубопровода. В начальный момент времени за 1 ч происходит снижение расхода газа до некоторого значения, меньшего минимальной допустимой производительности.

В качестве примера на рис. 3 представлены результаты динамического моделирования изменения со временем объемов накопленного конденсата и водного раствора МЭГ при снижении расхода газа с 8,5 до 5,5 млн м³/сут. На начальной стадии процесса происходит возрастание доли конденсата в общем объеме жидкой фазы, накопленной в трубопроводе. Примерно через 20 ч после начала снижения расхода газа объем конденсата начинает уменьшаться. Объем водного раствора МЭГ в трубопроводе приблизительно линейно возрастает

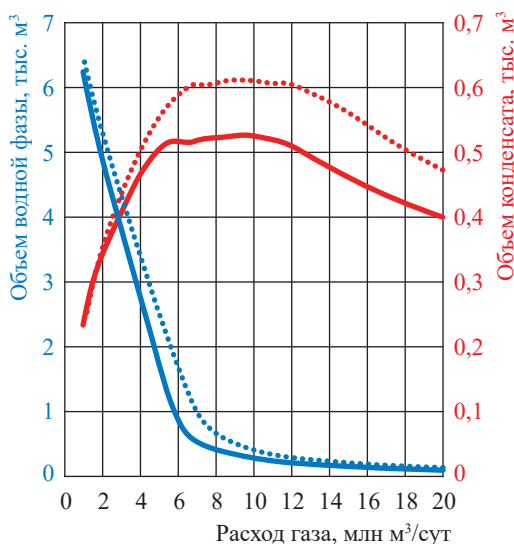


Рис. 2. Объемы водного раствора МЭГ и конденсата в зависимости от расхода газа при различных значениях p_{out}

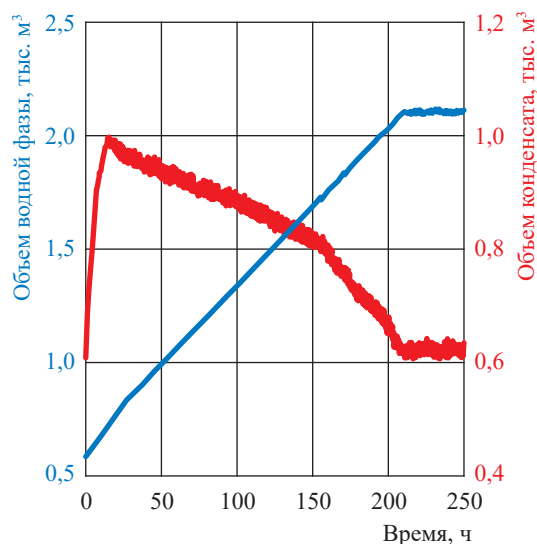


Рис. 3. Динамика изменения объемов конденсата и водного раствора МЭГ в трубопроводе при снижении расхода газа с 8,5 до 5,5 млн м³/сут; $p_{out} = 9,0$ МПа

со временем. Равновесные объемы конденсата и водного раствора МЭГ в трубопроводе устанавливаются через 213 ч после начала снижения расхода газа (см. рис. 3). Таким образом, время установления равновесного содержания жидкой фазы при снижении расхода газа определяется длительностью процесса накопления в трубопроводе водного раствора МЭГ.

Следует отметить, что создание моделей для проведения динамических расчетов переходных режимов работы протяженных трубопроводов многофазного флюида является достаточно трудоемкой задачей, а сами расчеты занимают длительное время. Для оперативной оценки времени накопления жидкой фазы в трубопроводе можно воспользоваться предложенной ниже моделью, основанной на результатах стационарных гидравлических расчетов и данных о составе транспортируемого многофазного флюида.

Будем предполагать, что время накопления жидкости определяется достижением равновесного значения объема водного раствора МЭГ. При снижении расхода газа объем водного раствора МЭГ изменяется от V_{in} (при начальном расходе газа) до V_{fin} (при пониженном расходе газа). Значения V_{in} и V_{fin} могут быть найдены по результатам стационарных гидравлических расчетов (см. рис. 2). Изменение массы, скопившейся в трубопроводе водной фазы Δm_w при снижении расхода газа, определяется соотношением

$$\Delta m_w = \rho_w (V_{fin} - V_{in}). \quad (1)$$

Здесь ρ_w – плотность водного раствора МЭГ, варьирующаяся по длине исследуемого трубопровода вследствие изменения термобарических условий. Однако, как показали результаты моделирования, изменение ρ_w в трубопроводе не превышает 2 %, и в первом приближении ее можно считать постоянной.

Массовую скорость M_w поступления водного раствора МЭГ в трубопровод при пониженном расходе газа Q_{fin} можно найти из следующего выражения:

$$M_w = \rho_0 v_w Q_{fin}. \quad (2)$$

Здесь ρ_0 – плотность транспортируемого флюида при стандартных условиях; v_w – массовая доля водной фазы. Отметим, что изменение параметра v_w по длине трубопровода незначительно и не превышает 1 %.

Пренебрегая выносом водного раствора МЭГ из трубопровода в процессе снижения расхода газа, время накопления жидкости t_{ac} можно оценить как отношение Δm_w к M_w при расходе газа Q_{fin} :

$$t_{ac} = \frac{\Delta m_w}{M_w} = \frac{\rho_w (V_{fin} - V_{in})}{\rho_0 v_w Q_{fin}}. \quad (3)$$

На рис. 4 приведены зависимости t_{ac} от пониженного расхода газа Q_{fin} , рассчитанные для двух значений начального расхода газа Q_{in}

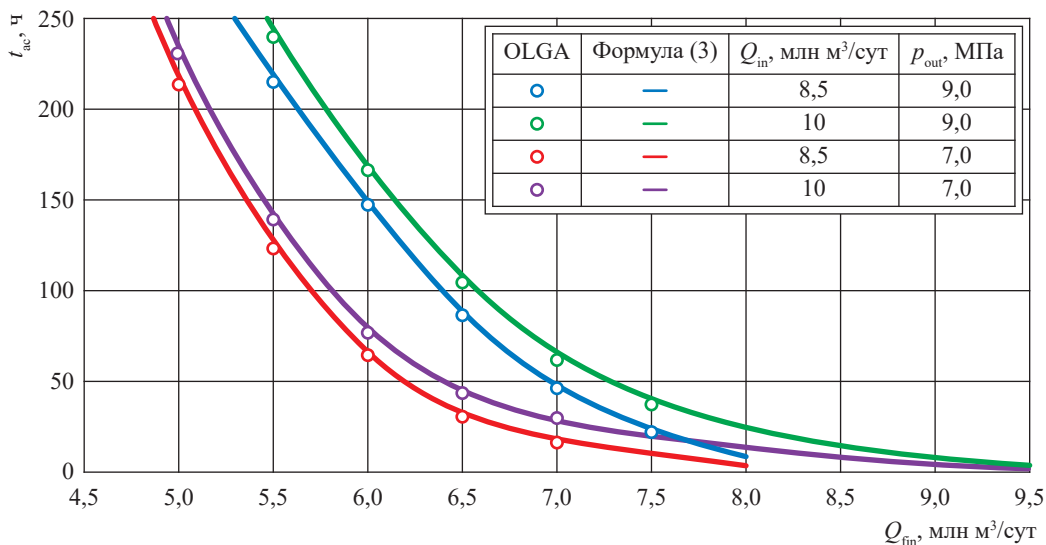


Рис. 4. Время накопления жидкости в трубопроводе в зависимости от пониженного расхода газа при различных значениях Q_{in} и p_{out} : здесь и далее на рис. 5 расчет по формуле (3) и результаты динамического моделирования с использованием программного комплекса OLGA

и двух значений p_{out} . При проведении расчетов для оценки значения параметров ρ_w и v_w использовались следующие термобарические условия: давление на выходе трубопровода p_{out} и температура $0\text{ }^{\circ}\text{C}$. Плотность транспортируемого флюида ρ_0 при стандартных условиях составляет $0,87\text{ кг/м}^3$. Значения объемов V_{in} и V_{fin} определялись по результатам моделирования эксплуатации трубопровода при установившемся режиме (см. рис. 2). При снижении расхода газа Q_{fin} время накопления жидкой фазы в трубопроводе резко возрастает, и при малых значениях Q_{fin} может достигать нескольких дней. При этом время накопления t_{ac} существенно уменьшается при снижении давления на выходе трубопровода с $9,0$ до $7,0$ МПа (см. рис. 4).

Для проверки применимости предложенного подхода проведено динамическое моделирование процесса снижения расхода газа при различных начальных расходах газа и давлениях на выходе трубопровода. Сравнение с результатами динамического моделирования показывает, что использование выражения (3) позволяет с достаточной точностью оценить время накопления жидкости (см. рис. 4). При этом результаты аналитической модели предсказывают более высокие значения t_{ac} , но отличие аналитических и численных результатов не превышает 6% .

Для анализа чувствительности предложенной модели к содержанию жидкости в транспортируемом флюиде выполнено моделирование процесса снижения расхода газа для

различных составов флюида. Помимо исследованного выше состава (далее – состав 1) динамическое моделирование проводилось для «тяжелого» состава (состав 2: содержание C_{5+} – 200 г/м^3 , содержание воды – 10 г/м^3) и для «легкого» состава (состав 3: содержание C_{5+} – 10 г/м^3 , содержание воды – 3 г/м^3). В качестве ингибитора гидратообразования во всех случаях использовался 80% -ный раствор МЭГ.

Рассчитанные зависимости времени накопления жидкости от расхода газа для трех составов флюида представлены на рис. 5. С увеличением содержания жидкой фазы во флюиде время накопления жидкости в трубопроводе снижается. Сравнение с результатами динамического моделирования показывает, что предложенная аналитическая модель позволяет удовлетворительно оценить время накопления жидкости при снижении расхода газа для широкого диапазона составов транспортируемого флюида (см. рис. 5).

Проведено исследование динамики накопления жидкости при снижении расхода газа в протяженном морском трубопроводе, транспортирующем многофазный флюид. Результаты стационарных гидравлических расчетов показывают, что при установившемся режиме эксплуатации трубопровода с малым расходом газа в общем объеме жидкой фазы в трубопроводе доминирует водный раствор МЭГ даже при малом его содержании

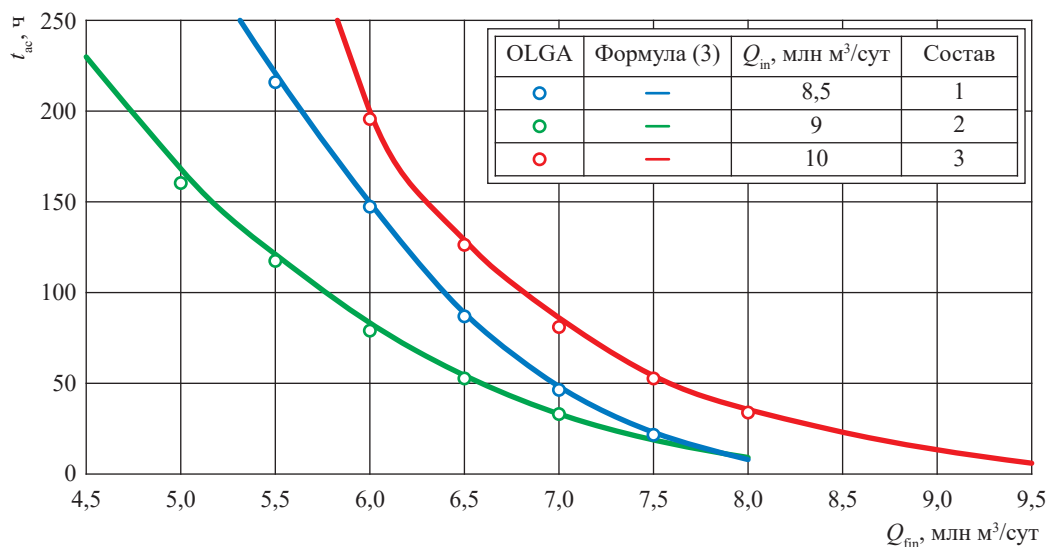


Рис. 5. Время накопления жидкости в трубопроводе в зависимости от пониженного расхода газа при различных составах флюида и $p_{out} = 9,0$ МПа

в транспортируемом флюиде. Это обстоятельство связано с тем, что при малых скоростях газа водный раствор МЭГ осаждается вдоль трассы трубопровода под слоем конденсата под действием гравитационных сил, а часть конденсата выносится газовым потоком с поверхности раздела газа и жидкости.

Снижение расхода газа приводит к накоплению в трубопроводе дополнительных объемов жидкой фазы. При этом процесс накопления жидкости в протяженном трубопроводе обладает инерционностью и существенно растянут во времени. Анализ показал, что время установления нового равновесного содержания жидкой фазы после снижения расхода газа определяется длительностью процесса накопления в трубопроводе водного раствора МЭГ. Для оценки времени накопления жидкости предложена аналитическая модель, основанная на данных о свойствах транспортируемого флюида и результатах стационарных гидравлических расчетов установившихся режимов эксплуатации трубопровода. Полученные аналитические зависимости времени накопления жидкости хорошо согласуются с результатами динамического моделирования с использованием программного комплекса OLGA. Предложенная модель может быть использована для оперативной оценки времени накопления жидкой фазы при переходных режимах работы протяженных морских трубопроводов, используемых для транспорта многофазного флюида.

Список литературы

1. Харченко Ю.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах и ее применение при освоении месторождений континентального шельфа / Ю.А Харченко, А.И. Гриценко. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 303 с.
2. Bai Y. Subsea pipelines and risers / Y. Bai, Q. Bai. – Amsterdam: Elsevier, 2005. – 812 с.
3. Soave G. Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state / G. Soave // Chemical Engineering Science. – 1972. – Т. 27. – № 6. – С. 1197–1203.
4. Pénélox A. A consistent correlation for Redlich–Kwong–Soave volumes / A. Pénélox, E. Rauzy, R. Fréze // Fluid Phase Equilibria. – 1982. – Т. 8. – № 1. – С. 7–23.
5. Bendiksen K.H. The dynamic two-fluid model OLGA: Theory and applications / K.H. Bendiksen, D. Malnes, R. Moe, et al. // SPE Production Engineering. – 1991. – Т. 6. – № 2. – С. 171–180.
6. Сулейманов В.А. Определение области безопасной эксплуатации при транспортировке многофазного флюида по протяженному морскому трубопроводу / В.А. Сулейманов, Н.А. Бузников // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 2 (34): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 44–50.
7. Бузников Н.А. Динамика накопления и выноса водного раствора ингибитора гидратообразования при начальном заполнении морского трубопровода / Н.А. Бузников, В.А. Сулейманов // Газовая промышленность. – 2014. – № 8 (710). – С. 34–37.

On the time of liquid accumulation with a decrease in gas flow rate in the extensional multiphase fluid subsea pipeline

N.A. Buznikov^{1*}, V.A. Suleymanov²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² National University of Oil and Gas «Gubkin University», Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

Abstract. The dynamics of liquid accumulation when the gas flow rate decreases in an extensional subsea pipeline transporting a multiphase fluid (a gas together with a gas condensate and an aqueous solution of a hydrate inhibitor). An analytical model is proposed to estimate the time of liquid accumulation in the pipeline. The model uses the results of stationary hydraulic calculations of the steady-state modes of the pipeline operation and the properties of the multiphase fluid. It is established that the duration of the hydrate inhibitor solution accumulation is a determining time criterion for reaching the constant volume of the accumulated liquid in the pipeline. It is shown that the obtained analytical dependences of the liquid accumulation time are in good agreement with the results of dynamic simulation of the gas flow decrease in the pipeline for various compositions of the multiphase fluid. The proposed model can be used for quick estimation of the time of accumulation of the liquid phase at transient operational modes of extensional subsea pipelines.

Keywords: subsea pipeline, natural gas, gas condensate, hydrate inhibitor, multiphase fluid, liquid accumulation.

References

1. KHARCHENKO, Y.A., A.I. GRITSENKO. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in wells and pipelines and its application while developing offshore fields* [Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v skvazhinakh i truboprovodakh i yeye primeneniye pri osvoyenii mestorozhdeniy kontinentalnogo shelfa]. Moscow: Gubkin University, 2016. (Russ.).
2. BAI, Y., Q. BAI. *Subsea pipelines and risers*. Amsterdam: Elsevier, 2005. (Russ.).
3. SOAVE, G. Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state. *Chemical Engineering Science*, 1972, vol. 27, no. 6, pp. 1197–1203, ISSN 0009-2509.
4. PÉNELOUX, A., E. RAUZY, R. FRÉZE. A consistent correlation for Redlich–Kwong–Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*, 1982, vol. 8, no. 1, pp. 7–23, ISSN 0378-3812.
5. BENDIKSEN, K.H., D. MALNES, R. MOE, et al. The dynamic two-fluid model OLGA: Theory and applications. *SPE Production Engineering*, 1991, vol. 6, no. 2, pp. 171–180, ISSN 0885-9221.
6. SULEYMANOV, V.A., N.A. BUZNIKOV. Finding a safe operation range for transport of multiphase fluid in a lengthy subsea pipeline [Opredeleniye oblasti bezopasnoy ekspluatatsii pri transportirovke mnogofaznogo fluida po protyazhennomu morskomy truboprovodu]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 2(34): Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 44–50. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. BUZNIKOV, N.A., V.A. SULEYMANOV. Accumulation and outflow dynamics of an aqueous solution of a hydrate growth inhibitor at initial packing of a marine pipeline [Dinamika nakopleniya i vynosa vodnogo rastvora ingibitora gidratoobrazovaniya pri nachalnom zapolnenii morskogo truboprovoda]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2014, no. 8(710), pp. 34–37, ISSN 0016-5581. (Russ.).

УДК 620.197

Исследование влияния ряда факторов на коррозию морских объектов добычи газа, содержащего агрессивный CO₂

Р.К. Вагапов^{1*}, Д.Н. Запевалов

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Исследован динамический характер движения потока среды в трубопроводной системе в условиях добычи углеводородов на морских объектах. Для определения данного фактора, оказывающего интенсифицирующее влияние на процессы внутренней коррозии, проведен расчет касательного напряжения с учетом основных эксплуатационных параметров газовых месторождений подводного расположения. Сравнение промысловых и лабораторных значений касательного напряжения показало их сопоставимость, что говорит о достаточности агрессивного динамического влияния при имитационных испытаниях по определению скорости коррозии относительно эксплуатационных условий. Оценена степень воздействия концентрации моноэтиленгликоля в водно-гликолевой среде и его определенного воздействия на скорость коррозии. Определено влияние коррозионных факторов (парциального давления CO₂ и температуры) на фазовое состояние получаемых продуктов коррозии и возможность образования кристаллического карбоната железа, обладающего определенными защитными свойствами.

Ключевые слова: углекислотная коррозия, морской объект, продукты коррозии, касательное напряжение.

Многие объекты добычи углеводородного сырья эксплуатируются в морских условиях, примерами могут служить Кириновское месторождение в Охотском море, месторождения норвежского шельфа (Ormen Lange, Snøhvit и др.) [1–4]. Большинство из них эксплуатируются в условиях коррозионного воздействия содержащегося в добываемых газе и газовом конденсате в повышенных количествах агрессивного диоксида углерода (CO₂). В связи с этим с точки зрения безопасного и надежного функционирования таких месторождений вопросы оценки опасности и защиты от внутренней коррозии являются одними из основных [4–7].

На процессы внутренней коррозии оказывает влияние ряд основных факторов и условий эксплуатации месторождения, а именно: содержание и соответствующее парциальное давление CO₂ ($P(\text{CO}_2)$), температура, минерализация водной среды, фаза (газовая или водная) и тип коррозии (6-часовая, или *англ.* bottom-of-line, BOL; 12-часовая, или *англ.* top-of-line, TOL) [8].

Одним из дополнительных параметров, интенсифицирующих протекание углекислотной коррозии (УКК), является динамика потока в трубопроводной системе на объектах добычи углеводородов. Для учета скорости движения среды и его влияния на внутреннюю поверхность металла труб в коррозионных исследованиях используется термин касательное напряжение (*англ.* wall shear stress).

Фактором отличия морских объектов (от сухопутных месторождений) является транспортируемая жидкость, которая представляет собой водно-гликолевую смесь различной концентрации. В качестве ингибитора гидратообразования на морских добычных объектах преимущественно используется моноэтиленгликоль (МЭГ), который из регенерированного состояния (80...90 %) разбавляется добываемыми водами до меньших концентраций (нерегенерированного состояния). По результатам анализа условий зарубежных морских объектов отмечается [9], что минимальное содержание МЭГ может достигать примерно 40 % в жидкости на берегу в конце трубопроводной системы, по-видимому, в условиях повышенной обводненности на завершающих этапах эксплуатации. Содержание МЭГ в нерегенерированной жидкости, поступающей

на береговой комплекс Киринского месторождения, составляет 50...60 % [8]. Особенности регенерации МЭГ приводят к концентрированию и накоплению в нем минеральных солей, что повышает его коррозионную активность.

В статье проанализированы два фактора коррозии морских объектов – касательное напряжение и концентрация гликоля в водно-гликолевом растворе – с учетом особенностей их эксплуатации.

Концентрация гликоля

Присутствие гликоля может снижать коррозию в водной среде. В связи с чем важно знать концентрационные пределы неагрессивности водно-гликолевого раствора.

При ТОЛ-коррозии, возникающей в газовой фазе при конденсации паров жидкости и выпадении на внутренней стенке трубопровода капельной влаги, на степень торможения коррозии влияет не концентрация гликоля в испаряемой жидкости, а его содержание в жидкости, конденсируемой на стальной поверхности. Как показали испытания [8], такое насыщение гликолем конденсационной воды (до снижения или прекращения коррозии) достигается, если концентрация гликоля в испаряемом водно-гликолевом растворе составляет от 75 % и выше. При более низких содержаниях МЭГ в испаряемой жидкости происходит развитие коррозии на верхней части поверхности трубы в паровой фазе, так как конденсационная пленка влаги состоит преимущественно из коррозионно-опасной

воды. Типичный внешний вид образцов из углеродистой стали после испытания в условиях ТОЛ-коррозии в 30...60%-ном водно-гликолевом растворе в присутствии CO_2 показан на рис. 1: локальные коррозионные повреждения (питтинги, язвы), которые являются характерными для УКК, видны по всей поверхности образца.

Для ВОЛ-коррозии, возникающей при скоплении и движении влаги по нижней обтекающей трубы, авторами проведены коррозионные испытания в динамических условиях движения водно-гликолевого раствора разной концентрации. В качестве водной среды (далее – М1-1) был взят минерализованный раствор следующего состава, г/см³: 18,0 хлорида натрия; 3,36 гидрокарбоната натрия; 1,57 хлорида кальция; 1,41 хлорида магния; 0,16 хлорида калия. Результаты гравиметрических коррозионных испытаний при динамических условиях представлены в табл. 1.

Исходя из результатов испытаний (см. табл. 1) в отсутствие ингибитора коррозии добавление 25 % МЭГ снижает скорость коррозии в 1,5...2 раза. Увеличение доли МЭГ в водно-гликолевом растворе до 50 % приводит к 3-кратному снижению скорости коррозии. Тенденция сохраняется и при повышении температуры (с 20 до 60 °С), которая интенсифицирует коррозионный процесс. Влияние МЭГ на скорость коррозии коррелирует с изменением свойств водно-гликолевого раствора при увеличении его концентрации: уменьшаются растворимость и диффузионность CO_2 (последняя из-за повышения вязкости раствора), активность воды и полярность раствора. Об ингибирующем влиянии гликолей при ВОЛ-коррозии сообщают Э. Гулбрандсен и Ж.-Х. Морард [10], которые наблюдали в гликолевых растворах катодный механизм коррозии, схожий с чисто водными средами, так как с увеличением концентрации гликоля отмечалось снижение тока лимитирующей реакции восстановления бикарбонат-аниона вследствие вышеназванных влияний гликоля на CO_2 . Скорость сопряженной анодной реакции уменьшалась строго с увеличением содержания гликоля, что связано с изменением свойств среды и адсорбцией гликоля на поверхности стали.

Испытания образцов методом электрического сопротивления (*англ.* electrical resistance, ER) в водно-гликолевом растворе показали, что



Рис. 1. Вид стальных образцов после испытаний в условиях конденсации влаги (вода:МЭГ) в присутствии CO_2

Таблица 1

Зависимость скорости коррозии стали 20 в водной / водно-гликолевой среде от концентрации МЭГ в присутствии / отсутствие ингибитора коррозии

Содержание МЭГ, %, в М1-1	Температура, °С	Тип ингибитора коррозии	Скорость коррозии, мм/год		Защитная эффективность ингибитора, %
			без ингибитора	с ингибитором	
0	20	1	0,85	0,05	94
		2		0,04	95
	60	1	1,5	0,125	92
		2		0,082	95
25	20	1	0,4	0,09	78
		2		0,06	85
	60	1	0,9	0,1	89
		2		0,09	90
50	20	1	0,3	0,085	72
		2		0,057	81
	60	1	0,5	0,027	95
		2		0,07	86

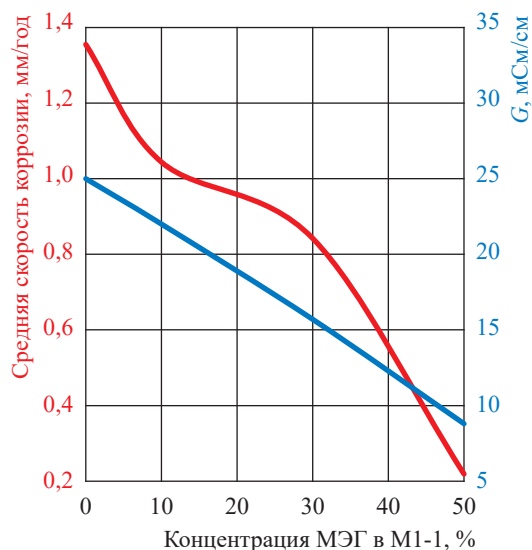


Рис. 2. Зависимость скорости коррозии стали и электропроводности испытываемой среды М1-1 от концентрации МЭГ в М1-1

снижение скорости коррозии находится в прямой зависимости от электропроводности (G) среды, которая определяется концентрацией МЭГ в среде (рис. 2). В отличие от гравиметрии, потеря веса испытательного элемента на ER-датчике при экспозиции в агрессивной среде оценивается по результатам измерений электрического сопротивления чувствительного элемента.

Динамический фактор

Можно выделить два основных способа влияния потока на коррозионный процесс:

- *во-первых*, пока слой продуктов коррозии не образовался, основная роль турбулентного потока заключается в усилении подвода и переноса коррозионно-активных компонентов к поверхности металла трубы, что может привести к увеличению скорости коррозии;
- *во-вторых*, когда образуются коррозионные отложения на металле, поток может способствовать отводу продуктов коррозии, которые имеют рыхлую структуру и демонстрируют низкую адгезию к металлической поверхности, что также может приводить к активизации коррозионного процесса (поддержанию или росту скорости коррозии).

В случае использования ингибитора коррозии для защиты внутренней поверхности трубопровода поток может влиять на адсорбцию ингибитора коррозии на стали и сохранение ингибиторным слоем своих пленкообразующих свойств [11]. Упомянутые выше воздействия среды, ускоряющие коррозию, часто усугубляются возмущениями потока, привносимыми клапанами, сужениями, расширениями, изгибами и т.д., где наблюдается локальное увеличение пристеночной турбулентности и касательного напряжения потока по отношению к металлу трубы.

Продукты коррозии. Минерализация и состав жидкой фазы влияют на образование и фазовое распределение образующихся продуктов коррозии. Как отмечалось выше, от их адгезии к стальной поверхности будет зависеть степень устойчивости коррозионной пленки к динамическому потоку среды.

В условиях УКК начальная высокая скорость растворения железа будет приводить к быстрому образованию слоя продуктов коррозии из сидерита (карбонат железа, FeCO_3) на стальной поверхности. Но получаемые осадки могут быть как плотными (с определенными антикоррозионными свойствами), так и рыхлыми (с низким уровнем защиты от коррозии). Последние станут неустойчивыми и не будут препятствовать проникновению коррозионно-активных сред к поверхности стали.

В ходе исследований авторами использованы результаты рентгенографических испытаний (рентгеновская дифракция) в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» пленок образующихся продуктов коррозии (рис. 3). Методика проведения испытаний описана ранее [12]. На дифракционной картине (см. рис. 3а) различимы острые пики, которые соответствуют кристаллическому сидериту. По виду дифракционной картины можно заключить, что в исследуемом образце также присутствуют рентгеноаморфные вещества (не имеющие кристаллической структуры), так как в угловой области $34^\circ \dots 42^\circ$

наблюдается рентгеноаморфное галло (подъем фоновой линии). Расчеты показывают, что при температуре 60°C и невысоком парциальном давлении $P(\text{CO}_2) = 0,2$ МПа содержание веществ рентгеноаморфных форм составляет 55 %, а кристаллических – 45 %. Рыхлый характер присутствующих веществ, представленных рентгеноаморфными фазами, делает их недостаточно состоятельными как в защите от коррозии, так и в устойчивости к потоку среды. При увеличении температуры до 80°C , а $P(\text{CO}_2)$ до 0,8 МПа наблюдается образование кристаллического FeCO_3 (см. рис. 3б).

Результаты испытаний показывают, что для образования защитной пленки карбоната железа требуются высокие значения температуры и $P(\text{CO}_2)$. Высокое парциальное давление приведет к большему количеству карбонат-анионов, наличие которых в достаточном количестве необходимо для образования плотной пленки FeCO_3 . Повышенные температуры будут интенсифицировать процесс их образования. А.Б. Гаванлуе и др. [13] также изучали влияние температуры и парциального давления CO_2 на образование защитной

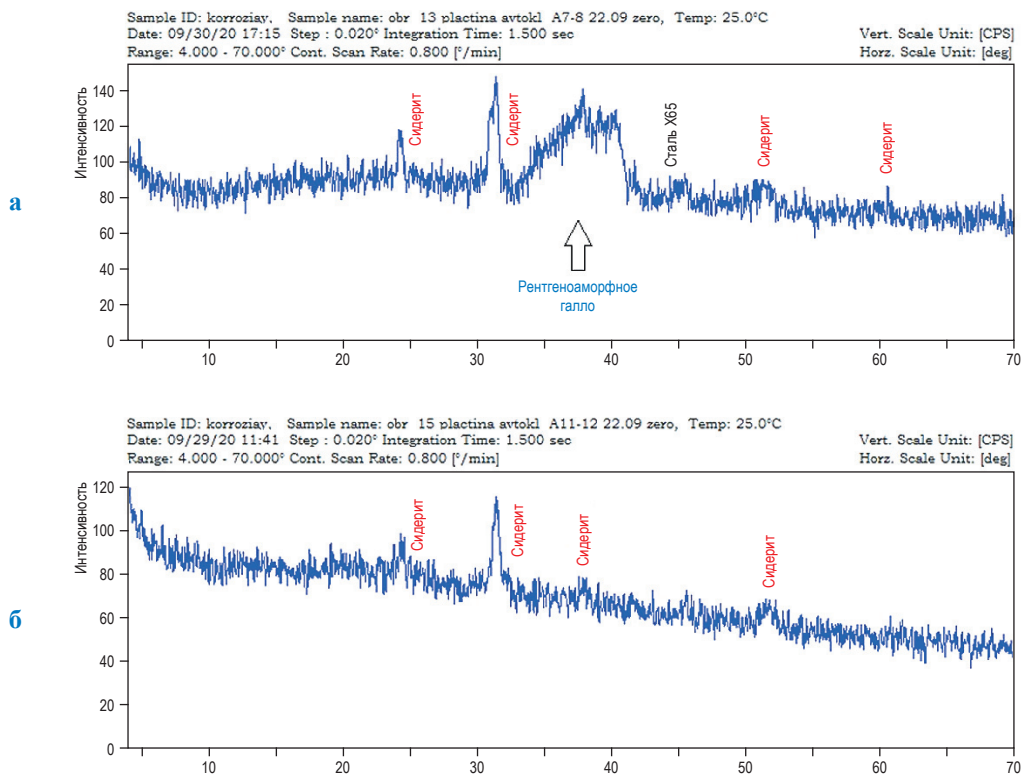


Рис. 3. Идентифицированная экспериментальная дифрактограмма продуктов коррозии, образованных в ходе автоклавных испытаний (120 ч) на углеродистой стали в среде М1-1: а – температура 60°C , $P(\text{CO}_2) = 0,2$ МПа; б – температура 80°C , $P(\text{CO}_2) = 0,8$ МПа

Таблица 2

Касательное напряжение и исходные показатели, использованные при его расчетах

Характеристика	Шлейф	ГСК
Дебит газа, млн м ³ /сут	1,6...2,0	4...5
Дебит жидкости, т/сут	320...400	780...980
Давление, МПа	10	9...10
Температура, °С	18...70	3...30
Скорость газа, м/с	3,5...4,5	1,8...3,6
Скорость жидкости, м/с	5,1...6,3	2,8...5,5
Содержание СО ₂ в газе, %	2,5	
Минерализация воды, г/см ³	23	
Содержание углеводородов группы C ₅₊ в газовом конденсате, г/м ³	160	
Содержание воды на 1 м ³ газа, г	8	
τ , Па	5,2...13,9	1,0...36,0

пленки FeCO₃ и обнаружили, что при температурах от 25 до 50 °С такая пленка еще не образуется. Кристаллическая пленка сидерита, обладающая определенными защитными свойствами, начинает образовываться при температурах от 75 °С и выше, а также если $P(\text{CO}_2) \geq 0,8$ МПа.

Расчет касательного напряжения. Сравнительный анализ [8] эксплуатационных условий ряда морских объектов (Кириинского месторождения, Ormen Lange, Snøhvit) позволил систематизировать основные коррозионные факторы. Система подводной добычи газа в основном состоит из определенного количества газопроводов-шлейфов, которые транспортируют добываемую среду от скважины до манифольда, откуда в виде смеси она подается в газосборный коллектор (ГСК) для транспортировки до берегового комплекса по переработке углеводородного сырья. Каждый из участков характеризуется своими параметрами сред и условий эксплуатации, которые влияют на значение касательного напряжения (τ). Рассмотрение данных характеристик позволило выделить их типичные диапазоны (табл. 2), которые были приняты за основу дальнейших расчетов.

Касательное напряжение τ , Па, используется для оценки воздействия потока на стенку трубопровода и рассчитывается по следующей формуле:

$$\tau = \frac{\rho f v^2}{2}, \quad (1)$$

где v – линейная скорость потока, м/с; ρ – плотность среды, кг/м³; f – коэффициент трения. Данный подход является наиболее распространенным методом расчета

касательного напряжения при коррозионных испытаниях [14–16]. На шлейфе оно может достигать 5,2...13,9 Па, а на ГСК изменяется от 1 до 36 Па (см. табл. 2). Расчеты данного показателя для условий имитационных испытаний на лабораторной установке динамического типа показали, что $\tau = 24...25$ Па [16]. Лабораторные испытания агрессивности динамического фактора коррозионного воздействия выполняются в условиях, близких к трубопроводному промысловому транспорту. Это относится как к оценке коррозионной агрессивности среды, так и к подбору ингибиторов коррозии для защиты морских объектов от УКК. Испытания защитных свойств двух ингибиторов коррозии были выполнены на лабораторной установке в динамических условиях при $\tau \leq 24...25$ Па (см. табл. 1). Это свидетельствует, что условия имитации при коррозионных испытаниях соответствуют промышленным условиям эксплуатации морских объектов. Защитные свойства ингибиторов коррозии достаточно высокие: в большинстве случаев скорость коррозии снижается ниже порогового значения 0,1 мм/год. Это говорит об эффективности ингибитора.

Движения и состав¹ потока внутри трубопровода влияют на степень его коррозионного разрушения. С ростом концентрации МЭГ в водно-гликолевом растворе (до 25...50 %) происходит снижение скорости коррозии (в 1,5...3 раза), что подтверждается результатами гравиметрических замеров. Измерения

¹ Учет присутствия МЭГ в качестве ингибитора гидратообразования.

коррозии методом электрического сопротивления показали, что скорость ее уменьшения коррелирует с уменьшением электропроводности раствора (при увеличении концентрации МЭГ).

Для оценки динамического фактора и связанного с ним воздействия потока среды на стенку трубопровода используется показатель «касательное напряжение». Значения касательного напряжения, полученные по результатам расчета для условий эксплуатации шлейфа и ГСК морских объектов добычи, находятся в пределах, характерных для имитационных лабораторных испытаний. Такое соответствие

подтверждает достаточную степень имитации динамического фактора движения потока при лабораторной оценке коррозионной агрессивности среды и подборе ингибиторов коррозии. Динамические условия могут влиять также на образование продуктов коррозии. Фазовый состав (аморфные или кристаллические) и соответствующие защитные свойства продуктов коррозии зависят от условий испытаний и среды. Образование кристаллического сидерита, способного обладать определенными защитными свойствами, возможно при повышенных температуре и парциальном давлении CO_2 .

Список литературы

1. Меньшиков С.Н. Оптимизация сроков строительства эксплуатационных газовых скважин Киринского перспективного лицензионного участка на шельфе о-ва Сахалин / С.Н. Меньшиков, О.П. Андреев, В.Е. Петренко и др. // Газовая промышленность. – 2021. – № 9 (821). – С. 40–43.
2. Новиков А.И. Эксплуатация оборудования подводного добычного комплекса в замерзающих морях на примере освоения Киринского газоконденсатного месторождения / А.И. Новиков, С.С. Курилец, М.С. Савинова // Газовая промышленность. – 2022. – № S2 (833): спецвыпуск. – С. 30–35.
3. Hasan S. Corrosion risk-based subsea pipeline design / S. Hasan, L. Sweet, J. Hulst et al. // International Journal of Pressure Vessels and Piping. – 2018. – Т. 159. – С. 1–14. – <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2017.10.003>
4. Запевалов Д.Н. Оценка коррозионных условий и решений по защите морских объектов от внутренней коррозии / Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, Р.А. Мельситдинова // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 79–86.
5. Лисанов М.В. Аварийность на морских нефтегазовых объектах / М.В. Лисанов, С.И. Сумской, А.В. Савина и др. // Oil and gas journal Russia. – 2010. – № 5 (39). – С. 48–53.
6. Харченко Ю.А. Морские трубопроводы на шельфе Арктики: идентификация опасностей и барьеры безопасности / Ю.А. Харченко, А.Н. Чехлов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 1 (121). – С. 42–49.
7. Махутов Н.А. Научно-методическое обеспечение безопасности морских подводных трубопроводов с дефектами по критериям риска / Н.А. Махутов, А.М. Лепихин, В.В. Лещенко // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2021. – Т. 87. – № 6. – С. 45–53. – DOI: 10.26896/1028-6861-2021-87-6-45-53.
8. Вагапов Р.К. О закономерностях протекания внутренней коррозии и противокоррозионной защите морских объектов в условиях присутствия повышенных количеств диоксида углерода / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запевалов, К.А. Ибатуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 3 (45): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 81–92.
9. Guo S. Effect of monoethylene glycol on sweet top of line corrosion / S. Guo, F. Farelas, M. Singer // NACE Corrosion conference. – 2016. – Ст. № 7891.
10. Gulbrandsen E. Why does glycol inhibit CO_2 corrosion? / E. Gulbrandsen, J.-H. Morard // NACE Corrosion conference. – 1998. – Ст. № 221.
11. Wang B. Corrosion inhibitor film stability under high gas velocity conditions of subsea wet gas pipeline / B. Wang, L. Zhang, G. Chen et al. // NACE Corrosion conference. – 2017. – Ст. № 9247.
12. Михалкина О.Г. Применение метода рентгеновской дифракции для исследования керна и техногенных продуктов / О.Г. Михалкина // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 96–107.

13. Gavanluei A.B. Corrosion rate measurement of a downhole tubular steel at different CO₂ partial pressures and temperatures and calculation of the activation energy of the corrosion process / A.B. Gavanluei, B. Mishra, D.L. Olson // NACE Conference Corrosion. – 2013. – Ст. № 2298.
14. Bonaventura M., Di. Effect of flow and steel microstructure on the formation of iron carbonate / M. Di Bonaventura, B. Brown, S. Nešić et al. // NACE Corrosion conference. – 2018. – Ст. № 11179.
15. Виллетт Т. Оценка модели для прогнозирования максимальной скорости точечной коррозии в сероводородной среде / Т. Виллетт, А. Трайдия, С. Папавинасам и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 4 (9). – С. 444–451. – DOI: 10.28999/2541-9595-2019-9-4-444-451.
16. Вагапов Р.К. Анализ результатов коррозионных испытаний для предиктивной оценки зависимостей скорости коррозии от эксплуатационных факторов для объектов добычи газа / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запеевалов, А.Ю. Прокопенко и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 4 (84). – С. 44–51.

Investigation of the influence of a number of factors on the corrosion of offshore gas production facilities containing corrosive CO₂

R.K. Vagapov^{1*}, D.N. Zapevalov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Dynamic nature of medium flow in a pipeline system in the conditions of hydrocarbon production at offshore facilities has been investigated. To determine this factor, which intensifies the processes of internal corrosion, the shear stress was calculated taking into account the main operational parameters of the underwater gas fields. Comparison of the field and laboratory values of the shear stresses showed their comparability, which indicates the sufficiency of the aggressive dynamic influence simulation during the tests aimed at determining the corrosion rate relative to the operating conditions. The degree of influence of the monoethylene glycol concentration in a water-glycol medium and its definite effect on the corrosion rate are estimated. The influence of corrosion factors (partial pressure of CO₂ and temperature) on the phase state of the obtained corrosion products and the possibility of the formation of crystalline iron carbonate with certain protective properties has been determined.

Keywords: carbon dioxide corrosion, offshore object, corrosion products, shear stress

References

1. MENSHIKOV, S.N., O.P. ANDREYEV, V.Ye. PETRENKO, et al. Timing optimization for the construction of producing gas wells of prospective Kirinskiy license area on the Sakhalin shelf [Optimizatsiya srokov stroitelstva ekspluatatsionnykh gazovykh skvazhin Kirinskogo perspektivnogo litsenziionnogo uchastka na shelfe o-va Sakhalin]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2021, no. 9(821), pp. 40–43, ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. NOVIKOV, A.I., S.S. KURILETS, M.S. SAVINOVA. Operating subsea production system equipment in freezing seas exemplified by the Kirinskoye gas condensate field [Eksplyatatsiya oborudovaniya podvodnogo dobychnogo kompleksa v zamerzayushchikh moryakh na primere osvoyeniya Kirinskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2022, no. S2 (833): spec. is., pp. 30–35, ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. HASAN, S., L. SWEET, J. HULTS et al. Corrosion risk-based subsea pipeline design. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 2018, vol. 159, pp. 1–14, ISSN 0308-0161. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2017.10.003>
4. ZAPEVALOV, D.N., R.K. VAGAPOV, R.A. MELSITDINOVA. Assessing corrosion environment and internal corrosion remedies for offshore objects [Otsenka korrozionnykh usloviy i resheniy po zashchite morskikh obyektoy ot vnutrenney korrozii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 79–86. ISSN 2306-9849. (Russ.).
5. LISANOV, M.V., S.I. SUMSKOY, A.V. SAVINA et al. Accident rate at marine oil-gas facilities [Avariynost na morskikh neftegazovykh obyektoy]. *Oil and Gas Journal Russia*, 2010, no. 5(39), pp. 48–53. (Russ.).
6. KHARCHENKO, Yu.A., A.N. CHEKHLOV. Marine pipelines offshore the Arctic: identification of dangers and safety barriers [Morskiye truboprovody na shelfe Arktiki: identifikatsiya opasnostey i baryery bezopasnosti]. *Delovoy Zhurnal Neftegaz.RU*, 2022, no. 1(121), pp. 42–49, ISSN 2410-3837. (Russ.).

7. MAKHUTOV, N.A., A.M. LEPIKHIN, V.V. LESHCHENKO. Scientific and methodological provision of safety of subsea pipelines with defects using risk criteria [Nauchno-metodicheskoye obespecheniye bezopasnosti morskikh podvodnykh truboprovodov s defektami po kriteriyam riska]. *Zavodskaya Laboratoriya. Diagnostika Materialov*, 2021, vol. 87, no. 6, pp. 45–53, ISSN 0321-4265. (Russ.). DOI: 10.26896/1028-6861-2021-87-6-45-53.
8. VAGAPOV, R.K., D.N. ZAPEVALOV, K.A. IBATULLIN. On patterns of internal corrosion processes and rust protection at marine facilities affected by increased amounts of CO₂ [O zakonomernostyakh protekaniya vnutrenney korrozii i protivokorroziionnoy zashchite morskikh ob'yektov v usloviyakh prisutstviya povyshennykh kolichestv dioksida ugleroda]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2020, no. 3(45): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, 81–92 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. GUO, S., F. FARELAS, M. SINGER. Effect of monoethylene glycol on sweet top of line corrosion. In: *NACE Corrosion conference*, 2016, paper no. № 7891.
10. GULBRANDSEN, E., J-H. MORARD. Why does glycol inhibit CO₂ corrosion? In: *NACE Corrosion conference*, 1998, paper no. № 221.
11. WANG, B., L. ZHANG, G. CHEN et al. Corrosion inhibitor film stability under high gas velocity conditions of subsea wet gas pipeline. In: *NACE Corrosion conference*, 2017, paper no. 9247.
12. MIKHALKINA, O.G. Application of X-ray diffraction to studying core and man-caused products [Primeneniye metoda rentgenovskoy difraktsii dlya issledovaniya kerna i tekhnogennykh produktov]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 96–107. ISSN 2306-8949. (Russ.).
13. GAVANLUEI, A.B., B. MISHRA, D.L. OLSON. Corrosion rate measurement of a downhole tubular steel at different CO₂ partial pressures and temperatures and calculation of the activation energy of the corrosion process. In: *NACE Conference Corrosion*, 2013, paper no. 2298.
14. BONAVENTURA, M., Di., B. BROWN, S. NEŠIĆ et al. Effect of flow and steel microstructure on the formation of iron carbonate. *NACE Corrosion conference*, 2018, paper no. 11179.
15. VILLETTE T., A. TRAIIDIA, S. PAPAIVNASAM et al. Evaluation of an empirical model to predict maximum pitting corrosion rate in wet sour crude transmission pipelines [Otsenka modeli dlya prognozirovaniya maksimalnoy skorosti tochechnoy korrozii v serovodorodnoy srede]. *Nauka i Tekhnologii Truboprovodnogo Transporta Nefti i Nefteproduktov*, 2019, no. № 4 (9), pp. 444–451, ISSN 2221-2701. (Russ.). DOI: 10.28999/2541-9595-2019-9-4-444-451.
16. VAGAPOV, R.K., D.N. ZAPEVALOV, A.Yu. PROKOPENKO et al. Analysis of corrosion tests results to predict corrosion rate dependencies on operational factors for gas production facilities [Analiz rezultatov korroziionnykh ispytaniy dlya prediktivnoy otsenki zavisimostey skorosti korrozii ot ekspluatatsionnykh faktorov dlya ob'yektov dobychi gaza]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2020, no. 4(84), pp. 44–51, ISSN 2070-6820. (Russ.).

УДК 665.725:339.5

О возможных проблемах расширения поставок сжиженного природного газа в страны ЕС в связи с начавшейся трансформацией европейского энергетического рынка

А.Г. Гречко^{1*}, В.С. Сафонов¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: A_Grechko@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. С начала 2022 г. в связи с резким обострением геополитической обстановки на европейском континенте и прекращением функционирования Североевропейского газопровода поставки российского трубопроводного природного газа в страны ЕС сократились в несколько раз. В статье анализируются проблемы расширения поставок сжиженного природного газа (СПГ) в страны Европейского союза, вызванные наложением кризиса поставок трубопроводного природного газа на качественные изменения структуры топливно-энергетического баланса с акцентом на масштабное использование возобновляемых природных источников энергии. Ввоз СПГ из различных новых источников потребует определенных мер по адаптации характеристик СПГ к требованиям европейских газовых сетей.

Рассмотрены сценарии развития энергетики мира и ЕС, в том числе: производство и потребление энергетических газов; динамика потребления природного газа по секторам экономики ЕС, структура промышленного энергопотребления в ЕС по отраслям промышленности, доля различных стран в импорте энергоносителей в ЕС, динамика развития ветряных и солнечных генерирующих мощностей. Проанализирована роль СПГ в энергетике мира и ЕС, в том числе: динамика развития мощностей по производству СПГ и изменения общего объема межрегиональной торговли СПГ по различным сценариям, импорт СПГ в Европу с разбивкой по странам, динамика строительства мощностей по регазификации, прогнозируемый спрос на СПГ в Европе. Обсуждаются требования к качеству СПГ, в том числе требования к значению высшей теплотворной способности в разных странах, данные о качестве СПГ, поставляемого различными производителями. Рассмотрены вопросы регулирования качества СПГ, в том числе технологии уменьшения и увеличения теплотворной способности.

Показано, что замещение выпадающих объемов российского природного газа в обозримой перспективе становится для ЕС серьезной технологической, финансовой, а возможно, и социальной проблемой. Необходимо также учитывать, что даже в случае если в ближайшие три-пять лет удастся перенаправить соответствующие объемы СПГ с азиатского на европейский рынок, внутренняя газотранспортная сеть Европы на сегодня не способна транспортировать в необходимых объемах регазифицированный природный газ с береговых терминалов СПГ к наиболее нуждающимся потребителям центральной и восточной Европы и требует соответствующей длительной и дорогостоящей реконструкции.

Сценарии развития энергетики мира и ЕС

В связи с активно развивающимся очередным глобальным энергопереходом и в рамках сформировавшейся после 2015 г. (Парижское соглашение) планетарной экологической повестки в мировой энергетике происходят качественные изменения структуры топливно-энергетического баланса с акцентом на масштабное использование (в основном в электроэнергетике) возобновляемых природных источников энергии с минимальными (нулевыми) выбросами в атмосферу парниковых газов (прежде всего CO₂). При этом доминировавшее еще относительно недавно представление об особой роли природного газа (ПГ) на достаточно длительный переходный период [1] как наиболее экологически чистого (по сравнению с углем и нефтью) энергоносителя с мощным ресурсным потенциалом и полностью сформированной рыночной инфраструктурой в современных прогнозах специализированных мировых агентств [2] на 10...20-летний период уже не выглядит столь однозначно (табл. 1).

Ключевые слова:

структура потребления природного газа, производство сжиженного природного газа, импорт сжиженного природного газа, Европейский Союз, качество газа, высшая теплотворная способность.

Таблица 1

**Производство и потребление энергетических газов в разбивке по сценариям,
энергоеквивалентов* млрд м³ ПГ [2]**

Отрасль экономики	Факт		Сценарий заявленной политики (STEPS)		Сценарий объявленных обязательств (APS)		Сценарий чистых нулевых выбросов к 2050 г. (NZE)	
	2010 г.	2021 г.	2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.
Спрос на газ, всего	3351	4248	4456	4661	4069	3568	3666	2681
Спрос на ПГ	3329	4213	4372	4357	3874	2661	3268	1159
• энергетика	1345	1633	1590	1469	1422	880	1177	119
• промышленность	701	882	1003	1116	891	644	802	213
• здания	757	886	890	852	737	372	486	-
• транспорт	108	147	159	172	126	58	99	12
• производство водорода	-	1	10	32	41	266	145	566
• другое	417	664	720	717	658	441	559	248
Добыча ПГ	3274	4149	4372	4355	3878	2660	3264	1178
• традиционный газ	2768	2964	2962	3025	2731	2016	2292	827
• нетрадиционный газ	506	1185	1410	1329	1147	644	972	351
Торговля ПГ	641	878	944	991	833	497	667	224
• сжиженный природный газ (СПГ)	275	450	559	649	545	324	443	153
• трубопроводный транспорт	366	428	385	342	288	173	224	71
Спрос на водород	-	1	21	81	100	752	299	1509
• энергетика	-	-	1	2	14	63	91	200
• промышленность	-	-	7	20	36	248	84	451
• здания	-	-	-	3	6	30	10	40
• транспорт	-	-	2	25	11	158	38	396
• производство топлив на основе водорода	-	-	1	11	19	229	60	395
• другое	-	1	10	20	15	24	16	27
Производство водорода	-	1	21	81	100	752	299	1509
• на основе ископаемых топлив с технологией улавливания CO ₂ (CCUS**)	-	1	8	25	29	192	103	406
• электролитическое	-	-	13	56	70	557	195	1097
• биоэнергетическое	-	-	-	-	1	4	1	7
Спрос на биогазы	22	35	70	244	123	339	199	404
• биогаз	21	27	46	102	58	142	59	138
• биометан	1	8	24	143	65	197	140	267

* Энергетический эквивалент ПГ представляет собой содержание энергии, выраженное в стандартизованных единицах объема ПГ. Для водорода, биогаза и биометана он рассчитывается исходя из энергосодержания этих видов топлива, а не из их объема. Используется коэффициент пересчета, равный 36 ПДж на 1 млрд м³;

** CCUS = улавливание, утилизация и хранение углерода.

В то же время можно ожидать, что доля ПГ в топливно-энергетических балансах ряда регионов, в том числе ЕС, будет оставаться весьма значительной по крайней мере на среднесрочную перспективу. На рис. 1 представлены объемы и структура потребления ПГ в ЕС за прошедшее десятилетие. Видно, что эти показатели были достаточно стабильны.

На сегодня в ЕС более 30 % ПГ используется для выработки электроэнергии и тепла на теплоэлектроцентралях, 24 % – домашними хозяйствами, 22,6 % – промышленностью

и 10,6 % – сферой услуг. На другие виды энергетического и неэнергетического использования приходится чуть более 11 % [4]. В промышленном секторе ЕС (рис. 2) энергия используется в первую очередь для производственных процессов, а также и в не связанных с технологическими процессами целях, таких как отопление, охлаждение или освещение помещений. При этом использование энергии ПГ составляет, по данным Евростата на 2021 г.: для производства стекла – 74 %, для производства неметаллических минеральных продуктов (кроме стекла и цемента) – 56,2 %,

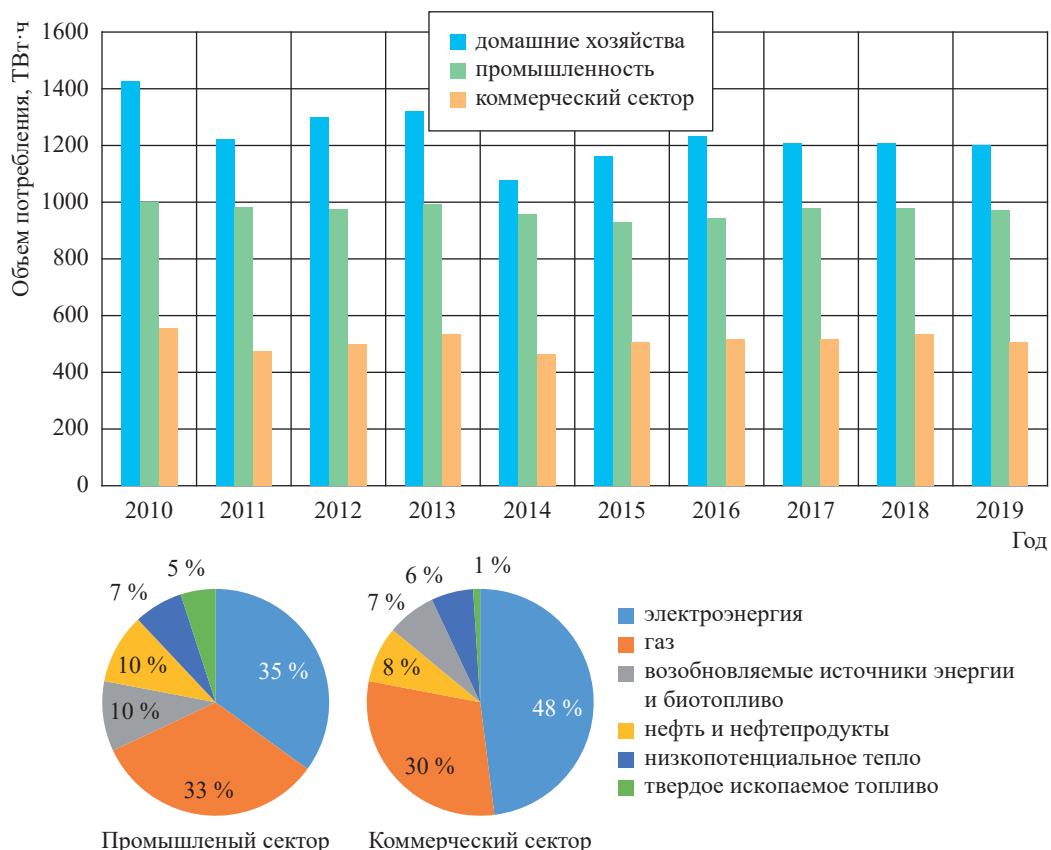


Рис. 1. Динамика потребления ПГ по секторам экономики ЕС за 2019 г. [3]

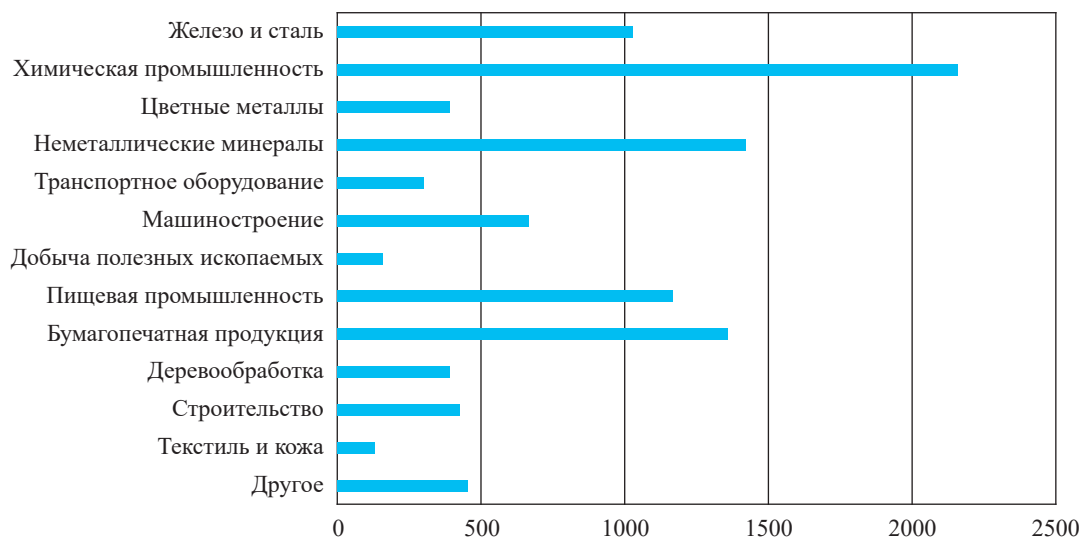


Рис. 2. Структура промышленного энергопотребления, ПДж, в ЕС по отраслям промышленности по состоянию на 2021 г.

Источник: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/8/86/Total_final_energy_consumption_by_industrial_sector%2C_EU%2C_2021_%28PJ%29.png

в химической промышленности – 35 %, для производства бумаги – 26 %.

Важно учитывать весьма высокую долю импорта в ЕС различных энергоносителей,

в том числе ПГ, и прежде всего из РФ (рис. 3). На рис. 4 показана структура поставок ПГ ПАО «Газпром» в страны ближнего и дальнего зарубежья.

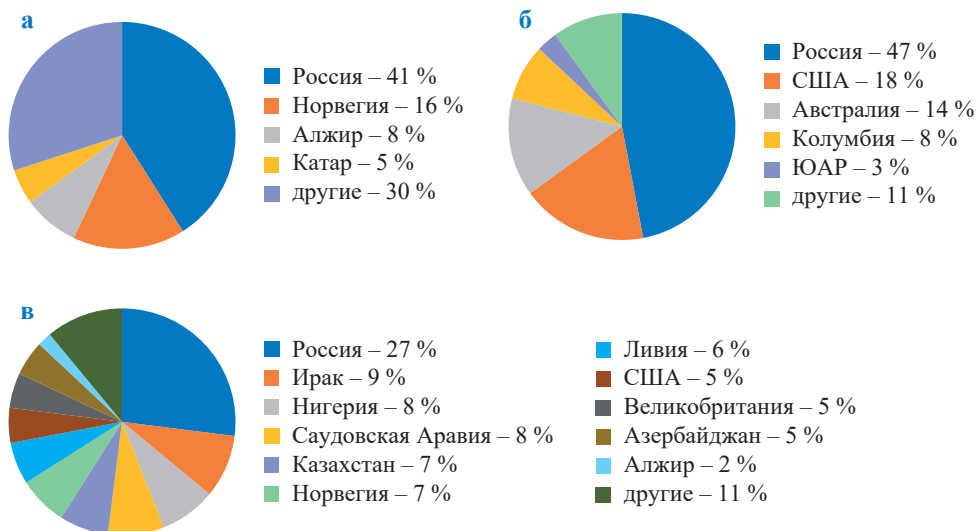


Рис. 3. Доля различных стран в импорте энергоносителей в ЕС (2020 г.): а – ПГ; б – уголь; в – сырая нефть

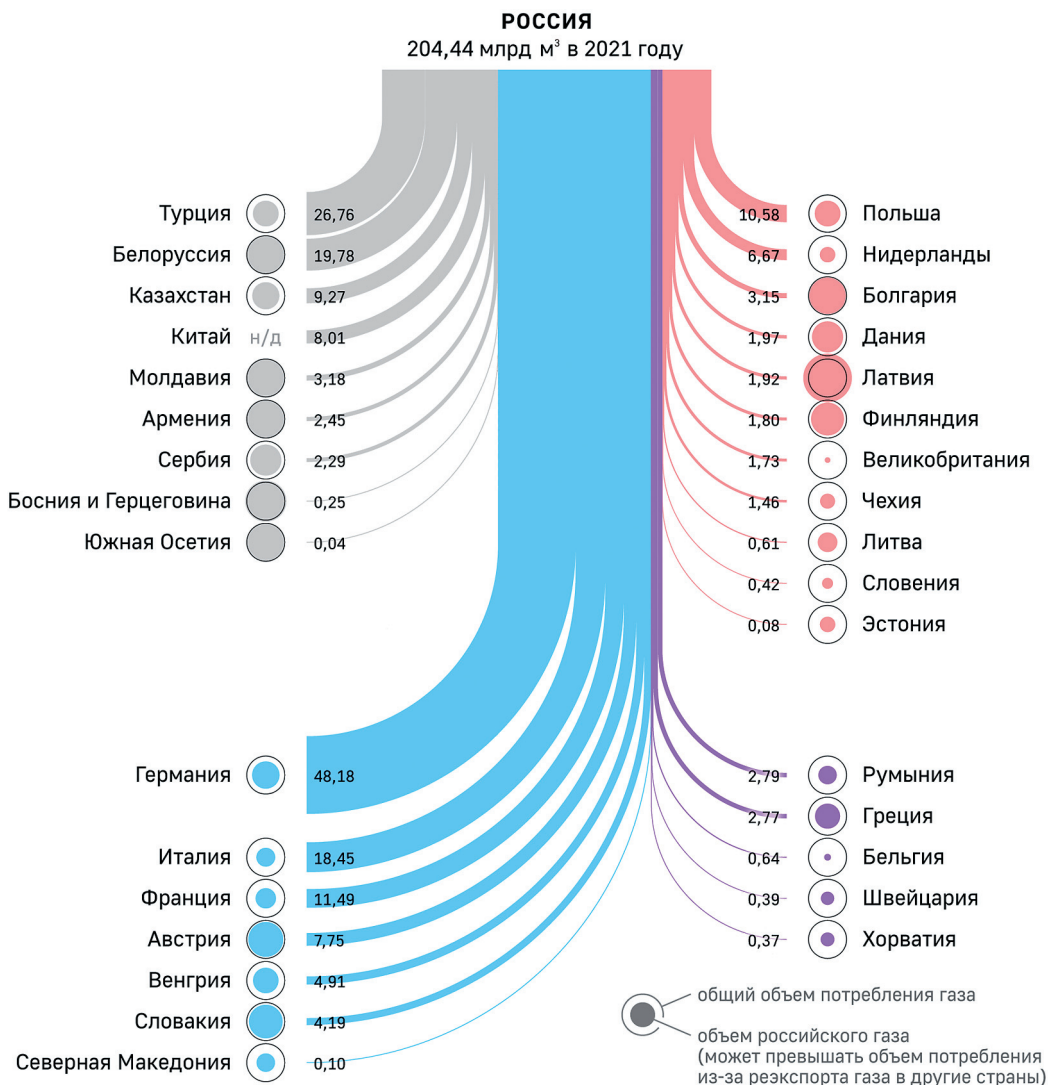


Рис. 4. Экспорт ПГ из РФ в 2021 г.
Источник: <https://tass.ru/infographics/9451>

С начала 2022 г. в связи с резким обострением геополитической обстановки на европейском континенте и прекращением функционирования Североевропейского газопровода поставки российского трубопроводного ПГ в страны ЕС сократились в несколько раз (рис. 5).

В рамках санкционной политики в ЕС принята специальная программа [5] ускоренного сокращения поставок ПГ из РФ, включающая в качестве основных следующие положения:

- существенное повышение энергоэффективности использования ПГ и, как следствие, общее сокращение его потребления;
- максимальное расширение ресурсного и производственно-технологического потенциала поставок нероссийского трубопроводного газа;
- резкое увеличение поставок газа в виде СПГ, создание и расширение соответствующей производственной инфраструктуры;
- интенсификация создания и/или совершенствования технологий улавливания и хранения (использования) двуокси углерода для ископаемых топлив с высоким углеродным следом;
- дальнейшее расширение использования возобновляемых источников (ВИЭ) для производства электроэнергии;
- ускоренное развитие и удешевление технологий производства, хранения, распределения и использования водорода различной «цветовой дифференциации».

Поскольку за последний год произошло существенное нарушение баланса спроса и предложения на энергетическом рынке ЕС, что неизбежно негативно отразится и на мировом рынке, возможности успешного решения перечисленных задач (причем именно в обозримой перспективе) являются далеко не очевидными. По мнению ряда зарубежных экспертов, это потребует от ЕС не только определенной перестройки энергетического сектора экономики, что связано с вероятной потерей ряда конкурентных ниш на мировом рынке в высокоэнергетозатратных отраслях (металл, стекло, цемент и т.п.), но и существенного повышения налоговой нагрузки, сопряженно с опасностью социальной нестабильности. Каждую из перечисленных проблем авторы считают необходимым рассмотреть в будущем более детально в контексте интересов ПАО «Газпром».

В данной работе акцентируется внимание на объективных возможностях альтернативных российским поставок ПГ в ЕС из других источников, а также связанных с ними изменений его качества. Крупнейшими рынками ПГ являются Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР) и Европа, на которые приходятся соответственно 37 и 39 % поставок сырья. Однако, если в АТР доминируют поставки газа в виде СПГ (83 % всех поставок), то в странах Европы 77 % поставок газа осуществляется трубопроводным транспортом, причем этот показатель

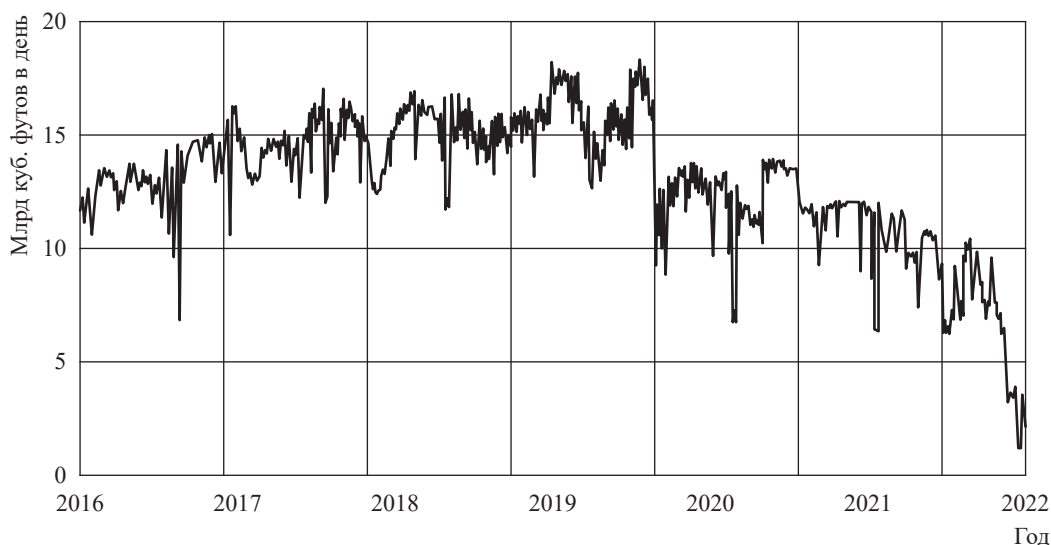


Рис. 5. Импорт трубопроводного ПГ в ЕС

Источник: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=53379>

для европейского рынка сокращается. Общий объем импорта газа странами Европы в 2021 г. составил 477 млрд м³, в том числе на трубопроводные поставки пришлось 369 млрд м³. Объем поставок из России по трубопроводам достиг 167 млрд м³, в виде СПГ – 17,4 млрд м³. Норвегия поставила на рынок Европы 113 млрд м³ газа, Алжир – 49,5 млрд м³ (34,1 – трубопроводы, 15,4 – СПГ).

АТР – второй регион по объему чистого импорта ПГ с суммарным объемом импорта 446 млрд м³, в том числе 371,8 млрд м³ поставляется в виде СПГ. При этом регион обладает высоким потенциалом увеличения спроса на внешние поставки энергоносителей.

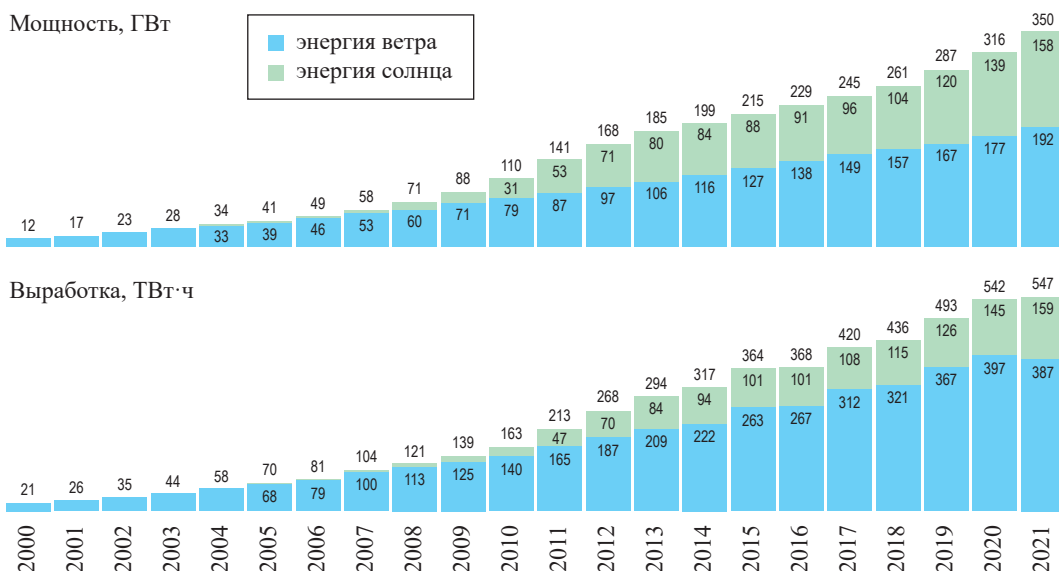
Как отмечено выше, одним из доминантных направлений развития энергетики является замещение ископаемых видов топлива на возобновляемые природные источники энергии, в первую очередь – ветер и солнце. Этой проблеме в течение последнего десятилетия в ЕС уделялось огромное внимание, включая различные варианты масштабной государственной поддержки. На рис. 6 представлены показатели развития ветро- и солнечной электрогенерации в ЕС.

По состоянию на 2021 г. вклад ВИЭ в производство электроэнергии по странам ЕС составил, %: Дания – 51,9; Люксембург – 43,4; Литва – 36,9; Испания – 32,9; Ирландия – 32,9;

Португалия – 31,5; Германия – 28,8; Греция – 28,7; Великобритания – 25,2; Нидерланды – 24,6; Швеция – 16,6; Италия – 16; Румыния – 14; Финляндия – 11,8; Польша – 11,2; Франция – 9,4; Норвегия – 7,5. Планируемая доля выработки электроэнергии на ВИЭ в ЕС: 2030 г. – 50 %, 2040 г. – 65 %, 2050 г. – 80 %. Следует, однако, учитывать, что при этом в большинстве стран ЕС имеются выраженные ограничения по свободным площадям земли для размещения объектов ВИЭ и особенно по возможным ресурсам пресной воды (для производства электролизного водорода с электроэнергией от ВИЭ). Кроме того, на сегодня основные объемы редкоземельных элементов и металлов, необходимых для технологий ВИЭ и производства водорода, добываются и перерабатываются в Китае или в подконтрольных ему странах, что переводит вопросы надежности поставок соответствующего оборудования в ЕС и формирования свободного конкурентного рынка в плоскость большой геополитики.

Роль СПГ в энергетике мира и ЕС

Как отмечено выше, в качестве основной альтернативы поставкам российского трубопроводного газа в ЕС рассматривается расширение географии и объемов поставок СПГ. В этой связи кратко остановимся на состоянии этого вопроса.



Источник:

Обзор европейской электроэнергетической отрасли на начало 2022 г., подготовленный Ember.

Расчетные данные о мощности за 2021 г. взяты из Справочника МЭА по ДВ». Данные о мощности за 2000–2020 гг. получены из публикаций Международного агентства по ВИЭ (IRENA).

Рис. 6. Динамика ветряных и солнечных генерирующих мощностей в ЕС [6]

На рис. 7 представлены ретроспектива и актуализированная прогнозная динамика развития мировых мощностей по производству СПГ [2] по различным сценариям (см. табл. 1).

По итогам 2021 г. в мире действовали около 56 комплексов по сжижению природного газа, совокупная мощность которых составляла более 631 млрд м³, из них 33 % (206 млрд м³) сосредоточены в АТР [7]. В этом регионе лидирующую позицию по совокупным мощностям заводов занимает Австралия – 33 %, 20 % приходится на Индонезию и 18 % – на Малайзию (табл. 2).

Ведущими производителями и поставщиками СПГ на мировой рынок являются Австралия и Катар, экспорт которых по итогам 2021 г. составил соответственно 108,1 и 106,8 млрд м³ (рис. 8). Экспорт

австралийского СПГ полностью ориентирован на страны АТР. Основные направления поставок: Китай (40 %), Япония (34 %) и Южная Корея (12 %). Катар поставляет СПГ как в страны Европы (21 %), так и в страны АТР (72 %). При этом доля азиатского направления в структуре экспорта Катара растет. Крупнейшими покупателями катарского СПГ являются Индия (13 %), Южная Корея (15 %), Китай (12 %) и Япония (12 %).

Высокими темпами растет производство и экспорт СПГ в США, увеличившись за 2021 г. в 1,5 раза. В 2021 г. основными направлениями экспорта СПГ из США были: Китай (13 %), Южная Корея (13 %), Япония (10 %), Бразилия (9 %). При этом ожидается, что уже в ближайшее время США станут лидерами по объему производства

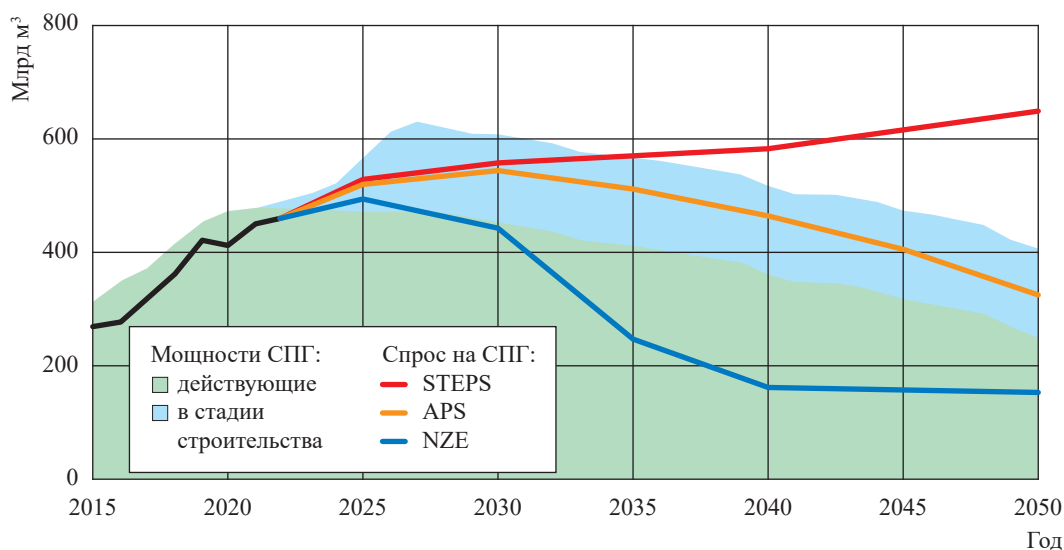


Рис. 7. Динамика развития мощностей по производству СПГ и общего объема межрегиональной торговли СПГ по различным сценариям [2]

Таблица 2

Региональное распределение мощностей по производству СПГ в 2021 г. [7]

Регион	Крупнейшие заводы региона	Производственная мощность, млрд м ³	Доля региона, %	Загруженность производственных мощностей, %
Северная и Южная Америка	Sabine Pass LNG, Freeport LNG, Atlantic LNG, Cameron LNG, Corpus Christi	149	23,2	72,7
Европа и СНГ	«Ямал СПГ», «Сахалин-2»	45	7,0	97,1
Ближний Восток	Qatargas 2, Rasgas 3	136	21,2	95,4
Африка	Nigeria LNG, Arzew GL 1Z-GL2Z	101	15,8	57,8
АТР	Bontang LNG, North West Shelf LNG, Gorgon LNG, MLNG Dua, Australia Pacific LNG, Ichthys LNG, Wheatstone LNG, Queensland Curtis LNG, MLNG Satu	211	32,9	57,8
Итого		642	100,0	76,0

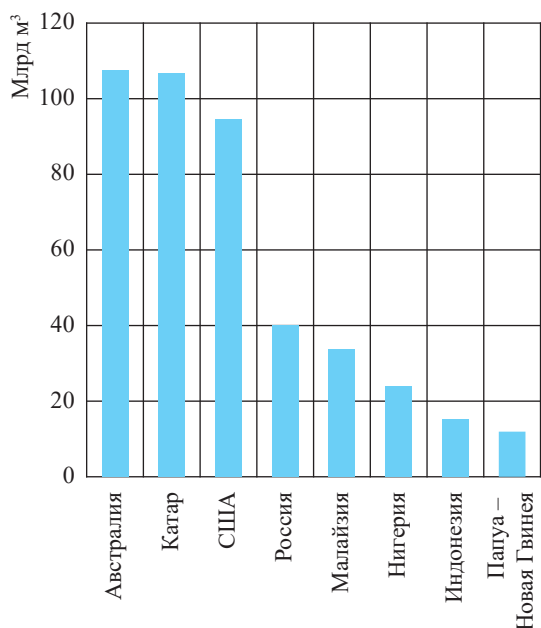


Рис. 8. Крупнейшие экспортеры СПГ в 2021 г. [7]

и экспорта СПГ, нарастив производственные мощности на 20 млн т за счет ввода в эксплуатацию новых мощностей: завода Calcasieu Pass LNG и 6-й очереди завода Sabine Pass LNG.

АТР находится на первом месте по импорту СПГ – 72 % в структуре международных поставок. Лидером по объему импорта СПГ в 2021 г. стал Китай (крупнейшими поставщиками являются Австралия, Катар, Индонезия и Россия).

На европейский рынок поставляется около 21 % мирового импорта СПГ. В 2022 г. импорт СПГ в Европу увеличился на 60 % (рис. 9) по сравнению с предыдущим годом. В 2021 г. крупнейшим импортером СПГ были Испания (20,6 млрд м³), Франция (18,2 млрд м³), Великобритания (15,5 млрд м³) и Турция (14,3 млрд м³). В 2022 г. крупнейшими импортерами СПГ стали Франция (35,7 млрд м³), Испания (29,5 млрд м³) и Великобритания (26,5 млрд м³), за которыми следовали Нидерланды (17,1 млрд м³),

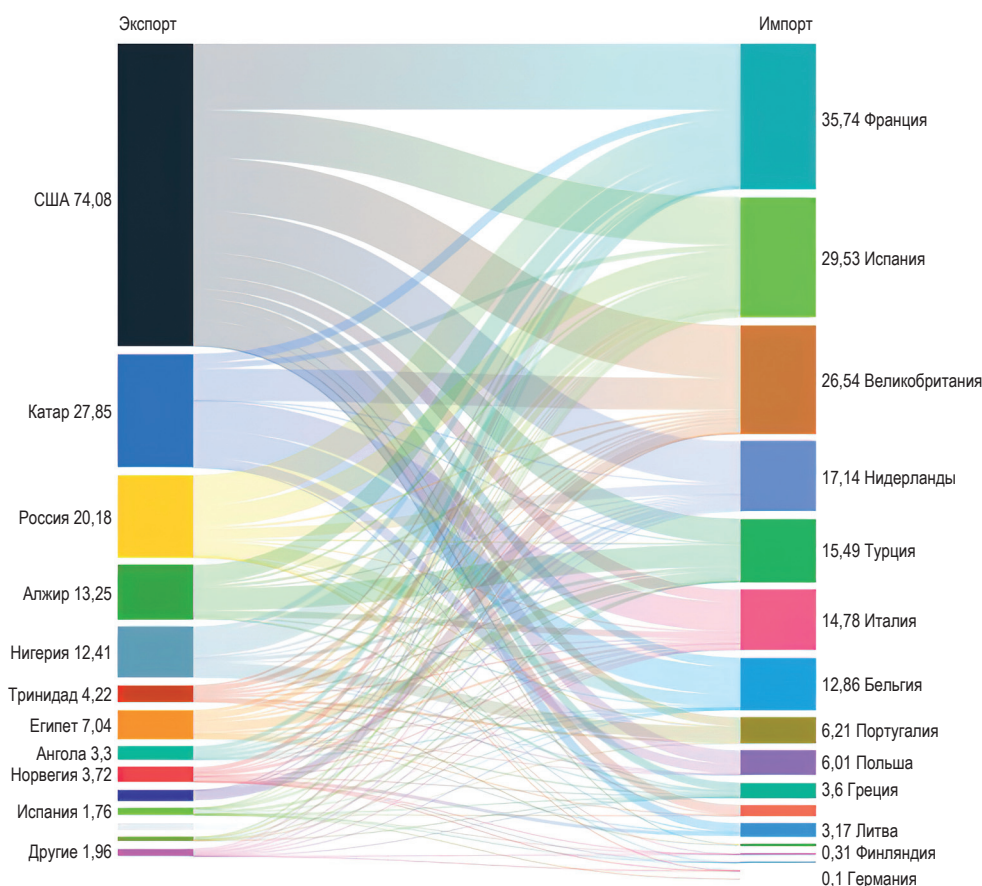


Рис. 9. Импорт СПГ в Европу в 2022 г. с разбивкой по странам, млрд м³

Источник: <https://icefa.org/european-lng-tracker>

Турция (15,5 млрд м³), Италия (14,8 млрд м³) и Бельгия (12,9 млрд м³). Наибольший прирост импорта СПГ в 2022 г. по сравнению с 2021 г. наблюдался в Бельгии (136 %), за ней следовали Франция (96 %), Нидерланды (94 %), Литва (88 %) и Великобритания (71 %).

В 2021 г. в мире действовали около 144 терминалов по регазификации СПГ, из них 112 наземных, 30 морских и два оффшорных (в Италии и Малайзии) [7]. Совокупная мощность терминалов по регазификации в мире составила 901,9 млн т СПГ в 2021 г. и увеличилась за 2022 г. на 49,8 млн т. Заметим, что с 2022 г. в мире существует дефицит плавучих установок для регазификации и хранения СПГ. Спрос на плавучие регазификационные установки объясняется рядом их преимуществ относительно наземных: мобильностью, более низкой стоимостью строительства портовой инфраструктуры, коротким сроком строительства (один-три года).

По итогам 2021 г. в мире наблюдался явный разрыв между мощностями по регазификации СПГ и по сжижению ПГ. Иными словами, во всех странах – импортерах СПГ регазификационные мощности были загружены не полностью, а во многих уровень загрузки был ниже 50 % (рис. 10).

Существующая и планируемая (включая стадии проектирования и строительства) сеть СПГ-терминалов в Европе представлена на рис. 11.

В то же время наблюдается большое несоответствие между прогнозируемым спросом на СПГ в Европе и новыми строящимися и планируемыми мощностями по регазификации (рис. 12). Институт энергетической экономики и финансового анализа (англ. Institute for Energy Economics and Financial Analysis, IEEFA) прогнозирует увеличение спроса на СПГ на 33 млрд м³ (19 %) в 2023 г. Однако ожидается, что уже в 2024 г. спрос упадет на 5 % и заметно сократится в дальнейшем (как минимум на 40...45 % по сравнению со значениями 2019 г.) после реализации мер, изложенных в планах ЕС.

Как отмечено выше, расширение новых проектов по сжижению ПГ, особенно в США, увеличивает мировые поставки СПГ в 2023 г. до 460 млн т, что эквивалентно 635 млрд м³ ПГ в регазифицированном виде. Несмотря на определенный бум производства, мировой рынок СПГ будет в 2023–2026 гг. ограничен [7]. Основные причины: опережающий рост спроса на газ в Китае и странах Азии, а также всплеск спроса в Европе, которая столкнулась с необходимостью восполнить потерянные объемы российского трубопроводного газа. По оценкам Bloomberg, ежегодный рост спроса на СПГ в период 2023–2026 гг. составит около 18 % в годовом исчислении.

Наблюдаемое V-образное восстановление китайской экономики может существенно ускорить рост спроса на ПГ, прежде всего

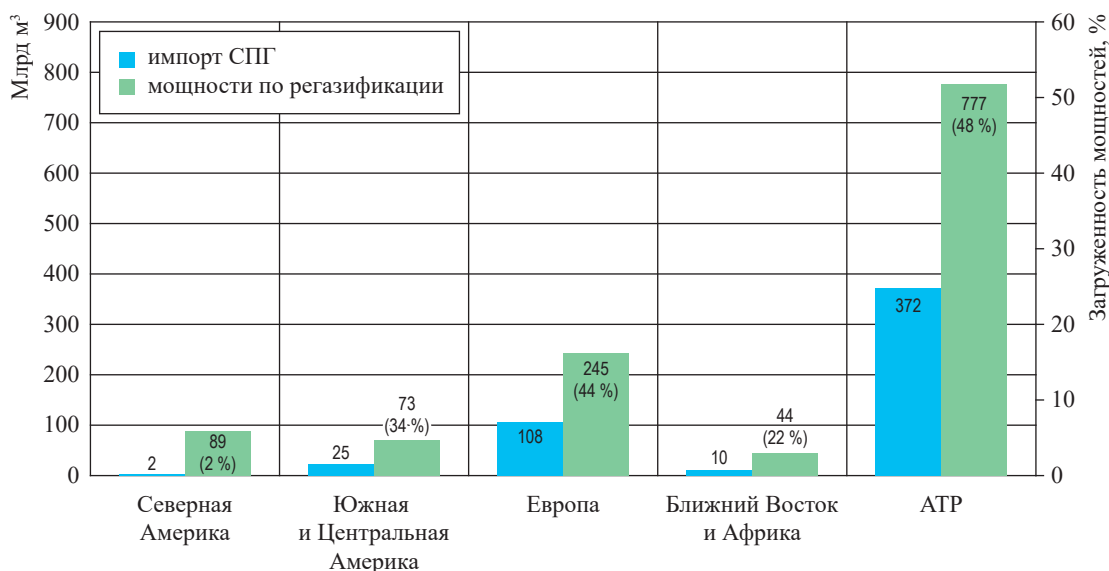


Рис. 10. Мощности по регазификации и импорт СПГ по регионам мира за 2021 г. [7]. В скобках указана степень загрузки мощностей

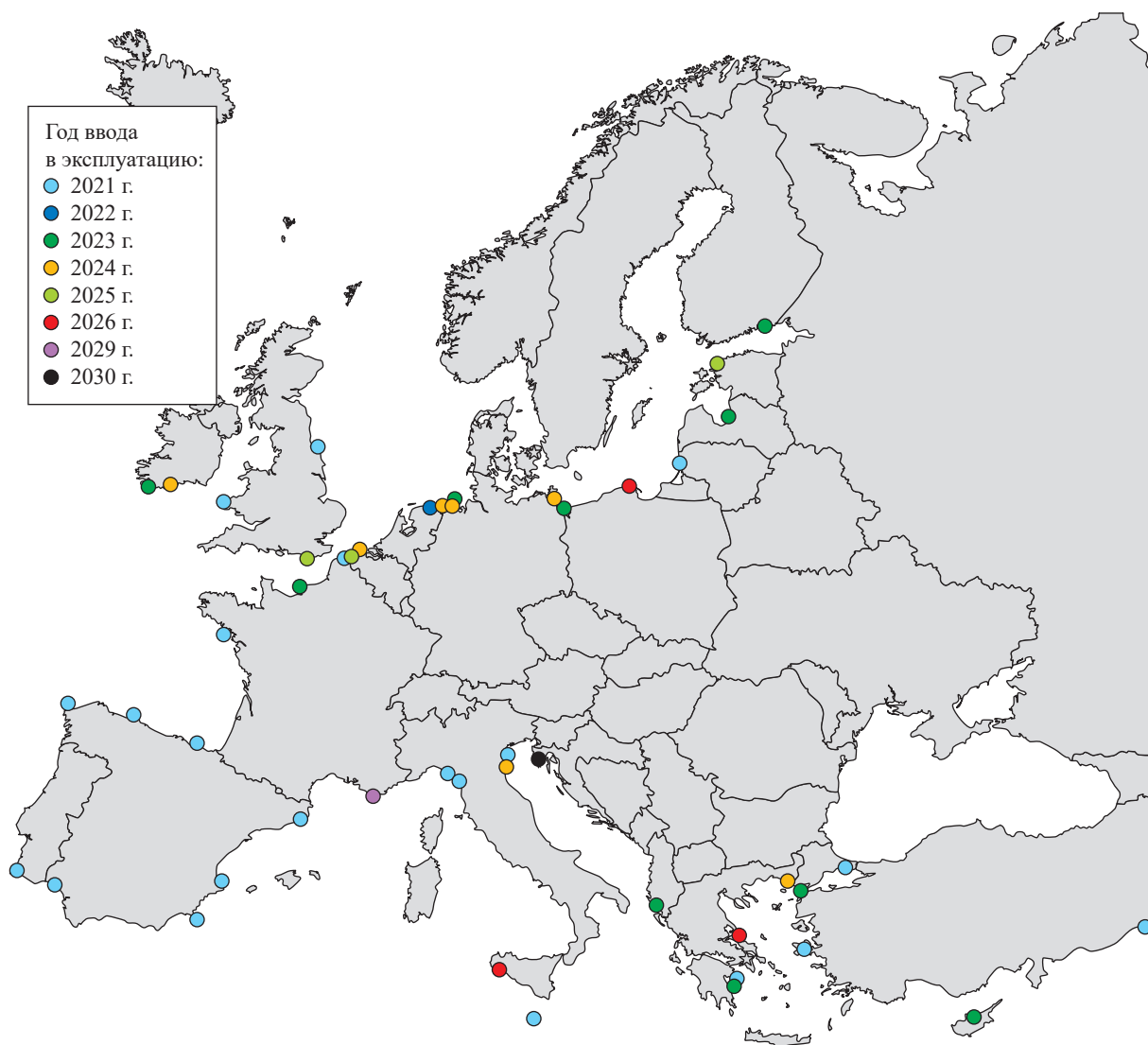


Рис. 11. Существующая и планируемая инфраструктура терминалов СПГ в Европе

Источник: <https://ieefa.org/european-lng-tracker>

в виде СПГ. Этот фактор сегодня не в полной мере учтен в оценках роста спроса и в заложенных мощностях создаваемых СПГ-проектов. По оценкам экспертов, мировой спрос на СПГ не достигнет пика в ближайшие по крайней мере 20–30 лет. Как следствие предложение будет оставаться «структурно недостаточным» до тех пор, пока не появятся значительные новые производственные мощности, что произойдет не ранее 2026–2027 гг. Вероятно, что на фоне ограниченного предложения цены на СПГ останутся до этого времени на повышенном уровне относительно их средних значений в 2017–2019 гг. (до пандемии). При этом объем инвестиций, необходимых для создания значительных новых производственных мощностей по добыче и сжижению ПГ, остается

недостаточным в условиях опережающего роста спроса. Это связано с тем, что европейские правительства пока рассматривают СПГ как переходной вид топлива на пути к развитию возобновляемых источников энергии в рамках глобальной климатической повестки и из-за этого пока отказываются заключать долгосрочные контракты, маневрируя на коротких горизонтах.

В свою очередь крупные производители, такие как Катар, готовы инвестировать в развитие газодобычи и сжижения только при заключении юридически обязывающих контрактов сроком на 20–30 лет, которые могли бы им гарантировать наличие долгосрочных рынков сбыта и соответствующих доходов. На этом фоне даже Норвегия – старейший

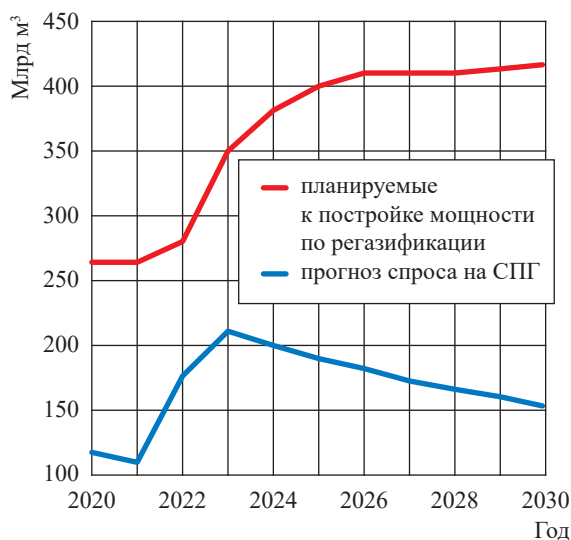


Рис. 12. Мощности по регазификации и прогноз спроса на СПГ в Европе

Источник: <https://ieefa.org/european-lng-tracker>

и крупнейший поставщик газа в Европу – отказалась увеличивать добычу газа на своих месторождениях: в ближайшие 4–5 лет она останется на уровне 122 млрд м³.

В связи с недостатком инвестиций свободные мощности по производству СПГ в мире практически полностью отсутствуют, а долгосрочные контракты на поставку СПГ полностью «распроданы» до 2026 г. даже с учетом перспективных мощностей, ожидаемых к запуску в ближайшие годы. Это может привести к усилению глобальной конкуренции за поставки СПГ. При этом основная часть действующих контрактов – около 60 % – оформлена на условиях гибкого пункта назначения. Это играет важную роль в обеспечении ликвидности краткосрочного и спотового рынков СПГ, однако также обеспечивает сохранение текущей волатильности цен.

Острой самостоятельной проблемой является строительство дополнительных крупнотоннажных танкеров СПГ.

Кроме того, в период с 2022-го по 2025 г. истекают контрактные сроки действующих соглашений на поставку СПГ в объеме около 180 млрд м³ в регазифицированном виде, а в период с 2026-го по 2030 г. – еще на 135 млрд м³. К 2025 г. в АТР, который в настоящее время является крупнейшим держателем контрактных объемов на поставку СПГ, завершатся почти 40 % действующих контрактов, а в Европе за тот же период – около 27 %.

Чтобы привлечь СПГ, необходимый для замены российского трубопроводного газа, европейским потребителям придется предлагать более высокие цены, чем в Азии. Потенциальный дефицит газа в Европе будет нести экзистенциальную угрозу энергетической безопасности всего региона. В отсутствие альтернатив такие угрозы стирают границы разумных с точки зрения рентабельности цен на энергоносители, что делает маловероятным практическую реализацию европейских планов начать регулировать ценообразование на рынке газа.

Европе нужно заместить 155...175 млрд м³ ПГ в год, которые ранее поставлялись по газотранспортным магистралям ПАО «Газпром». За счет увеличения поставок СПГ, а также альтернативных трубопроводных поставок из Норвегии и других стран в 2022 г. Европа смогла заместить примерно 70 млрд м³, или менее половины от российских поставок 2021 г. Так, поставки по трубопроводу из Норвегии выросли на 8 % (9 млрд м³), потоки из Азербайджана по трансадриатическому трубопроводу увеличились на 39 % (3,2 млрд м³, до 11,4 млрд м³). Импорт СПГ вырос почти на 65 % и достиг более 110 млрд м³, что является самым высоким показателем. При этом поставки СПГ из Соединенных Штатов в Европейский Союз в третьем квартале 2022 г. впервые в истории превысили объем российского трубопроводного экспорта.

Вместе с тем альтернативные поставщики трубопроводного газа и СПГ из Норвегии, Катара, США, Алжира и Азербайджана исчерпали все свободные мощности. Кроме того, половина СПГ, купленного ЕС в 2022 г., была перенаправлена из Китая, где спрос сдерживался по причине спада экономики страны из-за карантина. С учетом отмены карантина и ожидаемого ускорения темпов роста экономики Китая маловероятно, что ЕС сможет аккумулировать аналогичный объем СПГ в 2023 г., что еще больше усиливает напряженность на рынке.

В то же время ожидание высоких цен может подтолкнуть ряд производителей к увеличению инвестиций в объекты по сжижению газа. Однако большинство из них, как уже отмечалось, вряд ли увеличат предложение до 2026 г., учитывая время, необходимое для проектирования и строительства заводов по сжижению, а также сопутствующей терминальной инфраструктуры и флота газозовозов.

В дополнение к диверсификации поставок Европейский Союз также предпринял другие шаги для повышения энергетической безопасности. Среди них установление минимальных уровней хранения газа в хранилищах и реализация мер по энергосбережению на предстоящую зиму. Благодаря экономии и закупке СПГ «по любой цене» хранилища ЕС были заполнены более чем на 90 % по состоянию на конец 2022 г., однако существенное снижение поставок газа из России очевидно затруднит их пополнение в 2023 г.

Необходимо отметить, что, несмотря на стремление ЕС отказаться от российского газа, поставки российского СПГ в Европу в 2022 г. достигли 17 млн т (23,5 млрд м³ в регазифицированном виде). За счет этого Россия заняла третье место по объемам поставок СПГ в Европу после США и Катара.

В целом глубина и интенсивность возникшего кризиса привели к опасениям по поводу будущей стоимости и доступности ПГ, что подорвало уверенность в его надежности и нанесло серьезный ущерб идее использования его в качестве основного экологичного топлива переходного периода. В результате эпоха стремительного глобального роста спроса на ПГ подходит, видимо, к концу. В представленном выше сценарии STEPS (см. табл. 1) предполагается рост спроса менее чем на 5 % в период с 2021-го по 2030 г. по сравнению с ростом на 20 % в период с 2011-го по 2020 г. Затем он остается примерно на уровне 4400...4600 млрд м³ с 2030 г. до 2050 г., поскольку рост на развивающихся рынках и развивающихся экономик компенсируется снижением в странах с развитой экономикой. В сценарии APS спрос в 2030 г. будет на 10 % ниже, чем в 2021 г. В сценарии чистых нулевых выбросов (NZE) к 2050 г. спрос упадет на 26 % по сравнению с 2030 г. и на 75 % по сравнению с сегодняшним днем.

Требования к качеству СПГ

Как отмечено выше, в странах ЕС на сегодня происходят существенные изменения в объемах и географии поставок ПГ. В этой связи для сформировавшейся в ЕС в течение длительного времени газоиспользующей инфраструктуры остро встают вопросы как о приемлемости получения ПГ в виде СПГ от различных новых поставщиков, так и о контроле его качества.

Требования к качеству ПГ преследуют несколько целей: предотвращение коррозии и выпадения жидких углеводородов в трубопроводах, а также сохранение неизменными показателей работы газогорелочного оборудования потребителей. Предприятия по производству СПГ обычно очищают газ от CO₂ до 50 млн⁻¹, чтобы избежать выпадения твердой фазы в криогенном оборудовании. Требования по H₂S определяются в основном японским рынком, который лимитирует его содержание до 5 мг/м³ и общей серы до 30 мг/м³. Аналогичные требования предъявляют Европа и США (за исключением Калифорнии).

Чтобы предотвратить выпадение жидкости, компании по транспортировке газа в своих требованиях к качеству ограничивают количество бутанов, пентанов и более тяжелых углеводородов. Заводы по производству СПГ также должны удалять эти компоненты, чтобы предотвратить их замораживание в процессе сжижения. Удаленные тяжелые углеводороды являются побочным продуктом, который обычно пользуется самостоятельным спросом на рынке углеводородного сырья.

Основной характеристикой качества газа является его теплотворная способность, количественной мерой которой служит высшая теплотворная способность (ВТС). Требования по теплотворной способности определяют взаимозаменяемость газов. ВТС значительно изменяется в зависимости от состава исходного сырьевого газа, и поэтому взаимозаменяемость СПГ, произведенного на разных заводах, является достаточно серьезной проблемой (рис. 13). Так, страны Атлантического бассейна используют регазифицированный СПГ с более низкой ВТС. Потребители АТР предпочитают закупать СПГ с повышенной ВТС.

На рис. 14 представлены данные о качестве СПГ, поставляемого различными производителями. Как видно на рис. 14, рынки Соединенных Штатов Америки и Великобритании предпочитают обедненный газ. При этом могут возникнуть проблемы взаимозаменяемости СПГ в случае поставки более жирного СПГ: его придется кондиционировать путем уменьшения числа Воббе (W) и ВТС, что повысит его стоимость и может привести к нерентабельности поставок.

Япония и другие страны АТР предпочитают «жирный» газ, который в случае поставок тощего газа несложно получить путем

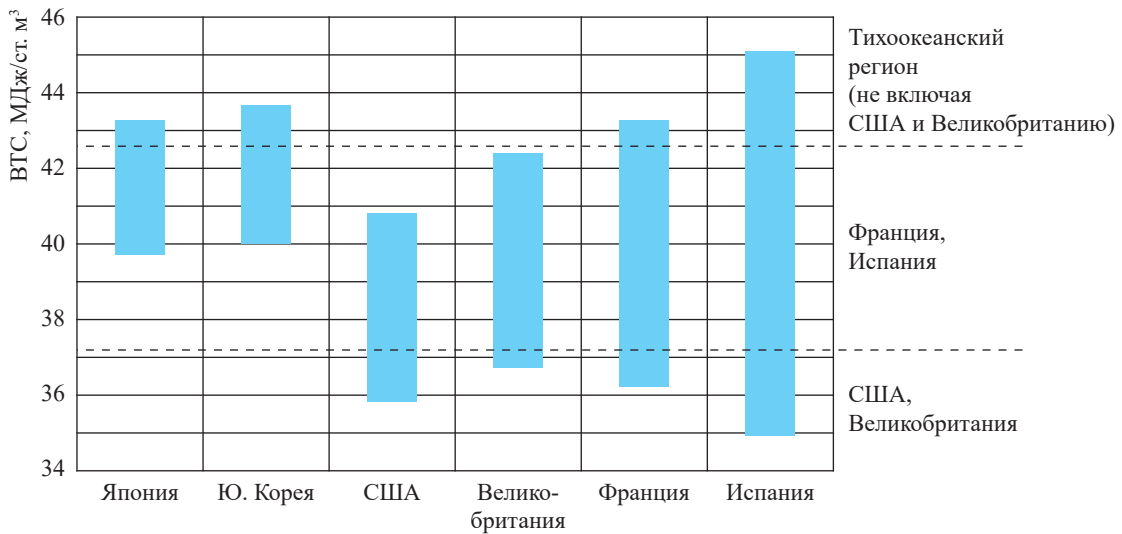


Рис. 13. Требования к ВТС в разных странах [8]

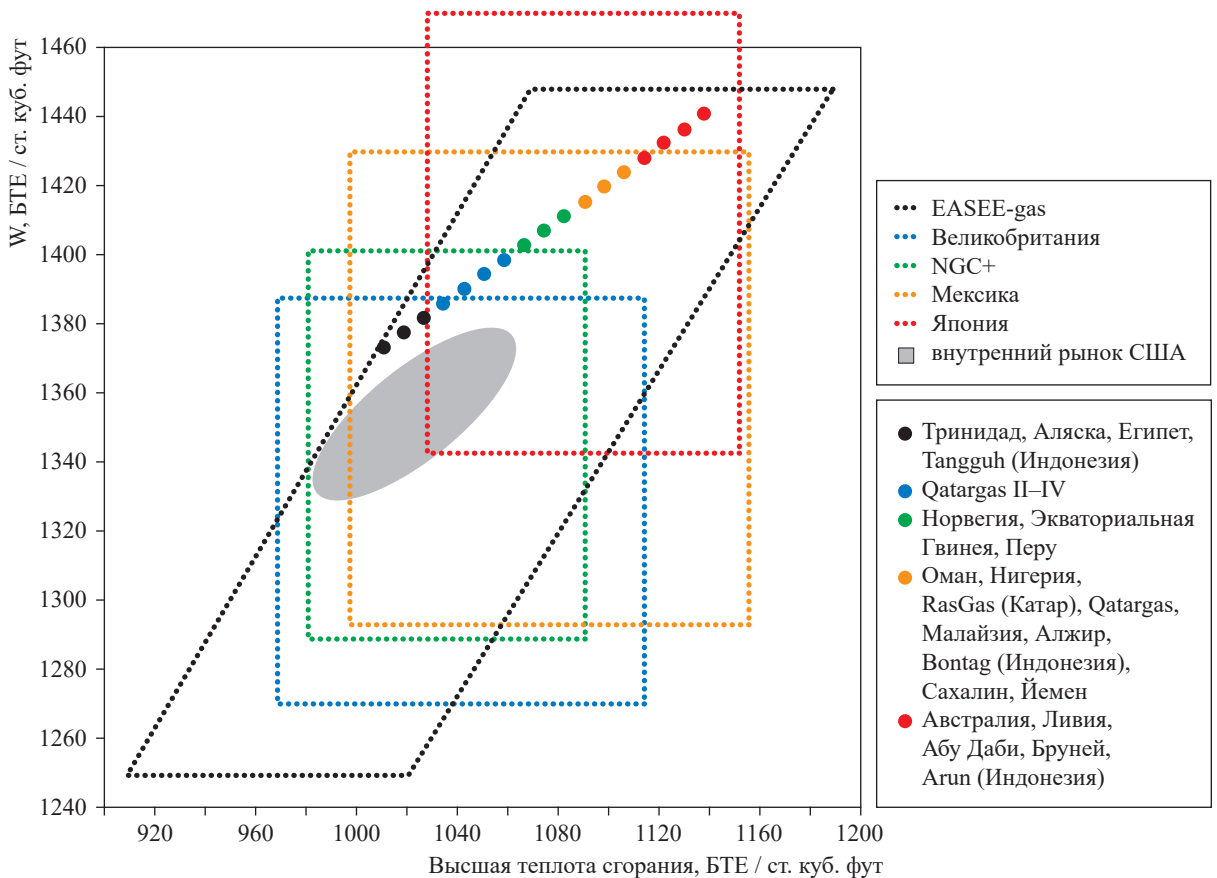


Рис. 14. Данные о качестве СПГ, поставляемого различными производителями (цветные точки), совмещенные с «конвертами» требований Совета по природному газу США (NGC+) и характеристиками ПГ внутреннего рынка США, Европейской ассоциации по оптимизации обмена энергией (EASEE-gas), Великобритании, Мексики и Японии [9]

подмешивания сжиженного углеводородного (нефтяного) газа (СУГ) к СПГ. Тем не менее поставка «тощего» СПГ на данный рынок может быть невыгодна, так как покупатель учтет в цене на СПГ свои затраты на доведение продукта до нужных кондиций.

Регулирование качества СПГ

Для поставщиков СПГ целесообразно корректировать качество производимого СПГ в сторону определенного рынка, где он планируется к продаже. Целевое снижение ВТС возможно либо за счет увеличения в СПГ содержания азота, либо за счет извлечения из него СУГ. Однако при извлечении СУГ производительность завода СПГ снижается, и если дополнительно не увеличивать мощность предприятия, то стоимость производства тонны СПГ возрастает, поскольку стоимость извлечения СУГ может быть существенной. Следующий фактор – извлечение пропана и бутанов. В качественных характеристиках ПГ, как правило, дается диапазон с максимальной и минимальной ВТС. Если ориентируются на минимальный предел ВТС, то производят более глубокое извлечение пропана и бутанов, если ориентируются на максимальный – наоборот. Степень извлечения СУГ определяется как рынком потребления СПГ, так и рынком потребления СУГ. Существенное значение имеют цена на СУГ или его компоненты, а также доступность рынков. Если суммарные выгоды от реализации СПГ с минимальной ВТС и СУГ превышают выгоды от продажи СПГ с максимальной ВТС,

то в этом случае проводят более глубокое извлечение СУГ, и наоборот.

Технология уменьшения теплотворной способности за счет рециркуляции СУГ основана на добавлении холодной жидкости в поток ПГ (рис. 15). Преимущество этого способа в том, что процесс извлечения СУГ в основном интегрируется с процессом сжижения, и оборудование нетрудно спроектировать для работы как в режиме извлечения, так и без него. При наличии свободных площадей возможна реконструкция завода, если при его строительстве не были предусмотрены циклы извлечения СУГ. В то же время, процессы с рециркуляцией СУГ эффективны до определенного уровня. Если должно быть извлечено 60...70 % пропана, то установка с рециркуляцией СУГ работает эффективно, а если необходимо извлечь 80 % СУГ и более, следует применять другие схемы, например, с турбодетандерами (рис. 16) [10].

Еще один метод повышения доли извлечения СУГ – добиться более низкой температуры в скрубберной колонне. Это может быть сделано за счет увеличения расхода обратного потока (использовать в конденсаторе модифицированной скрубберной колонны хладагент с более низкой температурой кипения, например смесь пропана с более легкими углеводородами вместо чистого пропана) и исключения из схемы ребойлера скрубберной колонны (рис. 17).

Если необходимо существенно изменить число Воббе, то добавление азота может быть более эффективным, чем извлечение СУГ. Национальные стандарты США по качеству

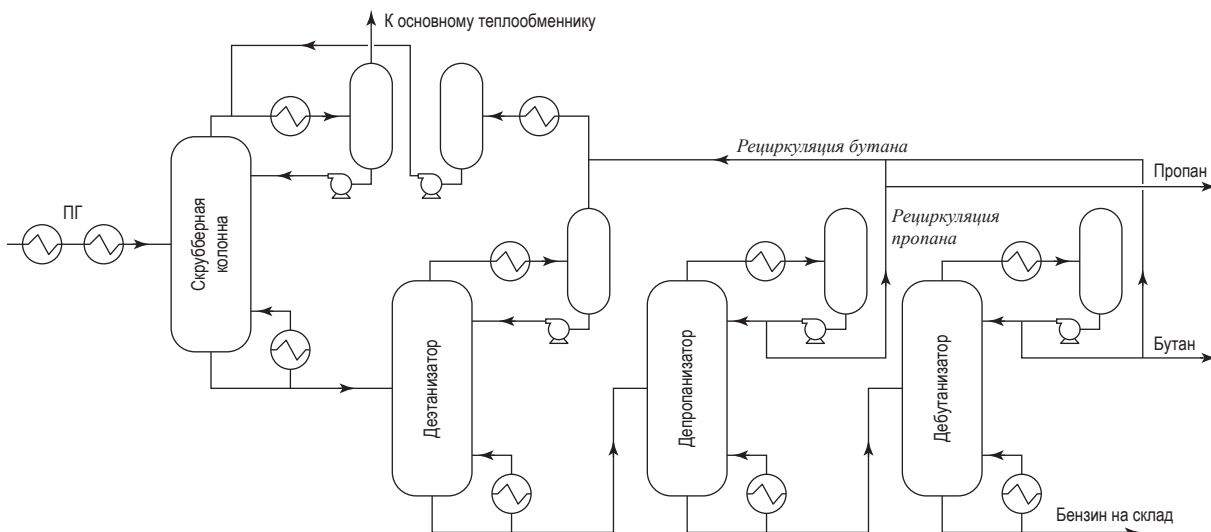


Рис. 15. Процесс рециркуляции СУГ [10]

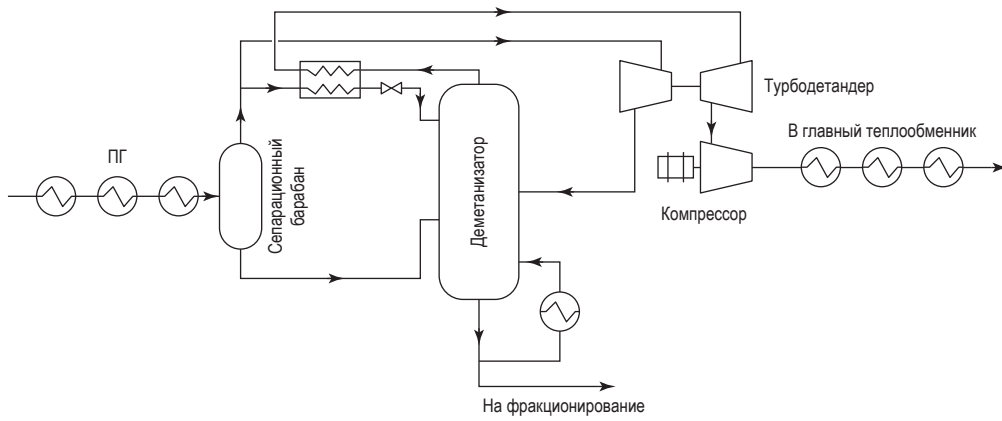


Рис. 16. Процесс с турбодетандером [10]

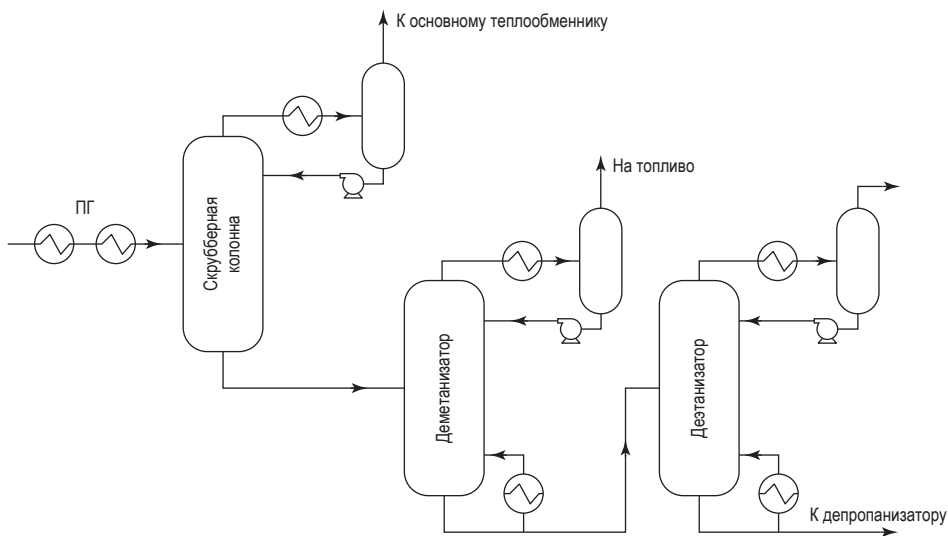


Рис. 17. Схема со скрубберной колонной после модификации [10]

трубопроводного газа допускают содержание азота до 3 % (мол.). Азот часто присутствует в ПГ, и иногда его концентрация превышает 5 %. Для того чтобы азот остался в СПГ, необходимо лишь переохладить его, что требует увеличения затрат примерно на 4 % на 1 т продукта в час при повышении концентрации азота на 1 %. На рис. 18 показано влияние извлечения СУГ и добавления азота на ВТС.

Единственным практическим методом повышения ВТС (помимо смешивания с газом из другого источника) является добавление СУГ. Это относительно простой процесс, поскольку СУГ при давлении в трубопроводе может закачиваться как жидкость, а его смешивание с ПГ не представляет трудностей.

При прочих равных условиях дешевле транспортировать и хранить СУГ и СПГ отдельно друг от друга и добавлять СУГ в СПГ

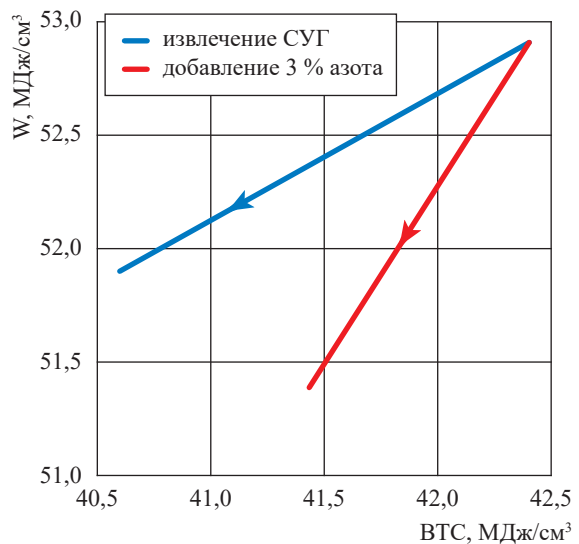


Рис. 18. Влияние извлечения СУГ и добавления азота на число Воббе и ВТС [10]

непосредственно перед подачей в трубопровод потребителю. Однако если площадь приемного терминала невелика, приходится смешивать СУГ и СПГ до экспорта. Заметим, что закачивать СУГ, имеющий температуру минус 40 °С, в СПГ, температура которого минус 160 °С, в одну ступень неэффективно. Другой метод – закачка СУГ в жидкий метан на нескольких уровнях давления или при предварительном охлаждении СУГ перед закачкой до температуры СПГ. Охлаждение СУГ – дорогостоящий процесс, поэтому, как правило, СУГ продается как отдельный продукт, а не как компонент для СПГ. Кроме того, транспортировка СУГ будет производиться при этом при температуре минус 160 °С.

Одной из самых больших проблем на стадии сжижения является извлечение этана. Требования национальных стандартов к качеству газа в Великобритании и калифорнийских стандартов в США лимитируют содержание этана в СПГ до 6 % (мол.). Если в СПГ, поступившем на завод СПГ, содержится 8...9 % этана, то последний должен использоваться внутри завода или экспортироваться.

Типовой завод потребляет в качестве топливного около 10 % сырьевого газа. Если сырьевой газ содержит 9 % этана, а СПГ должен содержать 6 %, то состав топлива будет следующим: 64 % метана и 36 % этана (ВТС – 47,9 МДж/м³). Использование топлива, содержащего 36 % этана, негативно повлияет на работу газовых турбин и выбросы оксидов азота. Если выбросы NO_x составляют 160 млн⁻¹, то такое топливо может использоваться при эксплуатации газовых турбин типа Frame 5 и Frame 6. В качестве топлива для газовых турбин Frame 7 можно использовать топливный газ с содержанием метана не менее 85 % (мол.). Только в этом случае будут обеспечены предельные выбросы NO_x.

Европейские газовые рынки применяют национальные стандарты качества газа, основанные на приемлемом диапазоне W. Группа компаний Gastec (Нидерланды, Италия, Великобритания и США) провела исследование последствий разбавления регазифицированного СПГ азотом и углекислым газом с целью обеспечения постоянного числа Воббе (W = 50,7 МДж/м³) и пришла к следующим выводам:

- добавление азота к газообразному топливу с повышенным содержанием этана и более высококипящих углеводородов, чем это

принято в национальных стандартах, при регулировании W не будет вызывать больших проблем;

- добавление азота к «жирному» газу уменьшает теплоту сгорания и, следовательно, не повлияет на работу газовой горелки (как промышленной, так и коммунальной), настроенной на определенное качество газа;

- теплота сгорания изменяется существенно при содержании пропана в поступающем газе на уровне 15 %. В этом случае требуется дополнительная обработка поступающего газа для приведения его состава в соответствие с действующими государственными стандартами;

- при транспортировке разбавленного газа необходимая мощность компрессорной станции уменьшается;

- понижение нижнего предела взрываемости за счет увеличения содержания более высококипящих углеводородов является незначительным;

- выбросы оксидов азота, как и температура пламени, изменяются незначительно;

- изменение качества газа будет иметь значение, только если газ используется как сырье для промышленности;

- если двуокись углерода используется в качестве разбавляющего газообразного вещества, она ведет себя как азот – ни одно из этих двух веществ не имеет никаких преимуществ.

На основании анализа некоторых характеристик средств измерений (СИ) теплоты сгорания (табл. 3) отмечается [11], что в отдельных случаях калориметрические методы измерений в сравнении с расчетом по ГОСТ 31369 имеют ряд преимуществ, а именно: отсутствие ограничений по содержанию компонентов (например, этана и водорода), меньшее время отклика калориметра при смене газа, а также экономичность и простоту обслуживания калориметрических систем, включая процедуры их градуировки и калибровки.

Для косвенного определения энергии на газоизмерительной станции необходимо отдельно измерить объем или массу газа и теплоту его сгорания. Следовательно, объемная теплота сгорания (ОТС) наряду с количеством газа является принципиально важной величиной для коммерческого учета газа, а методы ее измерения должны быть достаточно точными и согласованными. Недостовверные измерения ОТС помимо возможных финансовых убытков на стороне потребителя могут приводить к снижению

КПД, повышению расхода условного топлива и другим технологическим рискам. Часть этих рисков также может быть обусловлена непосредственно связанной с ОТС величиной – числом Воббе.

Число Воббе (высшее или низшее) определяется, как известно, как отношение ОТС (соответственно высшей или низшей) газа к квадратному корню его относительной плотности d по воздуху:

$$W_{\text{высш/низш}} = \frac{h_{\text{высш/низш}}}{\sqrt{d}}$$

Число Воббе – основная характеристика взаимозаменяемости газового топлива – отражает информацию о тепловой нагрузке в системе, поскольку газы с разным компонентным составом и энергией сгорания, но одинаковым числом Воббе имеют одинаковую тепловую мощность и могут применяться без замены

горелочных устройств. При этом характеристики процесса горения при неизменных конструктивных и аэродинамических параметрах сжигающего устройства остаются прежними. Графически взаимозаменяемость газа можно представить с помощью диаграммы Даттона (рис. 19). Чаще всего оборудование, применяемое потребителем, настраивается при установке на достаточно узкие диапазоны ОТС и W .

Международная практика коммерческих расчетов за ПГ показывает, что допускаемые расхождения при определении общего энергосодержания ПГ (произведение теплоты сгорания и объема газа) в зарубежных контрактах на поставку, как правило, устанавливаются равными 0,8...1 % [14]. Несмотря на столь высокий уровень требований к определению энергосодержания при экспорте и импорте газа внутри стран – членов ЕС, ежегодные потери от неточного учета количества и качества газа

Таблица 3

Характеристики СИ теплоты сгорания [11]

Наименование (принцип действия) СИ	Продолжительность измерения**	Расходные материалы	Минимальная стоимость, тыс. евро*
Газовый калориметр	Непрерывный режим	Воздух	> 23
СИ стехиометрического принципа действия	Непрерывный режим	Воздух	> 10
Масс-спектрометр	Непрерывный режим		> 70
Потоковый газовый хроматограф	10...15 мин	Один-два газа-носителя	> 50
СИ корреляционного принципа действия	Непрерывный режим		> 7
СИ оптического принципа действия	Непрерывный режим		> 15

* Стоимость базовой комплектации, не включающей систему проработки пробоотбора, ячейки плотности и т.д.

** Для СИ, работающих в непрерывном режиме, время отклика обычно составляет 3...10 с.

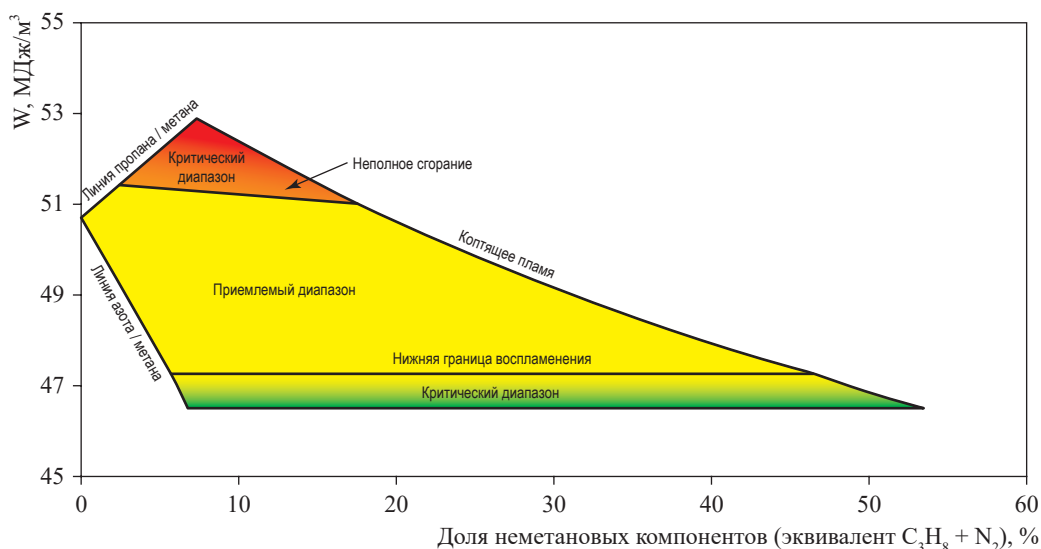


Рис. 19. Диаграмма взаимозаменяемости газа [12]

несут как газовые корпорации (поставщики), так и потребители.

Вариации качества газа могут наблюдаться даже при использовании газа одного месторождения, однако этот процесс протекает постепенно в течение многих лет и не вызывает резких существенных изменений. При поступлении потребителю газа из разных источников даже при сохранении стабильных среднегодовых значений показателей качества в пределах нормируемых могут возникать колебания в краткосрочном периоде. Пример таких колебаний за 2015 г.

в газовой сети Швеции на основе статистической обработки среднемесячных и среднедневных результатов измерений ОТС приведен на рис. 20.

По существу, такие же колебания наблюдались и на экспортных газопроводах России (рис. 21).

Для ПГ в Российской Федерации, экспортировавшегося во многие страны ЕС, требования к качеству, а также методы испытаний ОТС и W определяет ГОСТ 5542-20142 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения» (табл. 4).

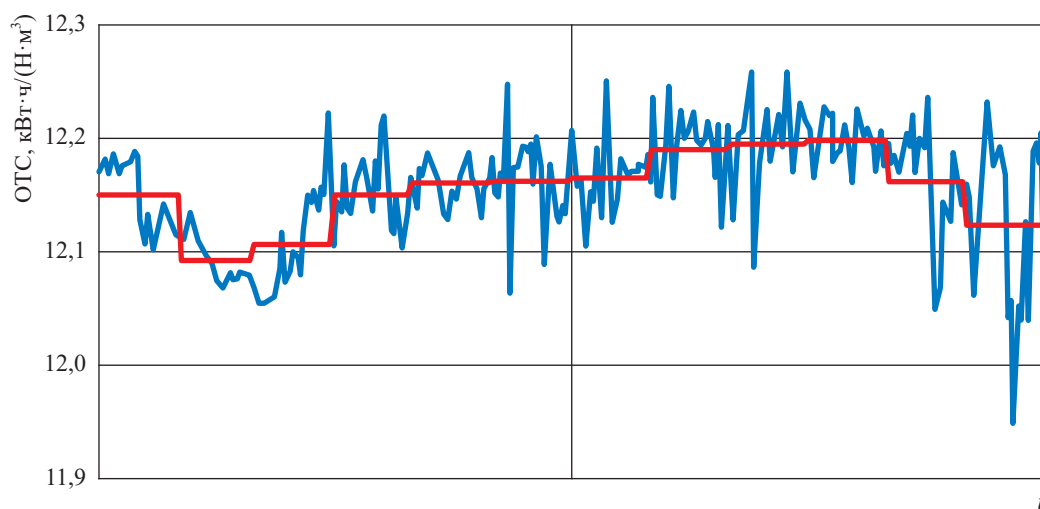


Рис. 20. Колебания ОТС в газовой сети Швеции в 2015 г. [15]

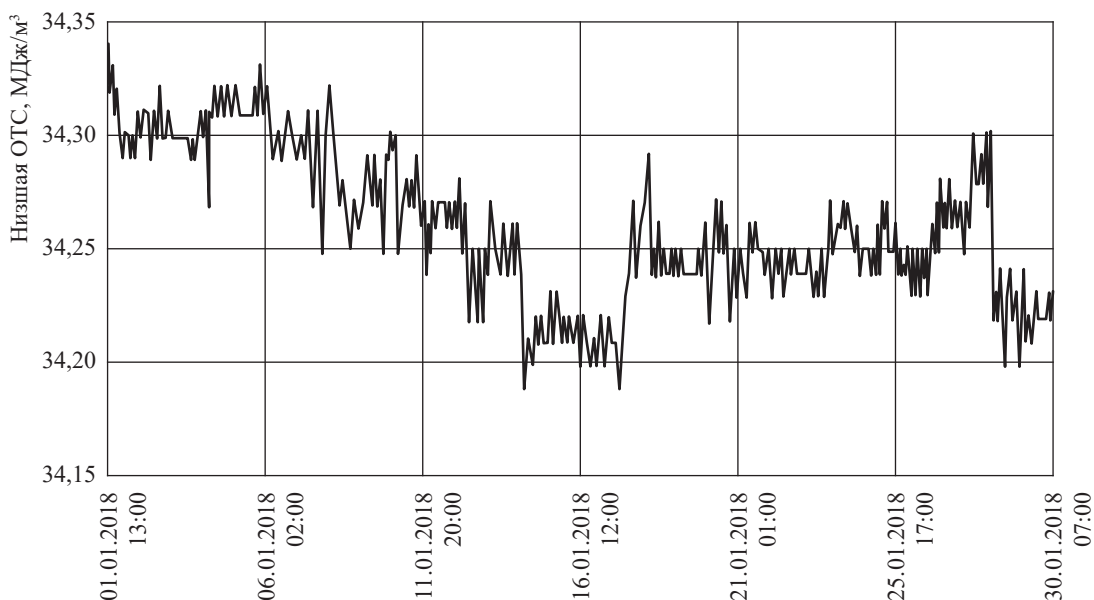


Рис. 21. Результаты изменения нижней теплотворной способности газа в течение месяца на «экспортной» газозмерительной станции [15]

Таблица 4

Требования ГОСТ 5542-2014

Показатель	Норма	Метод испытания
Низшая теплота сгорания при стандартных условиях, МДж/м ³ (ккал/м ³), не менее	31,80 (7600)	Определение низшей теплоты сгорания при стандартных условиях проводят по ГОСТ 10062*, ГОСТ 27193** или ГОСТ 31369***. При возникновении разногласий по значениям данного показателя арбитражным является метод, изложенный в ГОСТ 31369
Область значений W (высшего) при стандартных условиях, МДж/м ³ (ккал/м ³)	От 41,20 до 54,50 (от 9840 до 13020)	По ГОСТ 31369
Отклонение W от нормального значения, %	±0,5	

* См.: Газы природные горючие. Метод определения удельной теплоты сгорания: ГОСТ 10062-75: межгосударственный стандарт.

** См.: Газы природные горючие. Метод определения теплоты сгорания водяным калориметром: ГОСТ 27193-86: межгосударственный стандарт.

*** См.: Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава: ГОСТ 31363-2008: межгосударственный стандарт.

На основании представленных материалов можно сделать вывод о том, что замещение выпадающих объемов российского ПГ в обозримой перспективе становится для ЕС серьезной технологической, финансовой, а возможно, и социальной проблемой. Необходимо также учитывать, что даже в случае если в ближайшие три-пять лет удастся перенаправить соответствующие объемы СПГ с азиатского

на европейский рынок, внутренняя газотранспортная сеть Европы [16] на сегодня не способна транспортировать в необходимых объемах регазифицированный ПГ с береговых терминалов СПГ к наиболее нуждающимся потребителям центральной и восточной Европы и требует соответствующей длительной и дорогостоящей реконструкции.

Список литературы

1. Мартынов В.Г. и др. Природный газ – основа устойчивого развития мировой энергетики. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2021. – 173 с.
2. World Energy Outlook 2022 / International Energy Agency. – 2022. – 524 с. – <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
3. Sandoval J.E. Estimation and simulation of a gas demand time series for the European NUTS 3 regions: Master's thesis / Javier Enrique Sandoval. – Oldenburg, Germany: Carl von Ossietzky Universität, 2021. – 99 с.
4. Infographic – Where does the EU's gas come from? / European Council of the European Union. – <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>.
5. REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy / European Commission. – 08.03.2022. – https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511
6. Мур Ч. Энергорынок Европы: ключевые тенденции / Чарльз Мур, Сара Браун, Фил Макдональд и др. // Атомный эксперт. – 2022. – № 2 (96). – С. 30–41. – https://gkmp32.com/articles/AE_2_2022.pdf?ysclid=ljqsaieybb693889937
7. Филимонова И.В. Мировой рынок СПГ. Структурные особенности и прогноз развития / И.В. Филимонова и др. // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 2. – С. 50–61. – https://magazine.neftgaz.ru/upload/iblock/8b3/zgqbzt0gnkmgqciv52j3scjlnctw1y3l/NeftegazRU_02_2023_site.pdf
8. Coyle D. Natural gas specification challenges in the LNG industry / David Coyle, Felix F. de la Vega, Charles Durr. – Paper PS4-7. – http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2007/fscommand/PS4_7_Coyle_s.pdf

9. Current state and prospects of LNG in the UNECE region. Chapter 4: Interoperability and safety / United Nations Economic Commission for Europe (UNECE). – 2023. – https://unece.org/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/session/1st_Session_Group_Experts_on_gas/4.1_-_Chapter_4_Summary_LNG_Study.pdf
10. Изотов Н.И. Требования к качеству СПГ за рубежом / Н.И. Изотов // Транспорт на альтернативном топливе. – 2014. – № 5 (41). – С. 20–35.
11. Dörr H. Review of impacts of gas qualities with regard to quality determination and energy metering of natural gas / H. Dörr, T. Koturbash, V. Kutechero // Meas. Sci. Technol. – 2019. – Т. 30. – № 4. – Ст. № 022001. – <https://doi.org/10.1088/1361-6501/aaecf4>
12. Guidebook to gas interchangeability and gas quality / International Gas Union. – August 2011. – 156 с. – <https://www.igu.org/resources/guidebook-to-gas-interchangeability-and-gas-quality-august-2011/>
13. Мишина К.А. Калориметрия как эффективный метод измерения теплоты сгорания горючих газов / К.А. Мишина, Е.Н. Корчагина, И.А. Прудников и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 2 (51): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 54–66.
14. Malek L. Measuring and ensuring the gas quality of the Swedish gas grid / L. Malek, C. Hulteborg. – Stockholm: Energiforsk, 2016. – 38 p. – <https://energiforsk.se/program/energigasteknik/rapporter/measuring-and-ensuring-the-gas-quality-of-the-swedish-gas-grid>
15. Прудников И.А. Оценка потенциального экономического эффекта от перехода на взаиморасчеты с потребителями природного газа в энергетических единицах / И.А. Прудников, В.В. Васильев, И.О. Стурейко и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 2 (51): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 202–210.
16. Герке В.Г. Справочное пособие по системам газоснабжения стран Западной Европы / В.Г. Герке. – М.: НИИГазэкономика, 2018. – 296 с.

On possible problems of expanding LNG supplies to EU countries in connection with the transformation of the European energy market

A.G. Grechko ^{1*}, V.S. Safonov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: A_Grechko@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Since the beginning of 2022, due to the sharp aggravation of the geopolitical situation on the European continent and the termination of the operation of the Northern European Gas Pipeline, the supply of Russian pipeline natural gas to the EU countries has decreased several times. The article analyzes the problems of expanding the supply of liquefied natural gas to the countries of the European Union caused by the imposition of the crisis of pipeline natural gas supplies on qualitative changes in the structure of the fuel and energy balance with an emphasis on the large-scale use of renewable natural energy sources. The import of liquefied natural gas from various new sources will require certain measures to adapt the characteristics of LNG to the requirements of European gas networks. The scenarios of the world and EU energy development are considered, including: the production and consumption of energy gases; the dynamics of natural gas consumption by sectors of the EU economy; the structure of industrial energy consumption in the EU; the share of various countries in energy imports to the EU, the dynamics of the development of wind and solar generating capacities.

The role of liquefied natural gas in the energy sector of the world and the EU is analyzed, including: the dynamics of LNG production capacities and the total volume of interregional LNG trade under various scenarios; LNG imports to Europe by country; the dynamics of regasification capacities and the forecast of LNG demand in Europe. The requirements for the quality of LNG, including the requirements for the highest calorific value in different countries, data on the quality of LNG supplied by various manufacturers, are discussed. The issues of LNG quality regulation, including technologies for reducing and increasing the calorific value, are considered.

It is shown that the replacement of the falling volumes of Russian natural gas in the foreseeable future becomes a serious technological, financial, and possibly social problem for the EU. It should also be taken into account that even if in the next 3–5 years it is possible to redirect the corresponding volumes of LNG from the Asian to the European market, the internal gas transmission network of Europe today is not capable of transporting regasified natural gas in the required volumes from LNG onshore terminals to the most needy consumers of central and eastern Europe and requires a corresponding long and expensive reconstruction.

Keywords: structure of natural gas consumption, production of liquefied natural gas, import of liquefied natural gas, European Union, higher calorific value.

References

1. MARTYNOV, V.G. et al. *Natural gas is the basis of sustainable development of world energy* [Prirodnyy gaz – osnova ustoychivogo razvitiya mirovoy energetiki]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2021. (Russ.).
2. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2022* [online]. Available from: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
3. SANDOVAL, J.E. *Estimation and simulation of a gas demand time series for the European NUTS 3 regions*: Master's thesis. Oldenburg, Germany: Carl von Ossietzky Universität, 2021.
4. EUROPEAN COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION. *Infographic – Where does the EU's gas come from?* [online]. Available from: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply>.
5. EUROPEAN COMMISSION. *REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy* [online]. 8 March 2022. Available from: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511
6. MOORE, Ch., et al. European energy market: key trends [Energorynok Yevropy: klyuchevyye tendentsii]. *Atomnyy Ekspert*, 2022, no. 2(96), pp. 30–41. Available from: https://gkmp32.com/articles/AE_2_2022.pdf?ysclid=ljqsaiybb693889937. (Russ.).
7. FILIMONOVA, I.V. et al. The global LNG market. Structural features and development forecast [Mirovoy rynek SPG. Strukturnyye osobennosti i prognoz razvitiya]. *Delovoy Zhurnal Neftegaz.RU*, 2023, no. 2, pp. 50–61, ISSN 2410-3837. (Russ.). https://magazine.neftgaz.ru/upload/iblock/8b3/zgqbzt0gnkmgqciv52j3scjlnctw1y3l/NeftegazRU_02_2023_site.pdf
8. COYLE, D., F.F. de la VEGA, Ch. DURR. *Natural gas specification challenges in the LNG industry* [online]. Paper PS4-7. Available from: http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2007/fsccommand/PS4_7_Coyle_s.pdf
9. UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE. *Current state and prospects of LNG in the UNECE region. Ch. 4: Interoperability and safety* [online]. 2023. Available from: https://unece.org/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/session/1st_Session_Group_Experts_on_gas/4.1_-_Chapter_4_Summary_LNG_Study.pdf
10. IZOTOV, N.I. LNG quality requirements abroad [Trebovaniya k kachestvu SPG za rubezhom]. *Transport na Alternativnom Toplivo*, 2014, no. 5(41), pp. 20–35, ISSN 2073-1329. (Russ.).
11. DÖRR, H., T. KOTURBASH, V. KUTECHEROV. Review of impacts of gas qualities with regard to quality determination and energy metering of natural gas. *Meas. Sci. Technol*, 2019, vol. 30, no. 4, paper. no. 022001. ISSN 09570233. Available from: <https://doi.org/10.1088/1361-6501/aaecf4>
12. INTERNATIONAL GAS UNION. *Guidebook to gas interchangeability and gas quality* [online]. August 2011. Available from: <https://www.igu.org/resources/guidebook-to-gas-interchangeability-and-gas-quality-august-2011/>
13. MISHINA, K.A., Ye.N. KORCHAGINA, I.A. PRUDNIKOV, et al. Calorimetry as an effective method to measure heat value of combustible gases [Kalorimetriya kak effektivnyy metod izmereniya teploty sgoraniya goryuchikh gazov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 2: Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 54–66. ISSN 2306-8949.
14. MALEK, L., C. HULTEBERG. *Measuring and ensuring the gas quality of the Swedish gas grid* [online]. Stockholm: Energiforsk, 2016. Available from: <https://energiforsk.se/program/energigasteknik/rapporter/measuring-and-ensuring-the-gas-quality-of-the-swedish-gas-grid/>
15. PRUDNIKOV, I.A., V.V. VASILYEV, I.O. STUREYKO, et al. Estimating potential economic benefits due to transition to mutual exchanges with consumers of natural gas in energy units [Otsenka potentsialnogo ekonomicheskogo efekta ot perekhoda na vzaimoraschety s potrebitelyami prirodnogo gaza v energeticheskikh yedinitakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 2: Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 202–210. ISSN 2306-8949.
16. GERKE, V.G. *Reference manual on gas supply systems in Western Europe* [Spravochnoye posobiye po sistemam gazosnabzheniya ctran Zapadnoy Yevropy]. Moscow: NIIGazekonomika, 2018. (Russ.).

УДК 622.8:622.279.04

Нормативно-правовое регулирование вопросов аварийно-спасательного обеспечения при освоении месторождений ПАО «Газпром» в Обской и Тазовской губах

В.Д. Васин^{1*}, С.В. Греков¹, М.И. Грешняков², В.И. Димитров³

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ПАО «Газпром», 197229, г. Санкт-Петербург, Лахтинский пр-т, д. 2, корп. 3, стр. 1

³ ООО «Газпром добыча Ямбург», 629306, г. Новый Уренгой, ЯНАО, Тюменская обл., ул. Геологоразведчиков, д. 9

* E-mail: v_vasin@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

морское месторождение, безопасность, аварийно-спасательное обеспечение, ликвидация разлива нефти, чрезвычайная ситуация.

Тезисы. В статье рассматриваются нормы международного права, нормативно-правовые акты РФ и документы ПАО «Газпром», требования которых необходимо выполнять для построения системы аварийно-спасательного обеспечения при освоении месторождений ПАО «Газпром» в Обской и Тазовской губах. Вопросы создания и функционирования системы аварийно-спасательного обеспечения морских объектов добычи углеводородного сырья лежат на пересечении областей ответственности различных федеральных министерств и ведомств и регулируются значительным числом международных конвенций, федеральных законов и подзаконных актов в области торгового мореплавания, промышленной безопасности объектов топливно-энергетического комплекса, а также предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Месторождения ПАО «Газпром» в Обской и Тазовской губах расположены во внутренних морских водах Российской Федерации, что обуславливает необходимость учета положений нормативных актов в сфере морского права, отнесенного к компетенции Минтранса России. В то же время вопросы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций входят в сферу деятельности МЧС России. Объекты обустройства морских месторождений являются элементами топливно-энергетического комплекса, подведомственного Минэнерго России.

Создание системы аварийно-спасательного обеспечения при освоении месторождений ПАО «Газпром» в Обской и Тазовской губах должно проводиться с учетом совокупности требований, содержащихся в рассматриваемых нормативных актах.

Освоение месторождений ПАО «Газпром», расположенных в акватории Обской и Тазовской губ, требует создания эффективной системы аварийно-спасательного обеспечения (АСО), учитывающей природно-климатические особенности региона и технические решения, реализуемые при обустройстве месторождений. В ближайшие годы в регионе планируется освоение целого ряда газовых и газоконденсатных месторождений, включая первоочередное газовое месторождение Каменномысское-море, для добычи углеводородов на котором предполагается применение обитаемой ледостойкой стационарной платформы и необитаемых блок-кондукторов с организацией на них сезонного бурения с использованием самоподъемной буровой установки. В контексте задач АСО при освоении перспективных месторождений Обской и Тазовской губ необходимо выделить проведение поисково-спасательных работ (действия, направленные на поиск и спасение людей, материальных и культурных ценностей на территориях, в акваториях и на транспорте), а также работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (ЛРН) на море.

Построение системы АСО с точки зрения нормативно-правового регулирования является комплексной задачей, поскольку вопросы создания и функционирования системы АСО лежат на пересечении областей ответственности различных федеральных министерств и ведомств и регулируются значительным числом

международных конвенций, федеральных законов и подзаконных актов в области торгового мореплавания, промышленной безопасности объектов топливно-энергетического комплекса и предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций. Кроме того, на принимаемые решения оказывают существенное влияние природные условия Обской и Тазовской губ, которые существенно ограничивают реализацию подходов, предусмотренных международными нормами. С позиции построения нормативно-правовой базы вопросов АСО можно отметить два направления: нормы международного права – как прямого действия (в виде конвенций и иных документов международных органов, ратифицированных РФ), так и имплементированные в российское законодательство, а также требования национального законодательства, выработанные отдельно от международных. Также вопросы АСО в значительной степени связаны с вопросами промышленной безопасности. В этом контексте на уровне ведомственного распределения в РФ вопросы АСО входят в ведение трех различных министерств (МЧС России, Минтранса России, Минэнерго России), что требует от организаций, ответственных за этапы обустройства и/или эксплуатации месторождения, выполнения большого количества положений различных нормативных-правовых актов РФ. Помимо прочего, дочерние общества ПАО «Газпром» обязаны выполнять требования корпоративных документов ПАО «Газпром» в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Нормы международного права, учитываемые при формировании системы АСО

Применительно к международным нормативным документам в области АСО прежде всего необходимо выделить Международную конвенцию по поиску и спасанию на море 1979 года [1] (ратифицирована указом Президента Верховного Совета СССР от 03.03.1988 № 8556-XI) и Международную конвенцию о спасании 1989 года (ратифицирована Федеральным законом от 17.12.1998 № 186-ФЗ.) [2]. В рамках реализации положений первой конвенции [1] в зоне ответственности РФ определены поисково-спасательные районы, создан национальный орган для общей координации поиска и спасания (Главный

морской спасательно-координационный центр ФГБУ «Морспасслужба»), созданы морские спасательно-координационные центры (МСКЦ) и морские спасательные подцентры (МСПЦ) и национальная служба, ответственная за проведение поисково-спасательных операций на море (ФГБУ «Морспасслужба»).

Разработка решений в области АСО должна осуществляться с учетом технических характеристик спасательных средств на морских платформах и блок-кондукторах, требования к которым установлены Международной конвенцией по охране человеческой жизни на море 1974 года [3] (принята постановлением Правительства СССР от 02.11.1979 № 975). Указанные требования определяют возможности применения предусмотренных проектной документацией штатных спасательных средств для фактических условий эксплуатации морских платформ и отражены в Кодексе постройки и оборудования плавучих буровых установок 1989 года (резолюция ИМО¹ А.649(16)) и правилах Российского морского регистра судоходства. Международные стандарты по спасательным средствам, определенным конвенцией по охране человеческой жизни [3], приведены в Международном кодексе по спасательным средствам [4]. При этом необходимо отметить, что требования этого кодекса не в полной мере учитывают фактические природно-климатические условия региона Обской и Тазовской губ. Например, в кодексе [4] указано, что коллективные спасательные средства должны находиться в рабочем состоянии при хранении при температуре воздуха от минус 30 до плюс 65 °С, однако в рассматриваемом регионе фактические значения температуры могут быть существенно ниже. Кроме того, в указанных документах не рассмотрены вопросы АСО в ледовых условиях, характерных для акватории Обской и Тазовской губ на протяжении большей части года. Для учета ледовых условий при определении требований к средствам АСО могут быть использованы положения Полярного кодекса [5], который разработан с целью дополнения существующих инструментов ИМО для повышения безопасности эксплуатации судов и ограничения ее влияния на людей и окружающую среду в потенциально отличающихся суровым климатом полярных водах.

¹ Международная морская организация, или ИМО (англ. International Maritime Organization, IMO).

Помимо вопросов спасания значительное внимание должно быть уделено задачам ЛРН, требования к которым изложены в Международной конвенции по обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью, борьбе с ним и сотрудничеству [6] (РФ присоединилась к указанной конвенции постановлением Правительства РФ от 23.07.2009 № 607). Также в данной области необходимо отметить Соглашение о сотрудничестве в сфере готовности и реагирования на загрязнение моря нефтью в Арктике (Кируна, 2013 г.) [7], целью которого является повышение эффективности и оперативности в сфере готовности и реагирования на загрязнение нефтью в Арктике в целях защиты морской среды.

Федеральные законы Российской Федерации, содержащие положения, затрагивающие вопросы формирования системы АСО

В РФ в соответствии с федеральным законом решение задач АСО при возникновении нештатных ситуаций в процессе освоения морских месторождений должно осуществляться во взаимодействии различных министерств и ведомств РФ в рамках Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС), которая объединяет органы управления, силы и средства федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов РФ, органов местного самоуправления, организаций, в полномочия которых входит решение вопросов защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций (ЧС) [8]. С точки зрения взаимодействия с системой АСО представляют интерес следующие задачи РСЧС:

- обеспечение готовности к действиям органов управления, сил и средств, предназначенных и выделяемых для предупреждения и ликвидации ЧС;
- сбор, обработка, обмен и выдача информации в области защиты населения и территорий от ЧС;
- ликвидация ЧС.

Также заслуживает внимания ст. 14 Федерального закона № 68-ФЗ [8], определяющая обязанности организаций в области защиты населения и территорий от ЧС. В соответствии с данной статьей юридические лица обязаны обеспечивать организацию и проведение аварийно-спасательных (АСР) и других

неотложных работ на подведомственных объектах производственного и социального назначения и на прилегающих к ним территориях в соответствии с планами действий по предупреждению и ликвидации ЧС. Таким образом, на операторе проектов по освоению перспективных месторождений Обской и Тазовской губ лежит ответственность по организации и проведению мероприятий по обеспечению готовности к действиям при возникновении ЧС. В этом контексте необходимо отметить требования ст. 10 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ [9], устанавливающего необходимость заключения договора эксплуатирующей организации с профессиональными аварийно-спасательными службами (АСС) или с профессиональными аварийно-спасательными формированиями (АСФ). Из указанной статьи следует, что при формировании решений по организации АСО при освоении месторождений в Обской и Тазовской губах необходимо определить состав задач, которые будут делегированы профессиональным АСС или АСФ в рамках договора на обслуживание морских объектов обустройства. В то же время, Федеральным законом № 116-ФЗ [9] указано на необходимость в ряде случаев создания в эксплуатирующей организации профессиональных АСС или АСФ либо нештатного АСФ (т.е. созданного из числа работников организации, в основное время выполняющих производственные задачи). В соответствии с п. 1 Приложения 2 Федерального закона № 116-ФЗ [9] планируемые к строительству на месторождениях Обской и Тазовской губ морские стационарные платформы и блок-кондукторы по количеству опасных веществ, которые одновременно находятся или могут находиться на объекте, относятся ко II классу опасности. С учетом того, что данные объекты расположены во внутренних морских водах РФ, согласно п. 11 Приложения 2 Федерального закона № 116-ФЗ [9] для них устанавливается более высокий класс опасности. Таким образом, указанные объекты обустройства месторождений относятся к опасным производственным объектам I класса опасности. Организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты I и II классов опасности, должны создавать и поддерживать в состоянии готовности нештатные АСФ [10]. В то же время, стоит отметить, что в нормативных документах [9, 10] не указано, на какие виды АСР должны быть аттестованы привлекаемые АСС или АСФ.

Вопросы создания и функционирования профессиональных АСФ и АСС регламентируются Федеральным законом от 22.08.1995 № 151-ФЗ [11], устанавливающим общие организационно-правовые и экономические основы создания и деятельности АСС и АСФ. В соответствии с указанным законом к АСР относятся: поисково-спасательные, газоспасательные, горноспасательные, противодантные работы, тушение пожаров, ликвидация медико-санитарных последствий ЧС. Применительно к АСО при освоении морских месторождений углеводородов необходимо отметить, что постановлениями Правительства РФ [12, 13] перечень АСР дополнен работами по ЛРН на море и на территории. В соответствии с Федеральным законом № 151-ФЗ [11] АСС и АСФ могут создаваться на постоянной штатной основе в виде профессиональных АСС и АСФ, в виде нештатных АСФ, а также на общественных началах в форме общественных АСФ. Задачами АСС и АСФ являются:

- поддержание органов управления, сил и средств АСС и АСФ в постоянной готовности к проведению работ по ликвидации ЧС;
- контроль готовности обслуживаемых объектов и территорий к проведению на них работ по ликвидации ЧС;
- ликвидация ЧС на обслуживаемых объектах или территориях.

Кроме того, на АСС и АСФ могут возлагаться задачи участия в разработке планов действий по предупреждению и ликвидации ЧС на обслуживаемых объектах и территориях.

Необходимо выделить установленные в Федеральном законе № 151-ФЗ [11] требования к координации деятельности АСС и АСФ применительно к региональным задачам АСО. Координацию деятельности всех АСС и АСФ на территориях субъектов РФ осуществляют территориальные органы федерального органа исполнительной власти, специально уполномоченного на решение задач в области защиты населения и территорий от ЧС (это МЧС России). Координацию деятельности всех АСС и АСФ на территориях органов местного самоуправления осуществляют органы управления при органах местного самоуправления, специально уполномоченные на решение задач в области защиты населения и территорий от ЧС.

С точки зрения организации АСО определяющим является статус места обустройства месторождения (береговая часть или

внутренние морские воды, континентальный шельф), так как от этого зависят полномочия и функции органов управления, сил и средств тех или иных функциональных (территориальных) подсистем РСЧС, задействованных для ликвидации ЧС. Статус и правовой режим внутренних морских вод, территориального моря и прилегающей зоны РФ определяет Федеральный закон от 31.07.1998 № 155-ФЗ [14]. В силу требований п. 2 ст. 1 Федерального закона № 155-ФЗ [14] акватория Обской и Тазовской губ относится к внутренним морским водам. Статьей 16 этого закона [14] установлено, что поисково-спасательные и судоподъемные операции во внутренних морских водах и в территориальном море осуществляются спасательными судами и средствами РФ. Важными с точки зрения организации АСО являются требования ст. 16.1 Федерального закона № 155-ФЗ [14] о возможности эксплуатации, использования установок, сооружений, подводных трубопроводов, проведения буровых работ при разведке и добыче углеводородного сырья во внутренних морских водах и в территориальном море только при наличии плана, который утвержден в порядке, установленном настоящим федеральным законом и в соответствии с которым планируются и осуществляются мероприятия по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (план ЛРН). Такой план ЛРН может быть утвержден после проведения государственной экологической экспертизы (заключение выдается Росприроднадзором) и получения заключения о готовности организаций, ответственных за этапы обустройства и/или эксплуатации месторождения, к действиям по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, вынесенного по результатам комплексных учений по подтверждению готовности эксплуатирующей организации к действиям по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (выдается Росморречфлотом).

Отдельно необходимо отметить требования к организациям, ответственным за этапы обустройства и/или эксплуатации месторождения, при осуществлении мероприятий по предупреждению разливов нефти и нефтепродуктов, установленные Федеральным законом № 155-ФЗ [14], о необходимости наличия собственных АСС и (или) АСФ, сил и средств постоянной готовности, предназначенных для

предупреждения разливов и ЛРН, и (или) привлечения на договорной основе указанных АСС (АСФ). Таким образом, эксплуатирующая организация может либо заключить договор с АСС (АСФ), либо задействовать собственное АСФ (в том числе нештатное), либо организовать совместное задействование привлеченного и собственного формирований.

Необходимо отметить, что поскольку деятельность, связанная с использованием судов в том числе для разведки и разработки минеральных и других неживых ресурсов морского дна и его недр, поисковых и спасательных операций, подпадает под понятие торгового мореплавания, при формировании системы АСО для перспективных месторождений Обской и Тазовской губ необходимо учитывать требования, устанавливаемые КТМ РФ [15]. Правила, установленные КТМ РФ [15], распространяются:

- на морские суда во время их плавания как по морским путям, так и по внутренним водным путям, если иное не предусмотрено международным договором РФ или законом;
- суда внутреннего плавания, а также суда смешанного (река-море) плавания во время их плавания по морским путям, а также по внутренним водным путям при осуществлении перевозок грузов, пассажиров и их багажа, во время спасательной операции и при столкновении с морским судном.

КТМ РФ [15] также определяет правила плавания в акватории Северного морского пути (СМП), что является актуальным при планировании АСО в Обской губе, поскольку граница СМП проходит между мысами Каменный и Трехбугорный и также является границей водных путей Обь-Иртышского бассейна внутренних водных путей. Организация плавания судов в акватории СМП осуществляется Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», функции которой включают в том числе содействие в организации проведения поисковых и спасательных операций в акватории Северного морского пути. Значит, если выполнение работ в рамках АСО объектов, задействованных в добыче углеводородов в Обской и Тазовской губах, потребует проведения мероприятий в границах СМП, то при организации АСО необходимо осуществлять взаимодействие с «Росатомом».

В соответствии с КТМ РФ [15] предметом федерального контроля является соблюдение

требований к обеспечению готовности сил и средств функциональной подсистемы организации и координации деятельности поисковых и аварийно-спасательных служб при поиске и спасении людей и судов, терпящих бедствие на море в поисково-спасательных районах РФ. При рассмотрении вопросов, связанных с использованием судов для задач АСО применительно к широкому спектру работ на акватории месторождения, включая строительно-монтажные или ремонтные и доставку специального персонала, необходимо помимо КТМ РФ [15] учитывать положения КВВТ РФ [16], который регулирует отношения, возникающие между организациями внутреннего водного транспорта РФ при осуществлении судоходства на внутренних водных путях РФ, и определяет их права, обязанности и ответственность. КВВТ РФ [16] определено понятие «внутренние водные пути Российской Федерации» как пути сообщения внутреннего водного транспорта, определяемые Правительством РФ. Распоряжением Правительства РФ от 19.12.2002 № 1800-р определено, что судоходные пути в Обско-Тазовской губе, лежащие южнее условной линии, проходящей через мыс Каменный – мыс Трехбугорный, отнесены к внутренним водным путям. В соответствии с приказом Минтранса России от 17.08.2012 № 316 акватория Обской и Тазовской губ в районе расположения перспективных месторождений отнесена к Обь-Иртышскому бассейну внутренних водных путей. Следует отметить, что КВВТ РФ [16] не определены требования к статусу водного объекта, в границах которого проходят внутренние водные пути. Так, район расположения перспективных месторождений Обской и Тазовской губ обладает статусом внутренних морских вод РФ. Из изложенного выше следует, что суда, используемые для решения задач АСО, должны соответствовать как минимум требованиям Российского речного регистра в части возможности эксплуатации в водном бассейне разряда «М» без ограничений.

В соответствии с КВВТ РФ [16] на участках внутренних водных путей РФ, на которых навигационно-гидрографические условия обеспечения плавания судов и безопасности судоходства, в том числе проведения спасательных операций, соответствуют требованиям торгового мореплавания, отношения,

возникающие из безопасности плавания судов по условиям торгового мореплавания, регулируются КТМ РФ [15]. Однако перевозка специального персонала должна осуществляться в соответствии с КВВТ РФ [16] и Правилами перевозки специального персонала на внутреннем водном транспорте [17], при этом КТМ РФ [15] определено, что к специальному персоналу относятся лица, участвующие в том числе в работах по поиску, разведке и добыче полезных ископаемых, в проведении строительных, путевых, гидротехнических, подводно-технических и других подобных работ, в спасательной операции, мероприятиях по охране водных объектов.

Акты правительства РФ, регламентирующие вопросы создания и функционирования системы АСО

Помимо федерального законодательства нормативно-правовое регулирование АСО регламентируется рядом нормативных актов правительства РФ. Одним из основополагающих нормативных актов является Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 794 [18], которое раскрывает вопросы организации и функционирования РСЧС и утверждает Положение об РСЧС. Требования постановления [18] имеют определяющее значение при организации системы АСО перспективных месторождений Обской и Тазовской губ. РСЧС объединяет органы управления, силы и средства федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов РФ, органов местного самоуправления и организаций, в полномочия которых входит решение вопросов защиты населения и территорий от ЧС, в том числе обеспечения безопасности людей на водных объектах. РСЧС, состоящая из функциональных и территориальных подсистем, действует на федеральном, межрегиональном, региональном, муниципальном и объектовом уровнях.

Положение об РСЧС определяет координационные органы РСЧС, постоянно действующие органы управления, органы повседневного управления РСЧС. При организации реагирования на аварии (ликвидации ЧС) крайне важное значение имеют как характер аварии, так и место возникновения аварии и зона ее дальнейшей ликвидации. Вопрос организации ликвидации аварии должен быть соотнесен с установленным функционалом подсистем РСЧС.

Так, например, в рамках функциональной подсистемы организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности РСЧС (подсистема Росморречфлота) должны быть организованы работы по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов с объектов, относящихся к ведению Минэнерго России (морские добычные платформы).

Положением об РСЧС также установлено, что к силам и средствам РСЧС относятся специально подготовленные силы и средства федеральных органов исполнительной власти, государственных корпораций, органов исполнительной власти субъектов РФ, органов местного самоуправления, организаций и общественных объединений, предназначенные и выделяемые (привлекаемые) для предупреждения и ликвидации ЧС. Координацию деятельности АСС, АСФ, общественных объединений, участвующих в проведении АСР и действующих на всей или большей части территории РФ, осуществляет МЧС России.

Правила осуществления взаимодействия федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов РФ и организаций при проведении поисковых и спасательных операций на море определяют [19], что организация поисковых и спасательных операций на море осуществляется Федеральным агентством морского и речного транспорта. К участникам взаимодействия отнесен ряд федеральных органов исполнительной власти, органы исполнительной власти субъектов РФ, организации, имеющие силы, средства и ресурсы для участия в проведении поисковых и спасательных операций на море. В соответствии с Правилами [19] в целях подготовки к проведению поисковых и спасательных операций на море входящие в состав администраций морских портов МСКЦ и МСПЦ разрабатывают планы поисковых и спасательных операций на море в соответствующих поисково-спасательных районах РФ. Согласно приложению к Правилам [19] район расположения морских объектов обустройства месторождений Обской и Тазовской губ относится к поисково-спасательному району МСКЦ Диксон.

Среди нормативных актов правительства РФ также необходимо отметить Постановление от 23.07.2009 № 607 [20], в рамках

которого Минтранс России и Росморречфлот назначены компетентными национальными органами, ответственными за обеспечение готовности и реагирование на случай загрязнения нефтью. Постановление устанавливает, что районом ответственности национальной системы обеспечения готовности и реагирования на случай загрязнения нефтью являются внутренние морские воды, территориальное море и исключительная экономическая зона РФ. Поскольку месторождения Обской и Тазовской губ расположены во внутренних морских водах РФ, реагирование в случае разлива нефти (нефтепродуктов) будет осуществляться в рамках функциональной подсистемы организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной принадлежности РСЧС. Как уже отмечено выше, работы по ЛРН на континентальном шельфе РФ, во внутренних морских водах, в территориальном море, в прилегающей и исключительной экономической зонах РФ отнесены к видам АСР. Таким образом, в целях ЛРН с морских объектов обустройства перспективных месторождений Обской и Тазовской губ необходимо будет привлечь АСС (АСФ), аттестованные на право ведения данного вида АСР.

Постановлением Правительства РФ от 08.11.2013 № 1007 [21] утвержден Перечень сил и средств постоянной готовности федерального уровня РСЧС, в соответствии с которым в районах перспективных месторождений Обской и Тазовской губ можно выделить ФГБУ «Морспасслужба» (Минтранс России), в задачу которого входит проведение работ по поиску и спасанию в поисково-спасательных районах РФ, а также ЛРН в районах ответственности национальной системы обеспечения готовности и реагирования на случай загрязнения нефтью.

В разрезе распределения ответственности при решении задач АСО необходимо выделить Постановление Правительства РФ от 23.07.2004 № 371 [22], устанавливающее функционал Федерального агентства морского и речного транспорта, в рамках которого Росморречфлот организует:

- проведение работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности;

- координацию деятельности поисковых служб и АСС при поиске и спасании людей и судов, терпящих бедствие на море в поисково-спасательных районах РФ.

В структуре Росморречфлота указанные функции закреплены за Управлением безопасности судоходства. Непосредственно работы по поиску и спасанию, ЛРН выполняет профессиональная АСС ФГБУ «Морспасслужба», подведомственная Росморречфлоту.

Акты министерств и ведомств РФ в области АСО

Более детально вопросы, связанные с решением задач АСО в рамках РСЧС, изложены в нормативных актах федеральных органов исполнительной власти. Прежде всего, необходимо отметить приказ Минтранса России [23], который утверждает Положение о функциональной подсистеме организации и координации деятельности поисковых и аварийно-спасательных служб при поиске и спасании людей и судов, терпящих бедствие на море в поисково-спасательных районах РФ. Положение определяет организацию, состав сил и средств функциональной подсистемы Минтранса, а также порядок их деятельности. В соответствии с указанным Положением организацию работы функциональной подсистемы осуществляет Комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности (КЧСиОПБ) Росморречфлота через Оперативный штаб по ЧС. Функции АСО на морском транспорте осуществляет ФГУ «Госморспасслужба России» (в настоящее время – ФГБУ «Морспасслужба»). Функциональную подсистему образуют Росморречфлот, ФГУ «Госморспасслужба России» с Государственным морским спасательно-координационным центром (ГМСКЦ, в настоящее время – Главный морской спасательно-координационный центр ФГБУ «Морспасслужба»), МСКЦ, МСПЦ, бассейновые и аварийно-спасательные управления (БАСУ) и управления аварийно-спасательных и подводно-технических работ (УАСПТР) (в настоящее время БАСУ и УАСПТР реорганизованы в филиалы ФГБУ «Морспасслужба»).

Органами повседневного управления функциональной подсистемы определены:

- на федеральном уровне – ФГУ «Госморспасслужба России» (ГМСКЦ);

- на региональном уровне – федеральные государственные учреждения администрации морских портов (МСКЦ, МСПЦ).

Важным с точки зрения формирования системы АСО месторождений Обской и Тазовской губ является отсутствие в Положении требований к объектовому уровню управления (уровень организаций) функциональной подсистемы. При этом эксплуатирующей организацией при наличии собственных средств спасания должно быть обеспечено взаимодействие с соответствующим МСКЦ (МСПЦ). Также необходимо отметить, что рассматриваемое Положение после издания в 2007 г. не корректировалось, в связи с чем в нем не содержится информации о МСКЦ Диксон, который был создан в 2012 г.

Положение о функциональной подсистеме организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности утверждено приказом Минтранса России от 30.05.2019 № 157 [24]. Положение определяет организацию, состав сил и средств функциональной подсистемы, которая напрямую связана с вопросами предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в рамках деятельности по освоению перспективных месторождений Обской и Тазовской губ.

Положение о функциональной подсистеме предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в организациях (на объектах) топливно-энергетического комплекса и в организациях (на объектах), находящихся в ведении Минэнерго России, утверждено приказом Минэнерго России от 24.09.2018 № 792 [25]. Положение определяет организацию, состав сил, порядок деятельности функциональной подсистемы предупреждения и ликвидации ЧС в организациях (на объектах) топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и в организациях (на объектах), находящихся в ведении Минэнерго России, в том числе на морских платформах, предназначенных для добычи газа, которые относятся к объектам ТЭК как объекты газовой промышленности.

Положение о функциональной подсистеме координации деятельности по поиску и спасанию людей во внутренних водах и территориальном море РФ РСЧС утверждено Приказом МЧС России от 22.07.2013 № 480 [26]. Функциональная подсистема

предназначена для координации деятельности при проведении работ по поиску и спасанию людей во внутренних водах и территориальном море РФ и объединяет органы управления РСЧС, силы и средства федеральных органов исполнительной власти, главных управлений МЧС России по субъектам РФ, дислоцированных в субъектах РФ, в которых расположен центр соответствующего федерального округа, главных управлений МЧС России по субъектам РФ, учреждения и организации МЧС России. Функциональная подсистема действует на федеральном, межрегиональном и региональном уровнях. Для организации деятельности функциональной подсистемы создаются координационные органы, постоянно действующие органы управления, органы повседневного управления, силы и средства, системы связи, оповещения и информационного обеспечения.

К силам и средствам постоянной готовности функциональной подсистемы относятся:

- на *федеральном уровне* – силы и средства аварийно-спасательных и поисково-спасательных формирований МЧС России центрального подчинения, спасательные центры МЧС России, Авиационно-спасательная компания МЧС России, авиационно-спасательные центры МЧС России;
- на *межрегиональном уровне* – региональные поисково-спасательные отряды МЧС России, Байкальский поисково-спасательный отряд МЧС России, Арктический спасательный учебно-научный центр «Вытегра»;
- на *региональном уровне* – силы и средства главных управлений МЧС России по субъектам РФ.

Координация деятельности по поиску и спасанию людей на водных объектах в рамках функциональной подсистемы осуществляется в соответствии с региональными планами организации взаимодействия сил и средств, предназначенных для спасания на море и водных бассейнах РФ, а также планами действий по предупреждению и ликвидации ЧС на территориях субъектов РФ, планами действий по предупреждению и ликвидации ЧС на территориях муниципальных образований и планами действий по предупреждению и ликвидации ЧС организаций.

В части вопроса распространения требований Положения [26] на организацию АСО месторождений Обской и Тазовской губ необходимо учитывать, что в соответствии

с рассмотренными выше Правилами [19] организация поисковых и спасательных операций на море (в поисково-спасательных районах РФ) осуществляется Росморречфлотом, при этом силы и средства МЧС России являются участниками взаимодействия при проведении поисковых и спасательных операций на море.

Применительно к обеспечению готовности к ЛРН как неотъемлемой части АСО рассматриваемых месторождений следует руководствоваться Приказом Минтранса от 27.11.2020 № 523 [27], которым установлены Требования к составу сил и средств постоянной готовности, предназначенных для предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе РФ, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне РФ. Необходимо отметить, что поскольку к силам и средствам постоянной готовности функциональной подсистемы относятся предназначенные для ЛРН силы и средства собственных либо привлекаемых по договорам АСС или АСФ организаций, ответственных за этапы обустройства и/или эксплуатации месторождения, то АСС (АСФ), привлекаемые в рамках системы АСО морских объектов обустройства месторождений Обской и Тазовской губ для задач ЛРН, должны соответствовать указанным Требованиям.

Применительно к освоению перспективных месторождений Обской и Тазовской губ важным является требование обеспечения локализации разлива нефти и нефтепродуктов в условиях, характерных для акваторий, на которых осуществляют деятельность силы и средства постоянной готовности, включая сбор нефти во льду и сбор нефти с поверхности льда.

Корпоративные документы ПАО «Газпром» в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций

Среди корпоративных документов ПАО «Газпром» применительно к задачам АСО на морских месторождениях основополагающим является Приказ ПАО «Газпром» от 07.07.2016 № 436 [28], которым утверждены Положение о корпоративной системе гражданской защиты ПАО «Газпром», Положения о корпоративной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ПАО «Газпром» и Порядок подготовки к ведению и ведения гражданской обороны в ПАО «Газпром».

Положение о корпоративной системе гражданской защиты ПАО «Газпром» определяет основные принципы, задачи и основы функционирования корпоративной системы гражданской защиты (КСГЗ). Необходимо отметить, что среди основных принципов организации КСГЗ выделено согласованное и непрерывное взаимодействие между КСГЗ и РСЧС, функциональные подсистемы которой были рассмотрены выше. КСГЗ состоит из двух подсистем: корпоративной системы гражданской обороны и «Газ ЧС». В рамках разработки решений по аварийно-спасательному обеспечению при освоении месторождений Обской и Тазовской губ главным образом представляет практический интерес система «Газ ЧС». «Газ ЧС» входит в созданную Минэнерго России функциональную подсистему предупреждения и ликвидации ЧС в организациях ТЭК и в организациях (на объектах), находящихся в их ведении. Среди основных задач «Газ ЧС» необходимо особо выделить ликвидацию ЧС. Таким образом, входящие в «Газ ЧС» профессиональные и нештатные АСФ должны участвовать в ликвидации ЧС.

Привлечение сил и средств «Газ ЧС» к ликвидации ЧС осуществляется в соответствии с планами действий по предупреждению и ликвидации ЧС ПАО «Газпром», дочерних обществ и филиалов (объектов), планами их взаимодействия с соответствующими органами местного самоуправления и сторонними организациями.

Необходимо отдельно выделить порядок взаимодействия «Газ ЧС» с РСЧС. На корпоративном уровне «Газ ЧС» взаимодействует с координационными органами, постоянно действующими органами управления и органами повседневного управления созданной Минэнерго России функциональной подсистемы предупреждения и ликвидации ЧС на объектах ТЭК. На уровне дочерних организаций ПАО «Газпром» и их филиалов «Газ ЧС» взаимодействует с главными управлениями МЧС России по субъектам РФ (региональными центрами по делам гражданской обороны), КЧСиОПБ органов исполнительной власти субъектов РФ и органов местного самоуправления. Данное взаимодействие «Газ ЧС» осуществляется через постоянно действующие органы управления «Газ ЧС» объектового уровня и дежурно-диспетчерские службы дочерних обществ.

Таким образом, можно заключить, что в процессе формирования организационной структуры системы АСО для морских объектов региона Обской и Тазовской губ необходимо учитывать, что при проведении АСР координацию деятельности участвующих в работах АСС, АСФ и общественных объединений будет осуществлять МЧС России с участием функциональных подсистем Минтранса России и Минэнерго России. В рамках деятельности

ПАО «Газпром» задачи обеспечения готовности сил и средств ЧС для предупреждения и ликвидации ЧС природного и техногенного характера должны решаться в рамках функционирования подсистемы «Газ ЧС» КСГЗ ПАО «Газпром», которая входит в созданную Минэнерго России функциональную подсистему РСЧС предупреждения ЧС в организациях (на объектах) ТЭК.

Список литературы

1. Международная конвенция по поиску и спасанию на море (САР-79). – Гамбург. – 27 апреля 1979 г. – <http://www.randewy.ru/prot/cap.html>
2. Международная конвенция о спасании. – Лондон. – 28 апреля 1989 г. – <https://base.garant.ru/2540770/?ysclid=lm4x8grwxd946768818>
3. Международная конвенция по охране человеческой жизни на море (СОЛАС-74). – Лондон. – 1 ноября 1974 г. – <https://base.garant.ru/71353064/?ysclid=lm4zofm5h544828582#friends>
4. Международный кодекс по спасательным средствам: принят Резолюцией MSC.48(66) от 04.06.1996. – <https://docs.cntd.ru/document/499032094?ysclid=lm52c4d8z924605665>
5. Международный кодекс для судов, эксплуатирующихся в полярных водах (Полярный кодекс): Принят резолюцией МЕРС.264(68) от 15 мая 2015. – [http://wdc.aari.ru/wmo/docs/IMO\(Polar_Code\)/Polar_Code_ru.pdf](http://wdc.aari.ru/wmo/docs/IMO(Polar_Code)/Polar_Code_ru.pdf)
6. Международная конвенция по обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью, борьбе с ним и сотрудничеству. – 30 ноября 1990 г. – https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/oil_pollution_preparedness.shtml
7. Соглашение о сотрудничестве в сфере готовности и реагирования на загрязнение моря нефтью в Арктике. – Кируна, Швеция. – 15 мая 2013 г. – <https://base.garant.ru/70547934/?ysclid=lm5869urg141638131>
8. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ; принят Государственной Думой 11.11.1994.
9. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ; принят Государственной Думой 20.06.1997.
10. Об утверждении Порядка создания нештатных аварийно-спасательных формирований: Приказ МЧС России от 23.12.2005 № 999.
11. Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей: Федеральный закон от 22.08.1995 № 151-ФЗ.
12. Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации: Постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2020 № 2366.
13. Об утверждении требований к составу и оснащению аварийно-спасательных служб и (или) аварийно-спасательных формирований, участвующих в осуществлении мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов: Постановление Правительства Российской Федерации от 16.12.2020 № 2124.
14. О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации: Федеральный закон от 31.07.1998 № 155-ФЗ.
15. Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации (КТМ РФ) от 30.04.1999 № 81-ФЗ. – <https://base.garant.ru/12115482/?ysclid=lm50a0ul738159942>
16. Кодекс внутреннего водного транспорта Российской Федерации (КВВТ РФ) от 07.03.2001 № 24-ФЗ. – <https://base.garant.ru/12122218/?ysclid=lm5qe307s928073910>
17. Правила перевозки специального персонала на внутреннем водном транспорте: введены в действие с 01.03.2022 приказом Минтранса России от 28.08.2020 № 338. – <https://base.garant.ru/401480428/?ysclid=lm5sjqzfv117228330>

18. О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций: Постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 № 794.
19. Об утверждении Правил осуществления взаимодействия федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при проведении поисковых и спасательных операций на море: Постановление Правительства Российской Федерации от 25.11.2020 № 1928.
20. О присоединении Российской Федерации к Международной конвенции по обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью, борьбе с ним и сотрудничеству 1990 года: Постановление Правительства Российской Федерации от 23.07.2009 № 607.
21. О силах и средствах единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций: Постановление Правительства Российской Федерации от 08.11.2013 № 1007.
22. Об утверждении Положения о Федеральном агентстве морского и речного транспорта: Постановление Правительства Российской Федерации от 23.07.2004 № 371.
23. Об утверждении Положения о функциональной подсистеме организации и координации деятельности поисковых и аварийно-спасательных служб (как российских, так и иностранных) при поиске и спасении людей и судов, терпящих бедствие на море в поисково-спасательных районах Российской Федерации единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций: Приказ Минтранса России от 26.11.2007 № 169.
24. Об утверждении Положения о функциональной подсистеме организации работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в море с судов и объектов независимо от их ведомственной и национальной принадлежности: Приказ Минтранса России от 30.05.2019 № 157.
25. О функциональной подсистеме предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в организациях (на объектах) топливно-энергетического комплекса и в организациях (на объектах), находящихся в ведении Министерства энергетики Российской Федерации: Приказом Минэнерго России от 24.09.2018 № 792.
26. Об утверждении Положения о функциональной подсистеме координации деятельности по поиску и спасанию людей во внутренних водах и территориальном море Российской Федерации единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций: Приказ МЧС России от 22.07.2013 № 480.
27. Об утверждении Требований к составу сил и средств постоянной готовности, предназначенных для предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации: Приказ Минтранса России от 27.11.2020 № 523.
28. Об утверждении Положения о корпоративной системе гражданской защиты ПАО «Газпром», Положения о корпоративной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ПАО «Газпром» и Порядка подготовки к ведению и ведения гражданской обороны в ПАО «Газпром»: Приказ ПАО «Газпром» от 07.07.2016 № 436.

Legal regulation of rescue provisions for development of Gazprom's fields in Ob and Taz bays

V.D. Vasin^{1*}, S.V. Grekov¹, M.I. Greshnyakov², V.I. Dimitrov³

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Gazprom PJSC, Block 1, Bld. 3, Estate 2, Lakhtinskiy prospect, St. Petersburg, 197229, Russian Federation

³ Gazprom Dobycha Yamburg, Bld. 9, Geologorazvedchikov street, Novyy Urengoy, Tyumen region, 629306, Russian Federation

* E-mail: v_vasin@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article examines those norms of the international legislation, the regulatory acts of the Russian Federation and the documents of the Gazprom PJSC which should be abided by to construct a system of emergency rescue provisions when developing the fields of the Gazprom PJSC in the Ob and Taz bays. Issues of creating and functioning of the rescue facilities for marine hydrocarbon fields are at the intersection of responsibilities of different federal ministries and agencies and are being regulated by lots of international conventions, codes, federal laws and secondary legislation acts referred to merchant shipping, industrial safety of the fuel and energetic complex, prevention and liquidation of emergency situations.

Gazprom's fields in Ob and Taz bays locate within the inland sea waters of the Russian Federation, which makes consider the naval law norms under the purview of the Ministry of Transport of Russia. Meanwhile, the questions of prevention and response to emergencies are under the purview of the EMERCOM of Russia. The site facilities of the subsea fields are regarded as the elements of the fuel & energy complex, which is administrated by the Ministry of Energy of Russia.

Creation of a rescue provisions system for Gazprom's fields in Ob and Taz bays must be implemented in recognition of the total entity of requirements enclosed in the discussed legal documents.

Keywords: subsea field, safety, rescue provision, liquidation of oil spill, emergency.

References

1. *International Convention on Maritime Search and Rescue* [online]. Adoption: 27 April 1979; Entry into force: 22 June 1985. Available from: [https://www.imo.org/en/About/Conventions/Pages/International-Convention-on-Maritime-Search-and-Rescue-\(SAR\).aspx](https://www.imo.org/en/About/Conventions/Pages/International-Convention-on-Maritime-Search-and-Rescue-(SAR).aspx)
2. *International Convention on Salvage* [online]. London. Adoption: 28 April 1989; Entry into force: 14 July 1996. Available from: <https://www.imo.org/en/About/Conventions/Pages/International-Convention-on-Salvage.aspx>
3. *International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS)* [online]. London. Adoption: 1 November 1974; Entry into force: 25 May 1980. Available from: [https://www.imo.org/en/About/Conventions/Pages/International-Convention-for-the-Safety-of-Life-at-Sea-\(SOLAS\)-1974.aspx](https://www.imo.org/en/About/Conventions/Pages/International-Convention-for-the-Safety-of-Life-at-Sea-(SOLAS)-1974.aspx)
4. *International Life-Saving Appliance Code (LSA-Code)* [online]. Adopted by MSC.48(66) resolution on 4 April 1996. Available from: http://www.racingyachtmanagement.com/misc/lisa_code.pdf
5. *International Code for Ships Operating in Polar Waters (Polar Code)* [online]. Adopted by MEPC.264(68) resolution on 15 May 2015. Available from: <https://www.imo.org/en/OurWork/Safety/Pages/polar-code.aspx>
6. *International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation (OPRC)* [online]. Adoption: 30 November 1990; Entry into force: 13 May 1995. Available from: [https://www.imo.org/en/About/Conventions/Pages/International-Convention-on-Oil-Pollution-Preparedness,-Response-and-Co-operation-\(OPRC\).aspx](https://www.imo.org/en/About/Conventions/Pages/International-Convention-on-Oil-Pollution-Preparedness,-Response-and-Co-operation-(OPRC).aspx)
7. *Agreement on Cooperation on Marine Oil Pollution Preparedness and Response in the Arctic* [online]. Kiruna, Sweden, 15 May 2013. Available from: <https://2009-2017.state.gov/r/pa/prs/ps/2013/05/209406.htm>
8. *Federal Law of the Russian Federation of December 21, 1994 no. 68-FZ "About protection of the population and the territories against emergency situations of natural and technogenic nature"* [O zashchite naseleniya i territoriy ot chrezvychaynykh situatsiy prirodnoy i tekhnogennoy kharaktera]. Accepted by the State Duma on November 11, 1994. (Russ.).
9. *Federal Law of the Russian Federation of July 21, 1997 no. 116-FZ "About industrial safety of hazardous production facilities"* [O promyshlennoy bezopasnosti opasnykh proizvodstvennykh ob'yektov] [online]. Accepted by the State Duma on June 20, 1997. Available from: <https://cis-legislation.com/document.fwx?rgn=1607>
10. *Order of the EMERCOM of Russia of December 23, 2005 no. 999 "About adoption of Procedure for creation of adjunct rescue commands"* [Ob utverzhdenii Poryadka sozdaniya neshtatnykh avariyno-spasatelnykh formirovaniy]. (Russ.).
11. *Federal Law of the Russian Federation of August 22, 1995 no. 151-FZ "About rescue services and the status of rescuers"* [Ob avariyno-spasatelnykh sluzhbakh i statuse spasateley]. (Russ.).
12. *Decree of the Government of the Russian Federation of December 30, 2020 no. 2366 "About approval of Rules of organization of events according to the prevention and liquidation of spills of oil and oil products on the continental shelf of Russian Federation, in the internal sea waters of the Russian Federation and the territorial sea and contiguous zone of the Russian Federation"* [Ob organizatsii preduprezhdeniya i likvidatsii razlivov nefi i nefteproduktov na kontinentalnom shelfe Rossiyskoy Federatsii, vo vnutrennikh morskikh vodakh, v territorialnom more i prilozhashchey zone Rossiyskoy Federatsii]. (Russ.).
13. *Decree of the Government of the Russian Federation of December 16, 2020 no. 2124 "About adoption of requirements for contingent and equipment of the rescue services and (or) or commands which participate in events referred to liquidation of spills of oil and oil products"* [Ob utverzhdenii trebovaniy k sostavy i osnashcheniyu avariyno-spasatelnykh sluzhb i (ili) avariyno-spasatelnykh formirovaniy, uchastvuyushchikh v osushchestvlenii meropriyatiy po likvidatsii razlivov nefi i nefteproduktov]. (Russ.).
14. *Federal Law of the Russian Federation of July 31, 1998 no. 155-FZ "About internal sea waters, the territorial sea and contiguous zone of the Russian Federation"* [O vnutrennikh morskikh vodakh, territorialnom more i prilozhashchey zone Rossiyskoy Federatsii] [online]. Available from: <https://cis-legislation.com/document.fwx?rgn=1412>.
15. *Merchant shipping code of the Russian Federation of April 30, 1999 no. 81-FZ* [online]. Adopted by the State Duma on March 31, 1999. Available from: <https://vdocuments.site/merchant-shipping-code-of-the-russian-merchant-shipping-code-of-the-russian.html?page=1>
16. *Code of the inland water transport of the Russian Federation of March 7, 2001 no. 24-FZ* [online]. Accepted by the State Duma on February 7, 2001; Approved by the Federation Council on February 22, 2001. Available from: <https://cis-legislation.com/document.fwx?rgn=1563>

17. *Rules for shipping the special personnel on the inland water transport* [Pravila perevozki spetsialnogo personala na vnutrennem vodnom transporte]. Entry into force: on March 01, 2022 by the Order of the Ministry of Transport of the Russian Federation of August 28, 2020 no. 338. Available from: <https://base.garant.ru/401480428/?ysclid=lm5Sjqzfv117228330>. (Russ.).
18. *Decree of the Government of the Russian Federation of December 30, 2003 no. 794 "On the unified state system of prevention and liquidation of emergency situations"* [O yedinoy gosudarstvennoy sisteme preduprezhdeniya i likvidatsii chrezvychaynykh situatsiy] [online]. Available from: https://www.vertic.org/media/National%20Legislation/Russian_Federation/RU_Decree_Emergency_Situations.pdf.
19. *Decree of the Government of the Russian Federation of November 25, 2020 no. 1928 "About adoption of the Rules for mutual cooperation of the federal executive authorities, executive authorities of the constituent entities of the Russian Federation and the organizations during execution of search and rescue operations in sea waters* [Ob utverzhdenii Pravil osushchestvleniya vzaimodeystviya federalnykh organov ispolnitelnoy vlasti, organov ispolnitelnoy vlasti subyektov Rossiyskoy federatsii i organizatsiy pri provedenii poiskovykh i spasatelnykh operatsiy na more]. (Russ.).
20. *Decree of the Government of the Russian Federation of July 23, 2009 no. 607 "About adhering of the Russian Federation to the International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation 1990"* [O prisoyedinenii Rossiyskoy Federatsii k Mezhdunarodnoy Konventsii po obespecheniyu gotovnosti na sluchay zagryazneniya neftyu, berbe s nim i sotrudnichestvu 1990 goda]. (Russ.).
21. *Decree of the Government of the Russian Federation of November 08, 2013 no. 1007 "About forces and means of the unified state system of prevention and liquidation of emergency situations"* [O silakh i sredstvakh yedinoy gosudarstvennoy sistemy preduprezhdeniya i likvidatsii chrezvychaynykh situatsiy]. (Russ.).
22. *Decree of the Government of the Russian Federation of July 23, 2004 no. 371 "On adoption of the Statutes of the Federal Agency for Sea and Inland Water Transport"* [Ob utverzhdenii Polozheniya o Federalnom agentstve morskogo i rechnogo transporta]. (Russ.).
23. *Order of the Ministry of Transport of the Russian Federation of November 26, 2007 no. 169 "On adoption of the Statutes of a functional subsystem for organization and coordination of activities of the search and rescue services (either Russian, or foreign ones) during searching and rescuing the people and the ships being in distress in sea waters within the search-and-rescue regions of the Russian Federation of the unified state system of prevention and liquidation of emergency situations"* [Ob utverzhdenii Polozheniya o funktsionalnoy podсистеме organizatsii i koordinatsii deyatel'nosti poiskovykh i avariyno-spasatelnykh sluzh' (kak rossiyskikh, tak i inostrannykh) pri poiske i spasenii lyudey i sudov, terpyashchikh bedstviye na more v poiskovo-spasatelnykh rayonakh Rossiyskoy Federatsii yedinoy gosudarstvennoy sistemy preduprezhdeniya i likvidatsii chrezvychaynykh situatsiy]. (Russ.).
24. *Order of the Ministry of Transport of the Russian Federation of May 30, 2019 no. 157 "On adoption of the Statutes of a functional subsystem for organization of works on prevention and liquidation of spills of oil and oil products in the sea waters from the ships and facilities independently of their departmental and national affiliation* [Ob utverzhdenii Polozheniya o funktsionalnoy podсистеме organizatsii rabot po preduprezhdeniyu i likvidatsii razlivov nefti i nefteproduktov v more s sudov i ob'yektov nezavisimo ot ikh vedomstvennoy i natsionalnoy prinalozhnosti]. (Russ.).
25. *Order of the Ministry of Energy the Russian Federation of September 24, 2018 no. 792 "On a functional subsystem for prevention and liquidation of the emergency situations at the fuel-and-energy industry organizations (facilities) affiliated with of the Ministry of Energy the Russian Federation* [O funktsionalnoy podсистеме preduprezhdeniya i likvidatsii chrezvychaynykh situatsiy v organizatsiyakh (na ob'yektakh), nakhodyashchikhsya v vedenii Ministerstva energetiki Rossiyskoy Federatsii]. (Russ.).
26. *Order of the EMERCOM of Russia of July 22, 2013 no. 480 "On adoption of the Statutes of a functional subsystem for coordinating activities on search and rescue of the people in the inland waters and the territorial sea of Russian Federation of the unified state system of prevention and liquidation of emergency situations"* [Ob utverzhdenii polozheniya o funktsionalnoy podсистеме koordinatsii deyatel'nosti po poisku i spaseniyu lyudey vo vnutrennikh vodakh i territorialnom more Rossiyskoy Federatsii yedinoy gosudarstvennoy sistemy preduprezhdeniya i likvidatsii chrezvychaynykh situatsiy]. (Russ.).
27. *Order of the Ministry of Transport of the Russian Federation of November 27, 2020 no. 523 "On adoption of the Requirements for configuration of forces and means of instant readiness aimed at prevention and liquidation of spills of oil and oil products at the continental shelf of the Russian Federation, in the inland sea waters, in the territorial sea and the contiguous zone of the Russian Federation"* [Ob utverzhdenii trebovaniy k sostavy sil i sredstv postoyannoy gotovnosti, prednaznachennykh dlya preduprezhdeniya i likvidatsii razlivov nefti i nefteproduktov na kontinentalnom shelfe Rossiyskoy Federatsii, vo vnutrennikh morskikh vodakh, v territorialnom more i prilozhshchey zone Rossiyskoy Federatsii]. (Russ.).
28. *Order of the Gazprom PJSC of July 07, 2016 no. 436 "On adoption of the Statutes on the corporate system of civil protection, the Statutes on the corporate system for prevention and liquidation of the emergency situation at the Gazprom PJSC and the Procedure for preparation for maintenance and maintenance of the civil defense at the Gazprom PJSC"* [Ob utverzhdenii Polozheniya o korporativnoy sisteme grazhdanskoй zashchity PAO "Gazprom", Polozheniya o korporativnoy sisteme preduprezhdeniya i likvidatsii chrezvychaynykh situatsiy PAO "Gazprom", i Poryadka podgotovki k vedeniyu i vedeniya grazhdanskoй oborony v PAO "Gazprom"]. (Russ.).

УДК 622.242.4:539.3

О влиянии биологического обрастания на функционирование низкомоментного интерфейса системы подводной добычи в Охотском море

С.В. Греков¹, Д.А. Онищенко¹, Е.М. Подоляко², П.С. Шушпанников^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 197229, г. Санкт-Петербург, Лахтинский проспект, д. 2, корп. 3, стр. 1 (Башня), к. 11.7

* E-mail: P_Shushpannikov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Рассматривается задача об оценке влияния биологического обрастания на функционирование низкомоментного интерфейса системы подводной добычи в Охотском море. Задача решается путем моделирования методом конечных элементов (с использованием программного комплекса ANSYS). Представлены конечно-элементная модель, расчетная схема и результаты моделирования процесса деформирования обрастания при повороте вала низкомоментного интерфейса в корпусе элемента подводного добычного комплекса. В рамках модели биологическое обрастание предполагается идеально упругопластическим, вал и корпус элемента подводного добычного комплекса считаются абсолютно твердыми. Рассчитано значение крутящего момента на валу, при достижении которого обрастание перестает оказывать сопротивление повороту вала (считается, что происходит «разрушение» обрастания). С учетом практического отсутствия достоверных данных о механических свойствах биологического обрастания, характерного для глубин 85...100 м в Охотском море, выполнено параметрическое исследование влияния данных свойств, а также геометрических параметров обрастания на предельное значение крутящего момента. Установлено, что модуль упругости обрастания не оказывает влияния на предельное значение крутящего момента. Чем больше значение предела текучести, тем больше значение крутящего момента, которое необходимо приложить к валу для «разрушения» биологического обрастания. Показано, что в зависимости от значений геометрических параметров обрастания возможны два сценария его «разрушения»: I – по границе контакта с валом, II – по границе контакта с корпусом элемента подводного добычного комплекса. При этом сценарий I характеризуется большими, а сценарий II – меньшими предельными значениями крутящего момента. Как показали результаты расчетов, даже при значительной степени обрастания (толщина обрастания, отсчитываемая от вала и от корпуса элемента подводного добычного комплекса, 30 мм) предельное значение крутящего момента не превосходит 10 Н·м. С учетом характеристик специальных инструментов, устанавливаемых на телеуправляемые обитаемые подводные аппараты и предназначенных для управления низкомоментным интерфейсом, представляется обоснованным вывод о том, что биологическое обрастание на глубинах 85...100 м в Охотском море не оказывает заметного влияния на функционирование низкомоментного интерфейса рассмотренного типа.

Ключевые слова: биологическое обрастание, шельф Охотского моря, подводный добычный комплекс, низкомоментный интерфейс, метод конечных элементов.

Биологическое обрастание – это сообщество организмов (микроорганизмов, беспозвоночных животных и макроводорослей), развивающееся на твердых субстратах [1]. Обрастанию подвержены любые твердые объекты, так или иначе контактирующие с морской водой. При этом предельной глубины для развития обрастания не существует [2].

Для подводных добычных комплексов (ПДК), использующихся при разработке месторождений на шельфе Охотского моря, явление морского обрастания представляет большую опасность (основные негативные последствия обрастания на ПДК, эксплуатируемом в Охотском море, подробно описаны ранее [3]). В частности, обрастания на сочленениях подвижных частей внешних интерфейсов могут ограничивать их подвижность (рис. 1). В результате увеличивается механическое сопротивление усилиям, передающимся на интерфейсы с помощью телеуправляемых обитаемых подводных аппаратов (ТНПА).

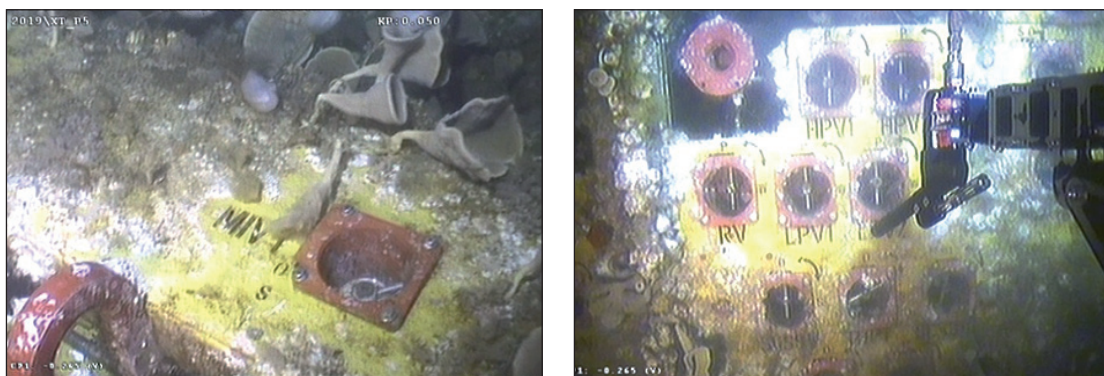


Рис. 1. Биологическое обрастание на внешних интерфейсах подводного оборудования. Фонтанная арматура

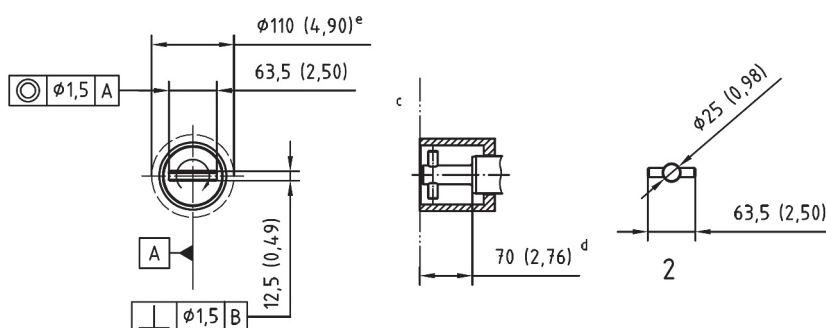


Рис. 2. НИ типа «Б», мм. Источник: ISO 13628-8-2002

Современное подводное оборудование включает различные типы внешних интерфейсов. Наибольший интерес с точки зрения влияния биологического обрастания представляет работа низкомоментного интерфейса (НИ), поскольку именно для него характерно наличие ограничений на значение прикладываемого ТНПА крутящего момента. Характерный вид данного интерфейса¹ представлен на рис. 2.

Оконечная часть рассматриваемого НИ представляет собой вал с ручкой. При приложении к ручке крутящего момента происходит поворот вала в корпусе элемента ПДК (нормальное функционирование НИ). Биологическое обрастание на оконечной части НИ может оказывать сопротивление повороту вала в корпусе элемента ПДК и, как следствие, приводить к нарушению условий нормального функционирования НИ.

Результаты расчета значений крутящего момента, достаточных для преодоления описанного сопротивления для обрастания, характерного для глубин 85...100 м в Охотском море, представлены далее в настоящей работе. На основании выполненных расчетов делаются выводы о влиянии обрастания на функционирование НИ в Охотском море.

Описание конечно-элементной модели

Для моделирования процесса поворота вала НИ используем программный комплекс ANSYS (версия 15.0) [4], предполагающий квазистатическую постановку задачи и ее решение методом конечных элементов. Моделируемая система включает стакан, вал с ручкой, корпус элемента ПДК и биологическое обрастание, расположенное в окрестности места сочленения вала с корпусом элемента ПДК (рис. 3). Для простоты будем считать, что область, занимаемая обрастанием, имеет форму полого цилиндра, внутренняя поверхность которого примыкает к валу, а одно из оснований – к корпусу элемента ПДК (см. рис. 3а). При сделанном

¹ НИ типа «Б», согласно классификации стандарта ISO 13628-8-2002. Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 8: Remotely Operated Vehicle (ROV) interfaces on subsea production system.

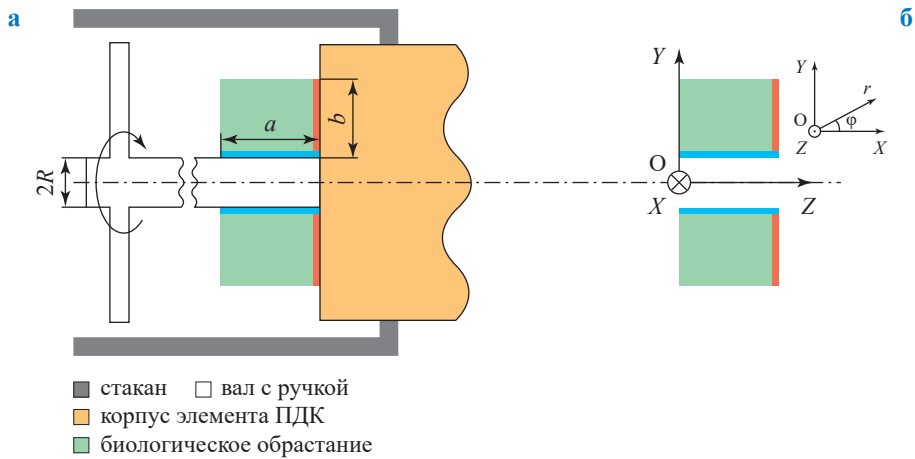


Рис. 3. Геометрия рассматриваемой системы:
а – оконечная часть НИ в условиях ее биологического обрастания;
б – системы координат

предположении геометрия рассматриваемой системы характеризуется осевой симметрией.

Следует отметить, что жесткость вала и корпуса элемента ПДК существенно выше жесткости биологического обрастания. Как следствие, влияние вала и корпуса элемента ПДК на деформирование обрастания можно учесть за счет граничных условий, заданных на соответствующих границах контакта (см. рис. 3б).

Введем декартову систему координат XYZ с центром в точке O и цилиндрическую систему координат $r\phi Z$ с центром в той же точке (см. рис. 3б). Граница контакта между обрастанием и валом представляет собой цилиндрическую поверхность (выделена на рис. 3 голубым цветом). Ее радиус равен радиусу вала R , а высота a характеризует интенсивность обрастания и может быть различной. Будем считать, что рассматриваемый контакт является полным. Тогда поворот вала на угол α приводит к тому, что частицы обрастания, расположенные на границе контакта с валом, перемещаются в окружном направлении (компонента перемещений u_ϕ) на расстояние $R\alpha$. Используем данное условие в качестве первого кинематического граничного условия в рассматриваемой конечно-элементной модели ($u_r = 0$, $u_\phi = R\alpha$, $u_z = 0$ на границе контакта с валом).

Граница контакта между обрастанием и корпусом элемента ПДК представляет собой кольцо (выделена на рис. 3 красным цветом). Его внутренний радиус равен радиусу вала R ,

а внешний радиус – сумме $R + b$, где параметр b характеризует интенсивность обрастания и может быть различным. Рассматриваемый контакт также считается полным, поэтому расположенные на нем частицы в процессе поворота вала должны оставаться неподвижными. Данное условие является вторым кинематическим граничным условием в рассматриваемой конечно-элементной модели ($u_r = 0$, $u_\phi = 0$, $u_z = 0$ на границе контакта с корпусом элемента ПДК).

Поверхности, на которых не заданы кинематические граничные условия, предполагаются свободными от нагрузок.

Для моделирования физико-механических свойств материала биологического обрастания воспользуемся моделью идеально упругопластического материала. При этом упругие свойства обрастания будем характеризовать модулем Юнга E и коэффициентом Пуассона ν . Пластические свойства обрастания опишем критерием текучести Мизеса (σ_y – предел текучести) и ассоциированным с данным критерием законом течения.

Пример конечно-элементной сетки, используемой далее для моделирования деформирования биологического обрастания при повороте вала НИ, представлен на рис. 4. Другие используемые расчетные сетки имеют структуру, схожую со структурой сетки, представленной на рис. 4, и отличаются от нее только размером конечных элементов (далее под размером конечных элементов подразумевается размер наименьшего из них). В качестве элементов используются 8-узловые конечные

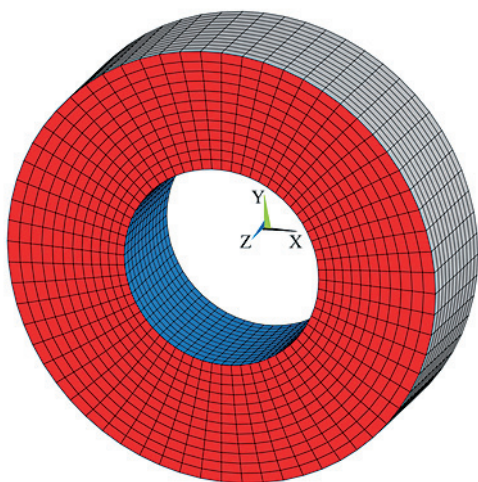


Рис. 4. Используемая конечно-элементная сетка

элементы (элементы типа SOLID185 в системе обозначений ПК ANSYS [4]). Количество конечных элементов для расчетной сетки (см. рис. 4) равно 9216 (число узлов имеет тот же порядок).

Результатом любого из выполненных расчетов являются значения компонент тензора напряжений и деформаций (как упругих, так и пластических) в каждом из узлов расчетной сетки на каждом шаге нагружения системы (один шаг нагружения соответствует изменению текущего значения угла поворота вала на заданную величину $\Delta\alpha$). Численно интегрируя компоненту тензора напряжений $\sigma_{r\varphi}$ по поверхности контакта обрастания с валом (данная поверхность выделена на рис. 4 синим цветом) и умножая полученный результат на значение R , можно найти значение крутящего момента на валу M_z . Выполнив описанную процедуру для каждого шага нагружения системы, получим диаграмму деформирования обрастания $M_z(\alpha)$. Как будет показано далее, данная диаграмма характеризуется наличием предельного значения момента M_z^* , после достижения которого биологическое обрастание перестает оказывать сопротивление повороту вала. Другими словами, увеличение угла поворота α происходит без изменения M_z . Мгновение достижения моментом M_z предельного значения M_z^* будем отождествлять с мгновением «разрушения» биологического обрастания.

Результаты моделирования и их обсуждение

При проведении расчетов будем считать, что $R = 12,5$ мм (см. рис. 2). Параметры a и b ,

характеризующие геометрию области, занимаемой биологическим обрастанием, варьируются, принимая значения от 5 до 30 мм с шагом 5 мм. Угол поворота вала α изменяется в процессе нагружения системы от 0° до $0,05^\circ$ при общем числе шагов нагружения, равном 50 ($\Delta\alpha = 0,001^\circ$). Упругие модули (модуль Юнга E и коэффициент Пуассона ν) и предел текучести σ_y обрастания существенно зависят от его состава и условий образования [5]. Достоверные сведения о значениях данных параметров для обрастаний, развивающихся на элементах подводного оборудования в Охотском море (балянусы, двустворчатые моллюски, бурые водоросли, асцидии, губки [3]), практически отсутствуют. Исходя из этого значение E для обрастания будем варьировать, полагая в расчетах равным 0,5; 1,0 и 2,0 ГПа. Поскольку влияние коэффициента ν на результаты прочностных расчетов обычно незначительно, примем его равным 0,3. Предел текучести обрастания σ_y будем варьировать, полагая в расчетах равным 0,3; 0,5 и 0,7 МПа (прочность адгезии взрослого балянуса к твердой подложке может достигать 0,5 МПа [3]; для некоторых других представителей отряда усоногих сообщалось о прочности на разрыв 0,2 МПа [5]).

В качестве первой иллюстрации приведем результаты расчета, полученные для следующих значений модельных параметров: $a = b = 15$ мм, $E = 1,0$ ГПа, $\sigma_y = 0,5$ МПа. Соответствующие распределения компоненты тензора напряжений $\sigma_{r\varphi}$ и эквивалентных пластических деформаций $\varepsilon_{\text{экв}}^p$, возникающие в обрастании при повороте вала на угол $\alpha = 0,01^\circ$, представлены на рис. 5. Распределения $\sigma_{r\varphi}$ и $\varepsilon_{\text{экв}}^p$ характеризуются осевой симметрией (см. рис. 5). Напряжения $\sigma_{r\varphi}$ локализуются преимущественно вблизи границы контакта обрастания с валом и достигают максимума в окрестности места сопряжения вала с корпусом элемента ПДК (см. рис. 5а). Как следствие, в той же окрестности возникают первые пластические деформации (см. рис. 5б). Описанная картина является характерной и наблюдалась для всех рассмотренных в работе значений модельных параметров a , b , E и σ_y . Дальнейшее развитие пластических деформаций (при увеличении угла поворота вала α) зависит от геометрических размеров обрастания (параметры a и b). При этом оказывается возможным выделить два различных сценария:

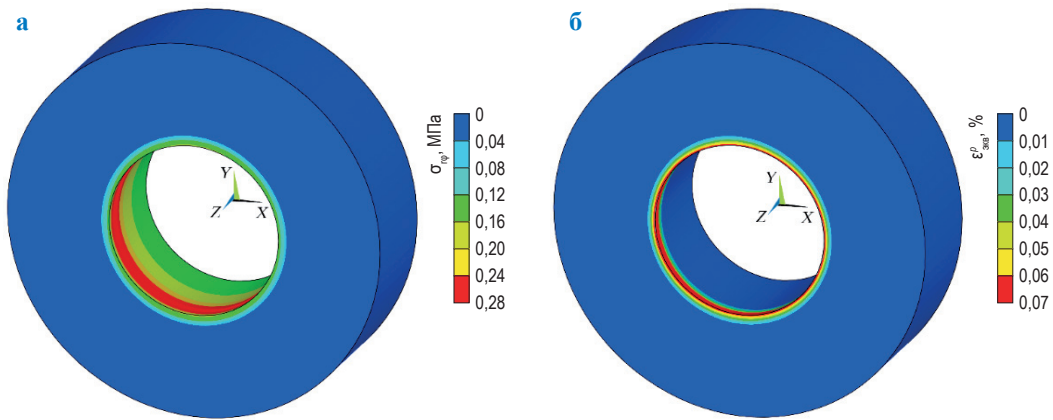


Рис. 5. Результаты расчета компонента тензора напряжений (а) и эквивалентной пластической деформации (б) при $\alpha = 0,01^\circ$

1) развитие пластических деформаций, охватывающих на определенном этапе нагружения всю границу контакта обрастания с валом; 2) их развитие, приводящее к возникновению пластических деформаций вдоль всей границы контакта с корпусом элемента ПДК.

После того, как одна из границ контакта оказывается полностью охваченной пластическим течением, дальнейшее увеличение угла α не приводит к росту упругих напряжений, и, следовательно, обрастание перестает оказывать сопротивление повороту вала. Указанное предельное состояние будем отождествлять с «разрушением» обрастания. В первом из описанных выше случаев развития пластических деформаций $\epsilon_{\text{экв}}^p$ будем говорить о сценарии I «разрушения» обрастания, во втором – о сценарии II его «разрушения». Заметим, что рассматриваемым здесь значениям модельных параметров (см. рис. 5) соответствует сценарий I «разрушения» обрастания (таблица).

На рис. 6 представлены диаграммы деформирования обрастания $M_z(\alpha)$, полученные на расчетных сетках, отличающихся размером конечных элементов. На рис. 6 видно, что предельные значения M_z^* однозначно определяются по диаграммам деформирования $M_z(\alpha)$. Для рассматриваемых расчетных сеток и значений модельных параметров данные предельные значения равны 4,52; 4,43 и 4,39 Н·м (размеры используемых для расчета конечных элементов равны $R/10$, $R/15$, $R/20$ соответственно). Таким образом, результаты выполненных расчетов достаточно устойчивы по отношению к размеру конечных элементов. По этой причине для дальнейших

расчетов будем использовать сетки с фиксированным размером конечных элементов, равным $R/15$.

Исследуем далее влияние механических свойств и геометрических параметров биологического обрастания на особенности его деформирования. На рис. 7 представлены диаграммы деформирования биологического обрастания $M_z(\alpha)$, полученные при различных значениях E : 0,5; 1,0 и 2,0 ГПа. Значения остальных модельных параметров соответствуют значениям, использованным в примере на рис. 5, 6: $a = b = 15$ мм, $\sigma_y = 0,5$ МПа. Чем меньше значение модуля Юнга обрастания, тем больше значение угла поворота вала, при достижении

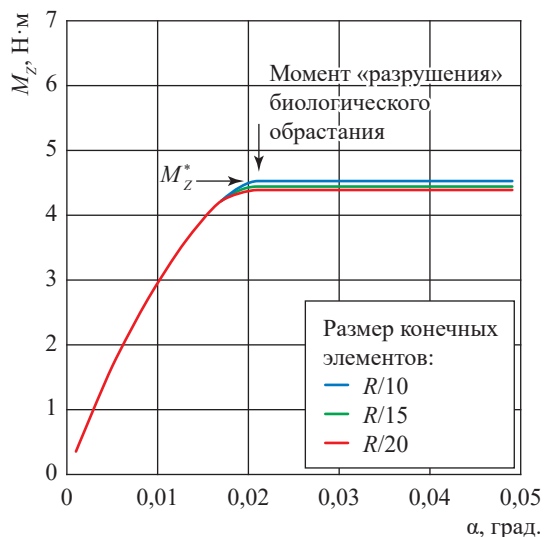


Рис. 6. Диаграммы деформирования биологического обрастания, полученные на расчетных сетках, отличающихся размером конечных элементов

которого происходит «разрушение» обрастания: $\alpha \approx 0,04^\circ$ при $E = 0,5$ ГПа; $\alpha \approx 0,02^\circ$ при $E = 1,0$ ГПа и $\alpha \approx 0,01^\circ$ при $E = 2,0$ ГПа (см. рис. 7). При этом предельное значение момента на валу не зависит от E , в рассматриваемом случае $M_z^* = 4,43$ Н·м.

На рис. 8 представлены диаграммы деформирования биологического обрастания $M_z(\alpha)$, полученные при различных значениях его предела текучести σ_y : 0,3; 0,5 и 0,7 МПа. Значения остальных модельных параметров соответствуют примерам на рис. 5, 6: $a = b = 15$ мм, $E = 1,0$ ГПа. Чем меньше значение σ_y , тем меньше значения α и M_z , при достижении которых происходит «разрушение» обрастания: $\alpha \approx 0,01^\circ$ и $M_z^* = 2,66$ Н·м при $\sigma_y = 0,3$ МПа; $\alpha \approx 0,02^\circ$ и $M_z^* = 4,43$ Н·м при $\sigma_y = 0,5$ МПа;

$\alpha \approx 0,03^\circ$ и $M_z^* = 6,20$ Н·м при $\sigma_y = 0,7$ МПа (см. рис. 8).

В таблице приведены значения M_z^* , полученные при различных значениях геометрических параметров обрастания a и b . Значения остальных модельных параметров соответствуют примерам на рис. 5, 6: $E = 1,0$ ГПа, $\sigma_y = 0,5$ МПа.

Примеры распределений $\varepsilon_{\text{кв}}^p$ в обрастании, иллюстрирующие различные сценарии его «разрушения», представлены на рис. 9.

Согласно таблице при $a = b$ реализуется сценарий I «разрушения» обрастания. При этом чем больше значение параметра a , характеризующего площадь границы контакта обрастания с валом, тем больше предельное значение крутящего момента в ситуации

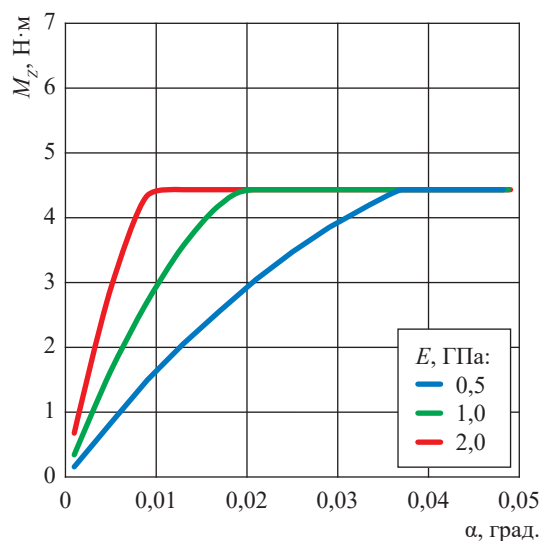


Рис. 7. Диаграммы деформирования биологического обрастания, полученные при различных значениях модуля Юнга обрастания

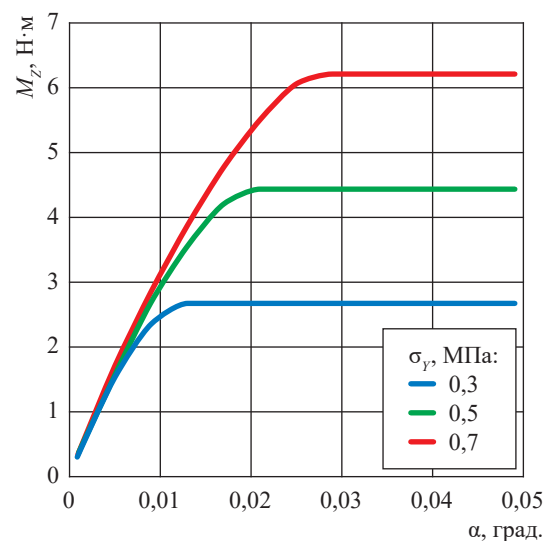


Рис. 8. Диаграммы деформирования биологического обрастания, полученные при различных значениях предела текучести обрастания

Предельные значения момента на валу (M_z^*), Н·м, при различных значениях геометрических параметров обрастания

a , мм	b , мм					
	5	10	15	20	25	30
5	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
10	2,00	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96
15	2,00	4,47	4,43	4,43	4,43	4,43
20	2,00	5,64	5,93	5,91	5,91	5,91
25	2,00	5,64	7,44	7,40	7,38	7,38
30	2,00	5,64	8,94	8,90	8,87	8,85

Примечание. Синим и красным цветами в таблице разграничены соответственно значения, полученные в условиях реализации I (по границе контакта с валом) и II (по границе контакта с корпусом элемента ПДК) сценариев «разрушения» обрастания.

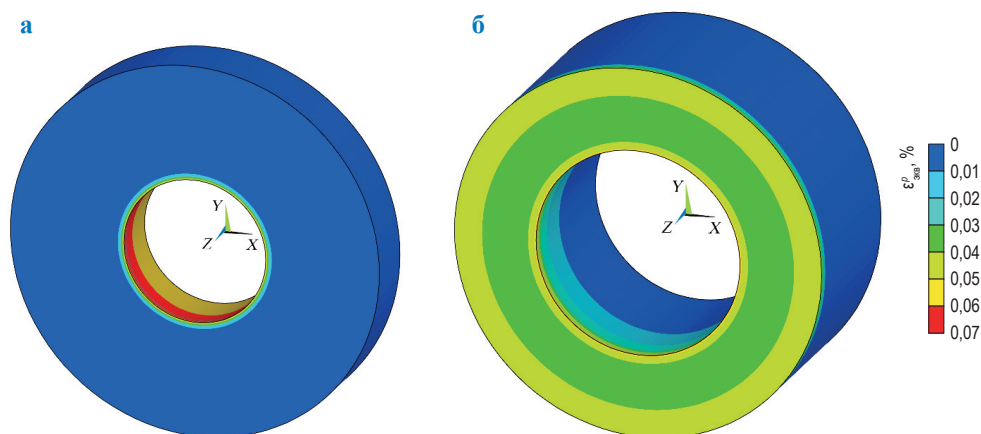


Рис. 9. Распределения эквивалентных пластических деформаций в биологическом обрастании при реализации двух сценариев его «разрушения» при $\alpha = 0,05^\circ$: а – сценарий I разрушения по границе контакта с валом ($a = 10$ мм, $b = 20$ мм, $E = 1,0$ ГПа, $\sigma_y = 0,5$ МПа); б – сценарий II разрушения по границе контакта с корпусом элемента ПДК ($a = 20$ мм, $b = 10$ мм, $E = 1,0$ ГПа, $\sigma_y = 0,5$ МПа)

«разрушения» обрастания. При $a = b = 5$ мм имеем $M_z^* = 1,45$ Н·м, а при $a = b = 30$ мм – $M_z^* = 8,85$ Н·м.

Зафиксируем значение a и будем рассматривать такие значения b , что $b > a$. Во всех подобных случаях «разрушение» происходит по сценарию I (см. таблицу). При этом значение M_z^* не зависит от значения параметра b и определяется исключительно значением параметра a .

Зафиксируем значение a и будем рассматривать такие значения параметра b , что $b < a$ ($b/a < 1$). Таблица показывает, что по мере уменьшения отношения b/a сначала наблюдается увеличение M_z^* (к примеру, при $a = 30$ мм и параметре b , принимающем значения 25; 20 и 15 мм, M_z^* принимает значения 8,87; 8,90 и 8,94 Н·м соответственно). Начиная с некоторого критического значения отношения b/a , зависящего от значения параметра a , сценарий I «разрушения» сменяется сценарием II. Предельные значения момента при этом резко уменьшаются (к примеру, при $a = 30$ мм и параметре b , принимающем значения 10 и 5 мм, реализуется сценарий II «разрушения», при этом M_z^* составляет 5,64 и 2,00 Н·м соответственно). Заметим также, что в тех случаях, когда реализуется сценарий II, значение M_z^* не зависит от параметра a и определяется исключительно значением параметра b .

Наибольшее предельное значение момента на валу – $M_z^* = 8,94$ Н·м – имеет место при $a = 30$ мм, $b = 15$ мм (см. таблицу).

Результаты моделирования, выполненного методом конечных элементов (программный комплекс ANSYS), в деталях воспроизводят процесс функционирования НИ типа «Б» (см. ISO 13628-8-2002) системы подводной добычи, находящегося в условиях интенсивного биологического обрастания.

Как показали результаты расчетов, выполненных для параметров обрастания, характерных для глубин 85...100 м в Охотском море, крутящий момент на валу НИ, обеспечивающий «разрушение» обрастания, даже при значительной степени обрастания (толщина обрастания, отсчитываемая от вала и от корпуса элемента ПДК, составляла 30 мм) не превосходит 10 Н·м. Инструмент ТНПА, предназначенный для передачи крутящего момента на вал НИ рассматриваемого типа, обеспечивает крутящий момент от 6 до 70 Н·м в зависимости от вида оборудования. В отдельных случаях для специального оборудования инструмент может развивать момент до 200 Н·м. Как следствие, представляется обоснованным вывод о том, что подобное обрастание не оказывает заметного влияния на функционирование НИ рассмотренного типа.

Список литературы

1. Раилкин А.И. Колонизация твердых тел бентосными организмами / А.И. Раилкин. – СПб.: СПбГУ, 2008. – 427 с.

2. Чава А.И. Обрастание конструкций в море и борьба с ним / А.И. Чава, В.О. Мокиевский // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 149–154.
3. Греков С.В. Биологическое обрастание подводного добычного оборудования в условиях месторождений Охотского моря / С.В. Греков, Д.А. Онищенко, Е.М. Подоляко // Газовая промышленность. – 2020. – № S2 (802). – С. 82–86.
4. ANSYS 15.0 Documentation. ANSYS, Inc., 2013.
5. Zheden V. Mechanical properties of the cement of the stalked barnacle *Dosima fascicularis* (Cirripedia, Crustacea) / V. Zheden, W. Klepal, S. Gorb, et al. // Interface Focus. – 2014. – Т. 5. – № 20140049.

On the effect of biofouling on operation of a low-torque interface of a subsea production system in the Sea of Okhotsk

S.V. Grekov¹, D.A. Onishchenko¹, Ye.M. Podolyako², P.S. Shushpannikov^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Gazprom PJSC, office 11.7, block 3-1, Bld. 2, Lakhtinskiy prospect, St. Petersburg, 197229, Russian Federation

* E-mail: P_Shushpannikov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. A task to estimate the effect of biofouling on functioning of the low-torque interface of a submarine production facility in the Sea of Okhotsk is examined. The named problem is solved by means of an ANSYS simulator applying the method of finite elements. Authors present a finite-element model, a scheme of calculation and the results of modelling a process of fouling deformation at turn of a low-torque interface shaft inside the body frame of a submarine production facility. Within the frame of this model, the biofouling is thought as ideal elastoplastic, the shaft and the body of the facility element are considered as absolutely hard. A ceiling value of the shaft torque is calculated for a case when the biofouling stops resisting the shaft turning is calculated (it is assumed that the biofouling deteriorates).

In context of the near absence of the valid data about the mechanical properties of the biofouling at depths of 85...100 m in the Sea of Okhotsk, authors have carried out a parametric study of the impact of the named properties and the geometric parameters of the biofouling to a limiting torque value. It is found out that the elastic modulus of the biofouling does not affect the ceiling torque value. The more the yield stress, the more the value of the torque which should be applied to the shaft to break the biofouling. Authors show that depending on the geometric parameters of the fouling there are two possible scenarios of fouling breakage: I – along a line of its contact with the shaft, II – along a line of its contact with a frame body element of the production facility. At that, the first scenario is known for a larger ceiling value of the torque, and the second scenario demonstrates its lesser ceiling. According to calculations, even in case of the vast biofouling (its thickness measured relative either to the shaft or to the body of the facility equals to 30 mm), the ceiling torque do not exceed 10 N·m. On account of the characteristics of the special equipment for controlling the low-torque interface of the remotely operated unmanned submarine vehicles, it seems reasonable that at depths of 85...100 m in the Sea of Okhotsk the biofouling does not much affect operation of the examined low-torque interface.

Keywords: biofouling, continental shelf of the Sea of Okhotsk, submarine production complex, low-torque interface, finite elements method.

References

1. RAILKIN, A.I. *Colonization of solid bodies by benthic organisms* [Kolonizatsiya tverdykh tel bentosnymi organizmami]. St. Petersburg: St. Petersburg State University, 2008. (Russ.).
2. CHAVA, A.I., V.O. MOKIYEVSKIY. Encrustation of structures in sea waters, and how to combat it [Obrastaniye konstruktsey v more i borba s nim]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 149–155. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. GREKOV, S.V., D.A. ONISHCHENKO, Ye.M. PODOLYAKO. Biofouling of submarine equipment in conditions of fields in the Sea of Okhotsk [Biologicheskoye obrastaniye podvodnogo dobychnogo oborudovaniya v usloviyakh mestorozhdeniy Okhotskogo moray]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2020, no. S2 (802), pp. 82–86, ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. ANSYS 15.0 Documentation. ANSYS, Inc., 2013.
5. ZHEDEN, V., W. KLEPAL, S. GORB, et al. Mechanical properties of the cement of the stalked barnacle *Dosima fascicularis* (Cirripedia, Crustacea). *Interface Focus*, 2014, vol. 5, no. 20140049, ISSN 2042-8898.

УДК 539.3

Экспериментальные исследования прочности раковин усонюгих рачков

В.М. Козинцев¹, В.О. Мокиевский², Н.М. Осипенко¹, А.Л. Попов¹, А.И. Чава²,
Д.А. Челюбеев¹, Е.И. Шифрин^{1*}

¹ Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Российская Федерация, 119526,
г. Москва, пр-т Вернадского, д. 101, корп. 1

² Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, Российская Федерация, 117997,
г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 36

* E-mail: shifrin@ipmnet.ru

Тезисы. Механические испытания раковин – фрагментов домиков *Chirona evermanni* из Охотского моря и прикрепленных к каменному субстрату домиков *Balanus eburneus* из Баренцева моря – позволили определить размер усилий, необходимых для разрушения фрагментов домиков и целых домиков, прикрепленных к субстрату, а также прочность и трещиностойкость материала раковин. Испытания продемонстрировали большой разброс показателей: разрушающее усилие варьировалось от 23 до 210 Н. Эксперименты свидетельствуют, что по уровню трещиностойкости и характеру разрушения материал фрагментов домиков *Chirona evermanni* и домиков *Balanus eburneus* близок к осадочным горным породам. Разброс значений, полученный в ходе эксперимента, определяется топологическими и морфологическими особенностями домиков.

Ключевые слова:

раковина,
субстрат,
прочность,
разрушение,
обрастание.

Любые конструкции, погруженные в воду, служат субстратом для многочисленных организмов, формирующих плотный и прочный покров обрастания. Этот покров может препятствовать нормальному функционированию подводных сооружений, приводя к необходимости регулярной очистки поверхности. Для очистки поверхностей под водой полезно иметь представление о механической прочности организмов, доминирующих в обрастании конструкций. Одной из ведущих групп в сообществах обрастания являются усонюгие раки – *Cirripedia*. Данная работа посвящена представителям одного из отрядов усонюгих раков – отряда *Balanomorpha*. Эти организмы обладают прочными известковыми домиками в форме усеченного конуса, состоящего из нескольких пластин. Некоторые из этих пластин подвижны, что позволяет раку по-разному вести себя в зависимости от внешних условий. При сильном воздействии волн или в отлив пластинки закрывают отверстие в домике, защищая рачка, а при благоприятных условиях они раздвигаются, позволяя рачку осуществлять процесс фильтрации пищевых частиц из толщи воды с помощью тонких нитевидных конечностей – усонюжек. Домики прочно прикреплены к поверхности субстрата с помощью специального «цемента». Химическому составу и свойствам цемента, выделяемого усонюгими раками для прикрепления к субстрату, посвящено много публикаций (см., например, обзор [1]). Гораздо меньше данных имеется о прочности самих домиков и об усилении, необходимом для их разрушения при очистке [2]. Г.Б. Зевина [3] приводит оценки прочности домиков усонюгих раков в диапазоне от 23...57 до 135...145 Н. Напряжение отрыва от субстрата для *Semibalanus balanoides* составляет до $9,3 \cdot 10^5$ Н/м² [4]. Помимо прямых измерений делались попытки моделирования нагрузки на домики усонюгих раков при разной ориентации усилия [5]. Отмечено, что при расчете нагрузок следует различать прочность цемента домика, силу сцепления цемента с субстратом и механическую прочность самих домиков.

Задачей авторов данной работы была оценка механической прочности стенок домиков двух видов усонюгих раков – *Chirona evermanni* из Охотского моря и *Balanus eburneus* из Баренцева моря – на изолированных образцах и в сростках на природном субстрате. Для проведения механических испытаний домиков обрастателей были представлены две группы образцов. Первая группа состояла из отдельных

фрагментов домиков усоногих раков *Chirona evermanni*, снятых с подводных конструкций, расположенных в Охотском море. Вторая группа – домики *Balanus eburneus* из Баренцева моря с естественным прикреплением к камням. С ними проводились испытания на отрыв от каменного субстрата при нагрузках, ориентированных под разными углами к основанию. Общее количество домиков, подвергшихся таким испытаниям, – 57. Часть домиков располагалась на каменных субстратах изолированно, но большинство образовывало колонии от двух до 13 особей.

Материал и методы экспериментов

В экспериментах были использованы фрагменты домиков усоногих раков *Chirona evermanni*,

собранных с глубины около 100 м в Охотском море у берегов о. Сахалин, зафиксированные 4%-ным формальдегидом, а затем высушенные (рис. 1, см. а), и домики *Balanus eburneus*, собранные в юго-восточной части Баренцева моря с глубины 20...30 м, зафиксированные 70%-ным этанолом (см. рис. 1б). Материал из Баренцева моря включал как отдельные домики, так и группы баянусов на природном субстрате (галька и валуны до 10...15 см в диаметре).

Нагружение фрагментов проводилось на прессе ДТС-06-100. Выполнялись испытания четырех видов (рис. 2): два на неподготовленных образцах – локальное нагружение шариком (см. рис. 2а) и сдавливание плоскими плитами (см. рис. 2б); два других на разрушение

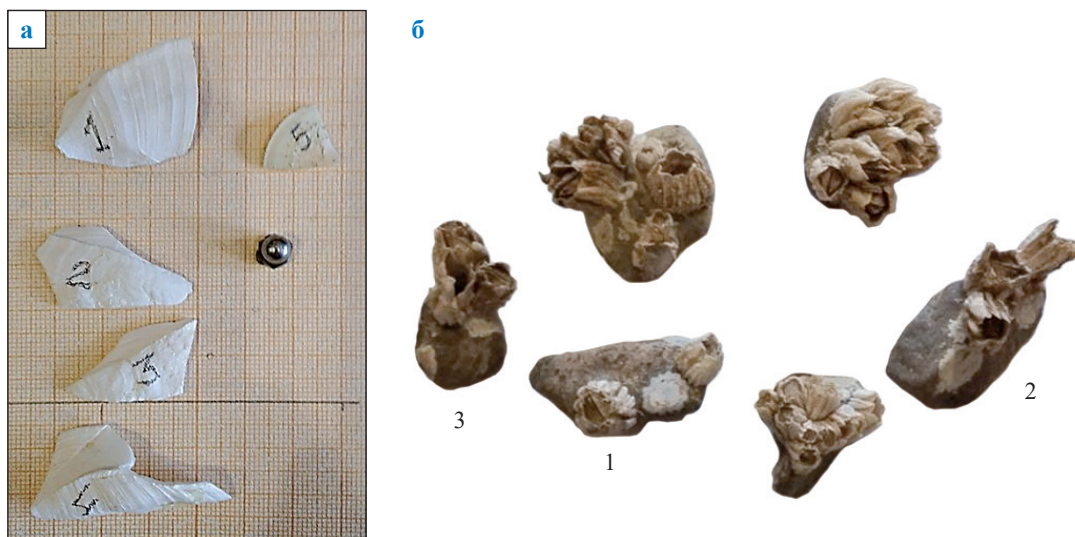


Рис. 1. Фрагменты домиков усоногих раков *Chirona evermanni* и шарик для локального нагружения (а); образцы *Balanus eburneus* на природном субстрате (б)

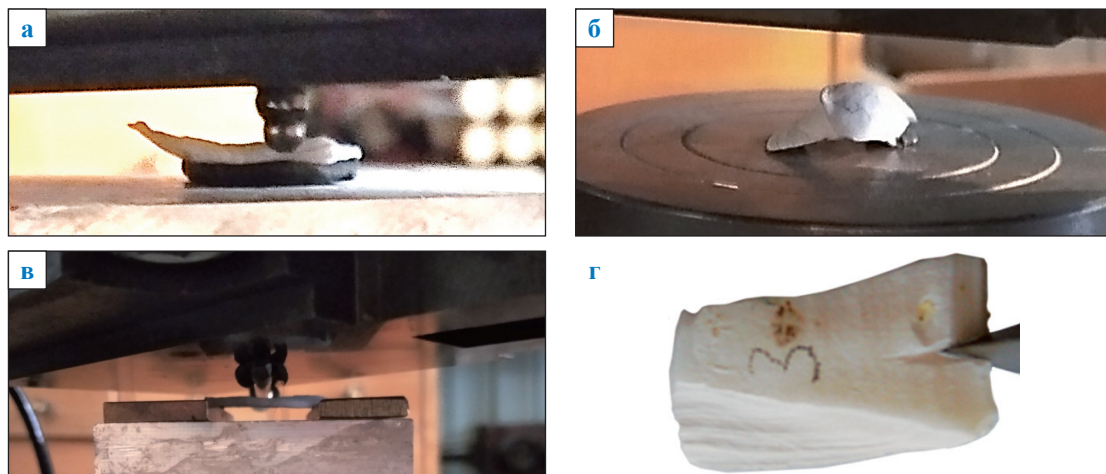


Рис. 2. Виды испытаний фрагментов: а – локальное нагружение шариком; б – сдавливание плоскими плитами; в – изгиб балочных образцов; г – расклинивание стальным клином

специально подготовленных образцов – при изгибе цилиндрическим валиком поперек осевой линии балочных образцов, вырезанных из фрагментов раковин (см. рис. 2в), и при расклинивании путем внедрения стального клина в образцы с надрезами (см. рис. 2г). Для второй группы (*Balanus eburneus* в сростках) с учетом специфики прикрепления к субстрату и нестандартности образцов была собрана специальная испытательная установка, в которую помещались образцы с основаниями, предварительно закрепленными с помощью эпоксидной смолы на металлических подложках. Подложки крепились в установке.

Результаты испытаний

В табл. 1 представлены результаты испытаний на разрушающее усилие фрагментов домиков *Chirona evermanni*, приведены средние значения толщины образцов, их массы, разрушающего усилия. (Фрагменты отличались значительной толщиной – до 4 мм.)

Из имевшегося набора фрагментов были изготовлены два балочных образца. Испытание первого образца шириной 7 мм и толщиной 2,4 мм при расстоянии между опорами 20 мм показало необходимость разрушающего усилия 67 Н. Разрушение второго, более тонкого, образца (ширина 4,4 мм, толщина 2,5 мм, расстояние между опорами 14 мм) потребовало меньшего усилия – 37 Н. Рассматривая нагружаемые элементы как эффективные балки прямоугольного сечения, можно оценить максимальное напряжение (локальную прочность) при их изгибе. Оно представляет собой оценку

сверху прочности материала раковины при растяжении. Соответствующие значения максимального напряжения: для первого образца – 53 МПа, а для второго – 28,5 МПа.

Также на образцах, форма которых в плане близка к прямоугольной, проведена оценка характеризующей сопротивляемость хрупкому разрушению трещиностойкости (K_{IC}) материала раковин (образец с надрезом и расклинивающим устройством показан на рис. 2г). Эксперименты показали, что значение K_{IC} для данного типа раковин находится в диапазоне 2...4 МПа·м^{0,5}. Такой уровень трещиностойкости близок к аналогичному показателю осадочных горных пород.

Для имитации прикрепления к природной основе наиболее крупный фрагмент размерами 30×35×3 мм был приклеен в вертикальном положении к толстой металлической подложке при помощи эпоксидного клея. Глубина заливки (погружения в смолу) нижнего края фрагмента составила около 5 мм.

Сечение домика имеет сложную волнообразную форму: толщина по материалу домика меняется от 1,5 до 3,2 мм, а максимальный габаритный размер сечения меняется от 3 до 6,5 мм. Для испытания образца на изгиб была собрана установка, состоящая: из массивного рычага, предназначенного для приложения давления к образцу; неподвижной опоры; толкателя (лекальные тиски) с датчиком силы и измерителя линейного перемещения с дискретностью 0,1 мкм. Цена деления силоизмерителя составляла 10 Н. По результатам испытаний построен график зависимости силы

Таблица 1

Результаты испытаний на разрушающее усилие фрагментов домиков *Chirona evermanni* на жестком основании

№	Толщина образца, мм	Масса образца, г	Усилие разрушения, Н	Условия разрушения
1	1,6	2,15	192	До первой трещины. Давление плоскостью, крепление на толщу пластилина
2	2,8	1,6	104	До первой трещины. Давление шариком диаметром 6 мм на вогнутую сторону. Крепление на тонкий слой пластилина
3	2,9	1,2	300	До первой трещины. Давление шариком диаметром 6 мм на вогнутую сторону. Крепление на тонкий слой пластилина
4	1,2...3,6	2,2	160	До разламывания пополам. Давление плоскостью без силового крепления
5	1,9	0,35	40, 22, 32, 30, 100, 130	До разламывания на мелкие фрагменты. Давление плоскостью без силового крепления

от перемещения стенки образца в точке приложения силы (рис. 3). На графике видно, что начальный этап нагружения сопровождался частыми «сбросами» силы, свидетельствовавшими о появлении мелких трещин и отламывании кусочков стенки образца. Окончательное разрушение произошло путем излома раковины в основании. Максимальная нагрузка, которую выдержал образец, составляла 220 Н.

Вторая партия образцов поступила из Баренцева моря (см. рис. 1б). Она включала три группы образцов домиков *Balanus eburneus*. Эти образцы были доставлены вместе с природным субстратом – камнями, к которым прикреплены домики.

При испытаниях каменная основа образцов приклеивалась эпоксидным клеем к толстым металлическим подложкам так, чтобы плоский пуансон при движении воздействовал только на домик; в качестве иллюстрации на рис. 4 показан образец № 1 (см. рис. 1б) перед испытанием и после отрыва нагруженного домика от субстрата. Результаты измерений разрушающей нагрузки домиков *Balanus eburneus*, прикрепленных к камням, приведены в табл. 2.

Испытания показали большой разброс значений: разрушающее усилие варьировалось от 23 до 210 Н.

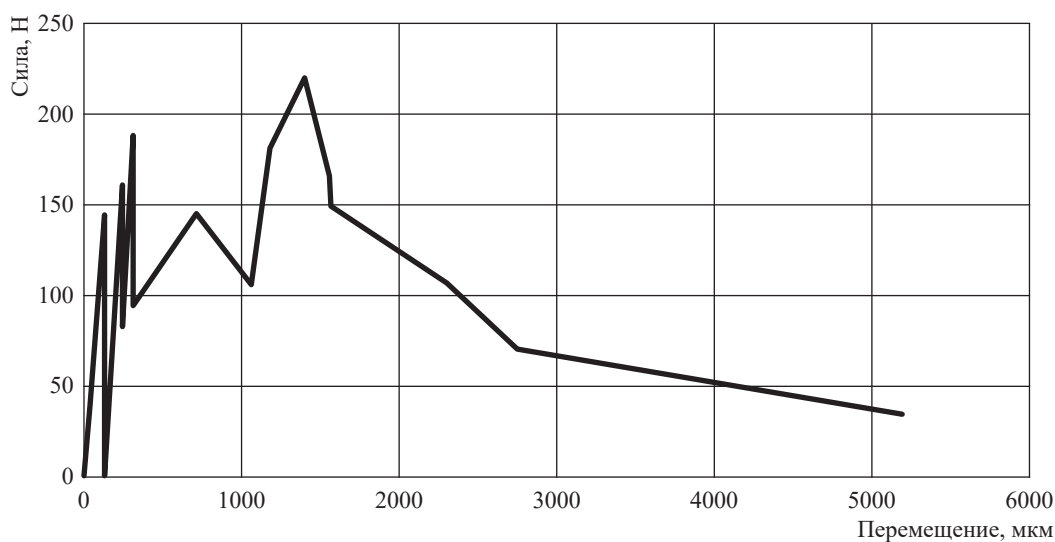


Рис. 3. Зависимость силы от перемещения при нагружении крупногабаритного фрагмента раковины с эпоксидным закреплением

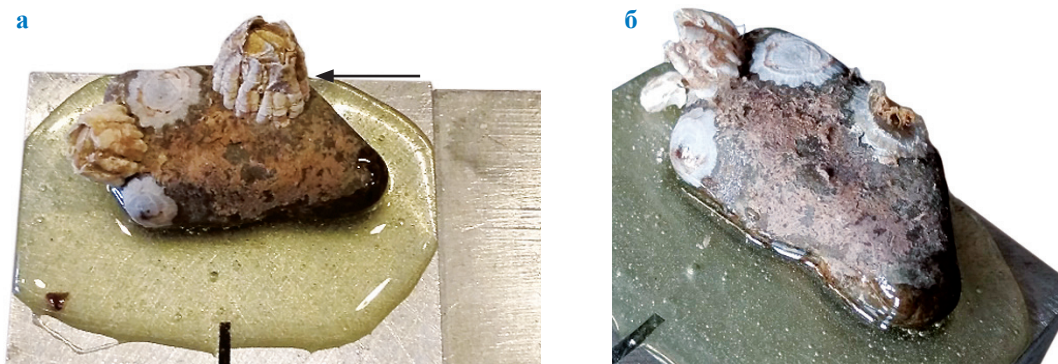


Рис. 4. Образец № 1 (см. рис. 1б) до (а) и после (б) разрушения нагруженного домика: стрелкой показано направление усилия

Таблица 2

Результаты измерений разрушающей нагрузки домиков усонюгих раков *Balanus eburneus* на камнях из Баренцева моря

Образец	Максимальная разрушающая нагрузка, Н	Количество домиков в группе	Характерные размеры домиков, мм: диаметр вершины / диаметр основания / высота	Примечания
1	60	1	12 / 16 / 14	–
2	60	2	12 / 15 / 16 и 12 / 13 / 16	–
3	65	1	11 / 12 / 15	–
3	85	1	10,5 / 11,5 / 14	Ориентация под углом 45° к вертикали
4	90	1 из сростка трех домиков	13 / 13 / 16	
4	165	2	12 / 12 / 16 и 12 / 12 / 16	
4	28	1	12 / 14 / 15	Ориентация под углом 30° к основанию
5	40; 40; 27; 210	7	10...15 / 10...12 / 14..20	Четыре нагружения сростка из 7 домиков
6	60; 46	9	6...8 / 7...12 / 7...11	Два нагружения сростка из 9 домиков
7	40; 40; 28; 16; 28	13	9...11 / 6...15 / 17...19	Пять нагружений скопления-сростка из 13 домиков
8	23; 65; 42; 26; 46; 16; 50; 50	13	9...13 / 7...15 / 13...22	Восемь нагружений скопления-сростка из 13 домиков
9	130	1	23 / 14 / 30	Один крупный
10	125; 80	3	6...9 / 8...10 / 9...10	Сросток из трех домиков разрушился за один сеанс, но в две ступени

Обсуждение результатов

Ранее в экспериментах с *Semibalanus balanoides* [4] среднее напряжение отрыва домика было получено и для другого вида – *Balanus improvisus*: сдвиговые нагрузки, приводящие к отрыву домика от субстрата, лежали в пределах 0,05...0,30 МПа [6]. В этом исследовании авторы не выявили связи между прочностью прикрепления и шероховатостью поверхности субстрата. Такой же по порядку величин результат был получен для *Balanus amphitrite*: 0,02...0,30 МПа [7].

Данные авторов этой статьи показали большую вариабельность прочностных характеристик домиков двух видов усонюгих раков из отряда *Balanomorpha* – *Chirona evermanni* и *Balanus eburneus*. Разброс уровней прочности при отрыве и сдвиге объясняется видовой принадлежностью, изменчивостью индивидуальных размеров, структурой домиков и пространственной организацией поселений баянусов на субстрате. Прочностные характеристики стенок домиков, прочность их соединения с донцем и сила сцепления донца с субстратом находятся в одном и том же диапазоне

значений. Испытания показали, что по уровню трещиностойкости и характеру разрушения материал фрагментов домиков *Chirona evermanni* и домиков *Balanus eburneus* близок к осадочным горным породам, таким как известняк, песчаник, сланец [8, 9].

Вторая группа – домики *Balanus eburneus* из Баренцева моря с естественным прикреплением к камням – испытывалась на отрыв от каменного субстрата при нагрузках, ориентированных под разными углами к основаниям. Общее количество домиков, подвергшихся таким испытаниям, – 57. Часть домиков располагалась на каменных субстратах изолированно, но большинство образовывало колонии от двух до 13 особей. Испытания на разрушение этой группы образцов показали следующие результаты: изолированные домики выдерживали максимальную нагрузку с большим разбросом: от 30 до 90 Н, а наиболее крупные – до 130 Н. Сростки домиков обычно разрушались постепенно, по несколько домиков при последовательных этапах нагружений. Сростки только двух образцов разрушились за один этап. Разрушение домиков происходило

как постепенным дроблением домика на части, так и отрывом целого корпуса или выступающей части домика от доньшка-основания. Донце (основание домика) иногда разрушалось без существенного остатка: на камне оставался только след-пятно от домика, а иногда – довольно прочно прикрепленный остаток донца, хорошо заметный на фото камней после разрушения домиков (см., например, рис. 4). Разброс полученных данных о разрушающих нагрузках на сростки схож с разбросом данных для изолированных домиков.

Фрагменты домиков усонюгих раков *Chirona evermanni*, снятых с подводных конструкций, расположенных в Охотском море, толщиной до 3...4 мм обладают достаточно высокой прочностью: максимальное разрушающее усилие при изломе в основании одного из образцов составило 220 Н. Для более мелких и тонкостенных домиков *Balanus eburneus* максимальные разрушающие усилия составили 130 Н для изолированных домиков и 210 Н для сростков из нескольких домиков. Разброс значений, полученный в ходе эксперимента, определяется также топологическими и морфологическими особенностями домиков.

Данные экспериментов с этими образцами показывают хрупкий характер разрушения домиков при квазистатическом нагружении. По уровню трещиностойкости и характеру разрушения материал домиков обрастания близок к осадочным горным породам, таким как известняк, песчаник, сланец. Этот факт может быть полезным при анализе способов механического воздействия на продукты обрастания и выборе наиболее эффективного способа очистки от обрастаний.

Разброс полученных данных о разрушающих нагрузках на сростки похож на разброс данных для изолированных домиков. Из совокупности проведенных экспериментов можно также заключить, что прочность частей домиков при сдвигающих нагрузках несколько превышает прочность их связей с каменным основанием, однако незначительность этих различий не обеспечивает надежного разделения процессов при очистке субстрата от оснований домиков.

Авторы благодарны Д.А. Онищенко за постановку задачи и помощь в работе. Авторы признательны М.И. Симакову, Г.А. Колочкиной и В.Л. Сёмину за предоставленные образцы усонюгих раков.

Список литературы

1. Kamino K. Mini-review: Barnacle adhesives and adhesion / K. Kamino // *Biofouling*. – 2013. – Т. 29. – № 6. – С. 735–749.
2. Yule A.B. Adhesion in barnacles / A.B. Yule, G. Walker // Southward A.J. *Barnacle biology* / Alan J. Southward. – Rotterdam: Balkema, 1987. – С. 389–402.
3. Зевина Г.Б. Биология морского обрастания / Г.Б. Зевина. – М.: Изд-во Московского университета, 1994. – 134 с.
4. Yule A. B. The adhesion of the barnacle *Balanus balanoides* to slate surfaces / A.B. Yule, G. Walker // *Journal of the Marine Biological Association of the United Kingdom*. – 1984. – Т. 64. – № 1. – С. 147–156.
5. Li C. Mechanical analysis of a scraping method to remove attached barnacles / C. Li, G. Wang, K. Chen et al. // *Journal of Marine Science and Engineering*. – 2020. – Т. 8. – № 3. – Ст. № 150. – DOI: 10.3390/jmse8030150. – <https://www.mdpi.com/2077-1312/8/3/150>
6. Petersen D. The influence of material and roughness on the settlement and the adhesive strength of the barnacle *Balanus improvisus* in the Baltic Sea / D. Petersen, S. Gorb, L. Heepe // *Frontiers in Marine Science*. – 2020. – Т. 7. – <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2020.00664/full>
7. Holm E.R. Phenotypic variation for adhesive tenacity in the barnacle *Balanus amphitrite* / E.R. Holm, C.J. Kavanagh, B. Orihuela et al. // *Journal of Experimental Marine Biology and Ecology*. – 2009. – Т. 380. – № 1–2. – С. 61–67.
8. Баклашов И.В. Деформирование и разрушение породных массивов / И.В. Баклашов. – М.: Недра, 1988. – 271 с.
9. Roy D.G. Correlating the mechanical and physical properties with mode-I fracture toughness of rocks / D.G. Roy, T.N. Singh, J. Kodikara et al. // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. – 2017. – Т. 50. – С. 1941–1946.

Experimental study of the strength of barnacle shells

V.M. Kozintsev¹, V.O. Mokiyeviskiy², N.M. Osipenko¹, A.L. Popov¹, A.I. Chava²,
D.A. Chelyubeyev¹, Ye.I. Shifrin^{1*}

¹ Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences (IPMech RAS),
Block 1, Bld. 101, prospekt Vernadskogo, Moscow, 119526, Russian Federation

² P.P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences (IO RAS),
Bld. 36, Nakhimovskiy prospekt, Moscow, 117997, Russian Federation

* E-mail: shifrin@ipmnet.ru

Abstract. Experimental tests of the *Chirona evermanni* shells fragments from the Sea of Okhotsk and the *Balanus eburneus* shells attached to the stones from the Barents Sea showed of the load value necessary for breaking down the entire shells on the stones and the shell fragments, as well as strength and crack resistance of material of the shells. The experimental results revealed large scatter: the breaking stress varied from 23 to 210 N. The experiments exhibited that according to either the crack toughness or to the failure pattern the material of shells of *Chirona evermanni* and *Balanus eburneus* is similar to sedimentary rocks. Range of values is defined by the topological and morphological specifics of the shells.

Keywords: shell, substrate, strength, destruction, biofouling.

References

1. KAMINO, K. Mini-review: Barnacle adhesives and adhesion. *Biofouling*, 2013, vol. 29, no. 6, pp. 735–749, ISSN 1029-2454.
2. YULE, A.B., G. WALKER. Adhesion in barnacles. In: SOUTHWARD, A.J. *Barnacle biology*. Rotterdam: Balkema, 1987, pp. 389–402.
3. ZEVINA, G.B. *Biology of marine biofouling* [Biologiya morskogo obrastaniya]. Moscow: Lomonosov University Publishers, 1994. (Russ.).
4. YULE, A.B., G. WALKER. The adhesion of the barnacle *Balanus balanoides* to slate surfaces. *Journal of the Marine Biological Association of the United Kingdom*, 1984, vol. 64, no. 1, pp. 147–156, ISSN 0025-3154.
5. LI, C., G. WANG, K. CHEN et al. Mechanical analysis of a scraping method to remove attached barnacles. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2020, vol. 8, no. 3, paper no. 150, ISSN 2077-1312. DOI: 10.3390/jmse8030150. Available from: <https://www.mdpi.com/2077-1312/8/3/150>
6. Petersen D. The influence of material and roughness on the settlement and the adhesive strength of the barnacle *Balanus improvisus* in the Baltic Sea / D. Petersen, S. Gorb, L. Heepe // *Frontiers in Marine Science*. – 2020. – T. 7. – <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2020.00664/full>
7. HOLM, E.R., C.J. KAVANAGH, B. ORIHUELA et al. Phenotypic variation for adhesive tenacity in the barnacle *Balanus amphitrite*. *Journal of Experimental Marine Biology and Ecology*, 2009, vol. 380, no. 1–2, pp. 61–67, ISSN 0022-0981.
8. BAKLASHOV, I.V. *Deformation and breakdown of rock masses* [Deformirovaniye i razrusheniye porodnykh massivov]. Moscow: Nedra, 1988. (Russ.).
9. ROY, D.G., T.N. SINGH, J. KODIKARA et al. Correlating the mechanical and physical properties with mode-I fracture toughness of rocks. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2017, vol. 50, pp. 1941–1946, ISSN 0723-2632.

УДК 620.197

Анализ биообрастания лакокрасочного покрытия по результатам натуральных испытаний в Черном море

Д.Н. Запевалов¹, К.А. Ибатуллин¹, Р.К. Вагапов^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812
* E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: защита от коррозии, испытания, лакокрасочное покрытие, биообрастание, противообрастающие покрытия.

Тезисы. В рамках проведения ООО «Газпром ВНИИГАЗ» натуральных испытаний комплекса дистанционного коррозионного мониторинга для подводных трубопроводов, которые проходили в акватории Черного моря на подводной части магистрального газопровода, были использованы конструкционные элементы, защищаемые от внешней коррозии лакокрасочным покрытием, предназначенным для морских сред. После экспозиции в морской среде (23 месяца на глубине 23...30 м) по завершении испытаний комплекса оборудования идентифицированы основные биологические организмы, закрепившиеся на поверхности покрытия, оценены защитные свойства покрытия. По результатам испытаний рассмотрены и оценены возможные способы защиты от биообрастания (противообрастающие покрытия, очистка, гидрофобные покрытия), перспективы и ограничения их применения для защиты морских подводных добычных объектов.

Для защиты от коррозии в атмосферных, водных и других средах широкое применение получили лакокрасочные покрытия (ЛКП). В морских средах условия эксплуатации ЛКП можно разделить на надводные (атмосферные) и подводные (водные) согласно Р Газпром 9.0-042-2014¹. Покрытия подводного расположения в дополнение к коррозионному влиянию морской воды подвергаются воздействию морских организмов (биоты) с образованием и развитием биологического обрастания [1–3]; для подлежащих электрохимической защите^{2,3} сооружений дополнительным фактором является катодная поляризация объекта.

Степень обрастания покрытий определяется рядом факторов: географическим районом моря, температурой, соленостью и скоростью движения воды, глубиной расположения объекта и др. [4, 5]. Основными обрастателями являются: усонogie раки баянусы – *лат. Balanus* (тип – членистоногие, класс – максиллоподы), мидии – *лат. Mytilus* (тип – моллюски, класс – двустворчатые), мшанки – *лат. Bryozoa* (тип – первичноротые, или *лат. Ectoprocta*) и другие морские организмы [1, 2].

Разработанный ООО «Газпром ВНИИГАЗ» комплекс дистанционного коррозионного мониторинга для подводных трубопроводов (рис. 1) в течение 23 месяцев (с августа 2015-го по июнь 2017 г.) проходил натурные испытания на подводном участке магистрального газопровода Джубга – Лазаревское – Сочи на глубине 23...30 м на дне Черного моря в 1,5 км от побережья г. Туапсе [6, 7]. Газопровод Джубга – Лазаревское – Сочи пролегает вдоль побережья Черного моря, глубина расположения достигает 50...70 м, донный грунт – глинистый и суглинистый илы [8, 9]. Составная часть комплекса (несущие конструкции стационарного подводного ригельного установочного терминала), изготовленная из углеродистой стали, схожей с трубопроводной, была защищена от коррозии системой покрытий для подводной зоны на основе эпоксидно-полиуретанового ЛКП (см. рис. 1б).

¹ Защита от коррозии. Общие требования к защите от коррозии морских объектов ОАО «Газпром» (трубопроводов, портовых сооружений, подводных добычных комплексов и морских платформ): Р Газпром 9.0-042-2014.

² Защита от коррозии. Руководство по организации электрохимической защиты морских платформ ОАО «Газпром»: Р Газпром 9.2-033-2014.

³ Защита от коррозии. Руководство по организации электрохимической защиты подводных добычных комплексов ОАО «Газпром»: Р Газпром 9.2-034-2014.

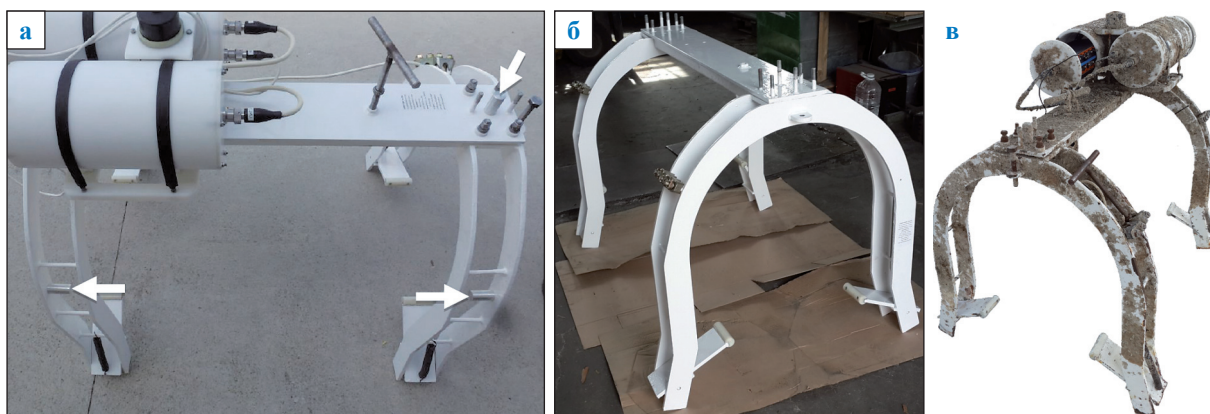


Рис. 1. Комплекс дистанционного коррозионного мониторинга для подводных трубопроводов: а – исходный вид (места установки протекторов отмечены стрелками); б, в – несущие конструкции после окраски (б) и после проведения натуральных испытаний (в)

Основным элементом комплекса является измерительное оборудование для оценки эффективности работы электрохимической защиты подводного трубопровода. Для защиты от морской коррозии предусмотрено совместное применение ЛКП с электрохимической защитой стального ригельного терминала. Использовались три цилиндрических протектора, установленные винтовыми соединениями после нанесения и полного набора прочности покрытия (см. стрелки на рис. 1а). Площадь защищаемой поверхности стальных несущих конструкций комплекса составила менее 1 м².

Методы испытаний

Для оценки интенсивности биологического обрастания используются два основных параметра – биомасса (суммарный вес всех организмов, собранных с определенной площади) и проективное покрытие (площадь сплошного обрастания на поверхности). В данном случае по фотографиям различных частей комплекса оценивалось проективное покрытие поверхности ЛКП морскими организмами.

Основное предназначение ЛКП – это защита внешней стальной поверхности ригельной системы комплекса от коррозии в морской воде. Основными коррозионно-агрессивными факторами воздействия морской воды на конструкции являются минерализация (соленость) водной среды, присутствие кислорода, динамический характер (течение жидкости), биокоррозия и др. [10]. Технические требования к ЛКП, предъявляемые при эксплуатации в подводной зоне, приведены в нормативных документах

Р Газпром 9.1-010-2010⁴ и ГОСТ Р 58216-2018⁵. Эпоксидно-полиуретановое покрытие, нанесенное на несущие конструкции комплекса, после натуральных испытаний было исследовано на соответствие основным требованиям к морским ЛКП.

Результаты

Анализ фотографии (см. рис. 1в) показывает, что интенсивность обрастания для всей конструкции достигает примерно 80 %, а на большинстве деталей конструкции 100 % поверхности покрыто биологическими обрастаниями. После натуральных испытаний большая часть комплекса оказалось покрытой слоем биологических обрастаний (см. рис. 1в), за исключением замковых механизмов, которые были погружены в донный грунт, на поверхности которого лежал трубопровод.

Следует отметить, что по окончании натуральных испытаний протекторы также покрылись слоем биологических обрастаний (рис. 2).

По энциклопедическим источникам внешний вид наблюдаемых на комплексе биологических объектов сравнили с формами, характерными для условий Черного моря. Основные типы организмов, составляющие биологический покров комплекса, – это баянусы

⁴ Защита от коррозии. Защита морских сооружений от коррозии защитными покрытиями: Р Газпром 9.1-010-2010.

⁵ Нефтяная и газовая промышленность. Арктические операции. Защита от коррозии морских сооружений: ГОСТ Р 58216-2018.

и мшанки, которые образовали плотные индивидуальные и перемежающиеся колонии (рис. 3). Также на поверхности комплекса обнаружены единичные экземпляры черноморских мидий и колоний гидроидных полипов (животные: тип – кишечнополостные, класс – гидроидные, или *lam. Hydrozoa*).

Сообщается [2], что появление ракообразных баянусов, мшанок и нитчатых водорослей характерно для двух-трех первых лет развития обрастания на свободной поверхности субстрата, что соответствует периоду опытной эксплуатации комплекса (23 месяца).

Анализ развития обрастания на различных незащищенных субстратах в Черном море показал [11], что через 1 месяц фиксируется появление водорослей, а через 3...9 месяцев – баянусов, мшанок и др., что совпадает с идентифицированными на комплексе биообрастаниями

(см. рис. 3). Причем установлено [11], что обрастанию подвергались не только металлические, но и полимерные материалы. Схожие данные получены и авторами, когда биологические обрастания наблюдались в том числе и на корпусах приборных отсеков испытательного комплекса, выполненных из полиацетата (см. рис. 1а).

Вместе с обрастаниями обследована сохранность ЛКП на комплексе (таблица, рис. 4). Отмечено, что покрытие сохранило исходный белый цвет. Дефекты ЛКП в виде отслоений по углам, кромкам и торцам конструктивных элементов комплекса являются критичными, т.е. нарушены защитные свойства системы покрытия (см. рис. 4а). Но следует отметить, что эти дефекты в основном носят характер вторичных повреждений. Большинство из дефектов представляют собой сколы ЛКП



Рис. 2. Состояние протекторов на элементах конструкции комплекса после натуральных испытаний

Результаты определения характеристик ЛКП после натуральных испытаний

Контролируемый показатель	Результат определения
Декоративные свойства по ГОСТ 9.407*	Покрытие сохранило белый цвет, значительное биологическое обрастание (80...90 % площади поверхности)
Защитные свойства по ГОСТ 9.407	Отслоение покрытия на углах, кромках и торцах (менее 10 % площади поверхности). На плоских поверхностях (на расстоянии от кромок) под пленкой защитного покрытия наблюдаются черные продукты коррозии
Толщина покрытия по ГОСТ 31993**, мкм	854
Адгезионная прочность по ГОСТ 32702.2***, баллов	3 (по внешнему финишному слою); 0 (по всему ЛКП, прилегающему к стали)

* Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Покрытия лакокрасочные. Метод оценки внешнего вида: ГОСТ 9.407-2015.

** Материалы лакокрасочные. Определение толщины покрытия: ГОСТ 31993-2013.

*** Материалы лакокрасочные. Определение адгезии методом X-образного надреза: ГОСТ 32702.2-2014.

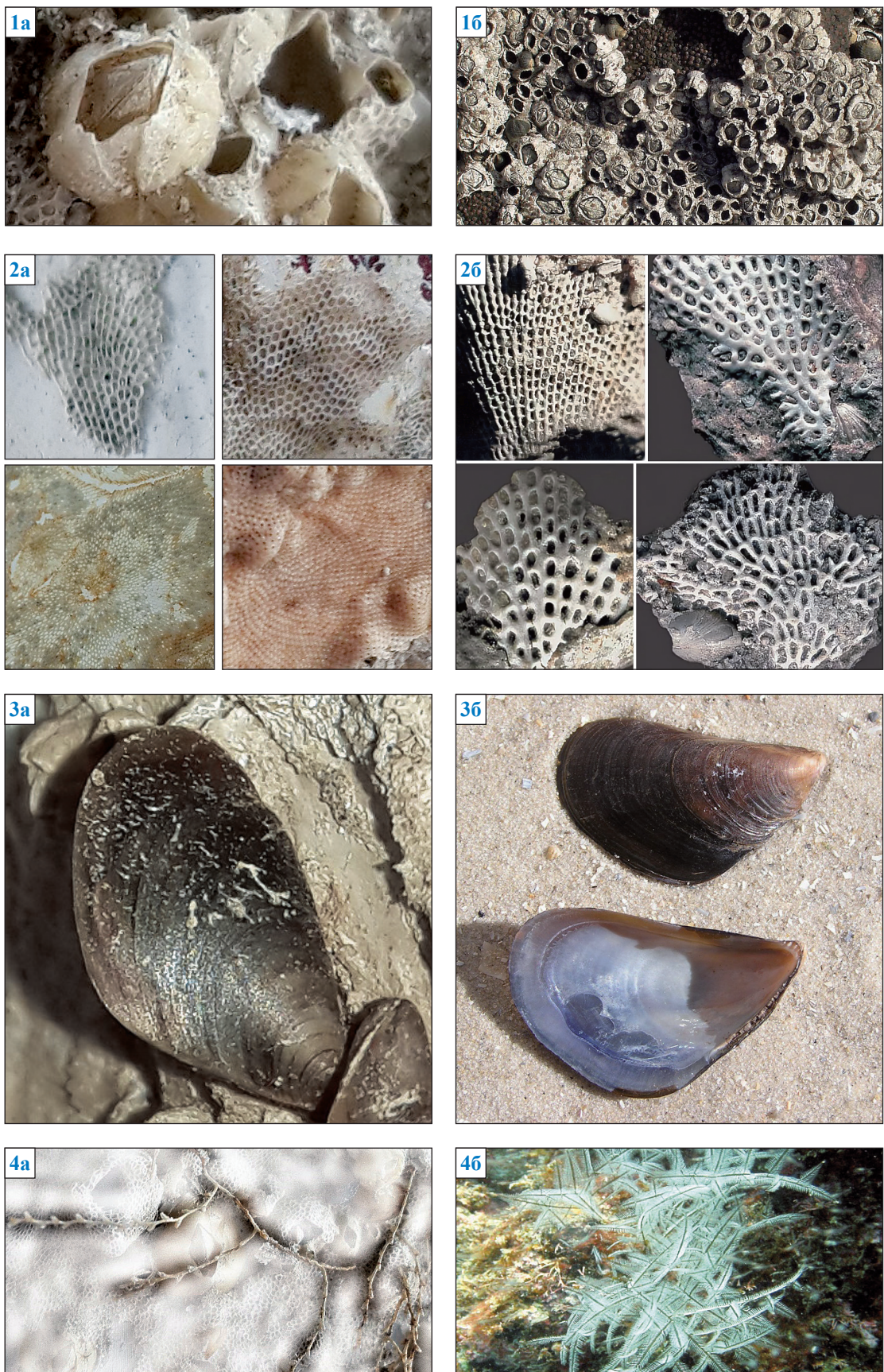


Рис. 3. Составляющие биологического покрова комплекса после опытно-промышленных испытаний: 1 – баянусы; 2 – мшанки; 3 – мидии черноморские; 4 – гидроидные полипы (а – наблюдаемые организмы; б – реферативный фенотип)

на выступающих частях при механическом воздействии на покрытие в процессе транспортировки (рис. 5), монтажа и демонтажа оборудования. Наиболее вероятный период возникновения дефектов – окончание натуральных испытаний. На это указывают слабое развитие коррозионных процессов на открытых участках (отложений продуктов коррозии на металле мало, нет потеков ржавчины вокруг мест отслоения ЛКП) и отсутствие следов биологического обрастания на металлической поверхности.

При более тщательном обследовании ЛКП (вскрытии покрытия) обнаружено, что на некотором расстоянии от кромок и торцов под покрытием имеется сплошной слой черных продуктов коррозии (сульфид железа), который, однако, не привел к потере защитных свойств покрытия за период натуральных испытаний, что,

предположительно, обусловлено наличием протекторной защиты (см. рис. 4б). Образование сульфидов железа, возможно, является результатом микробиологических процессов в пленке обрастания. Бактериальная биокоррозия – наиболее вероятная причина пленки черного цвета под ЛКП. Отмечается [12], что присутствие баянусов создает все условия для активации жизнедеятельности анаэробов (сульфатредуцирующих бактерий).

Адгезия ЛКП к поверхности защищаемой стали является одним из основных показателей. Результаты определения адгезионной прочности ЛКП методом Х-образного надреза (см. таблицу и рис. 6) свидетельствуют, что, несмотря на видимые значительные отслоения, соответствующие 3 баллам, все отслоения относятся к покрывному (финишному) слою (см. рис. 6). Отслоения системы

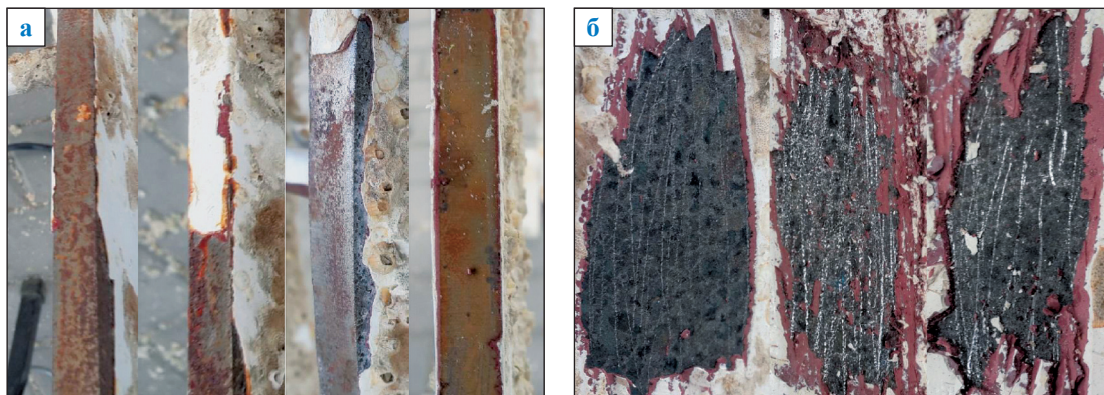


Рис. 4. Внешний вид основных дефектов:

а – в местах отслоения ЛКП; б – под ЛКП (после искусственного вскрытия и удаления)

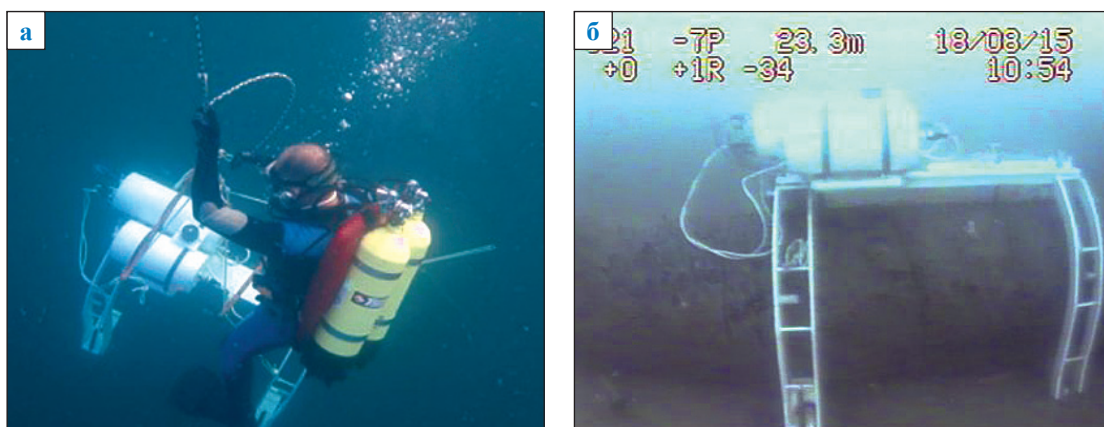


Рис. 5. Водолазные работы (а) по транспортировке комплекса к месту расположения на трубопроводе (б)

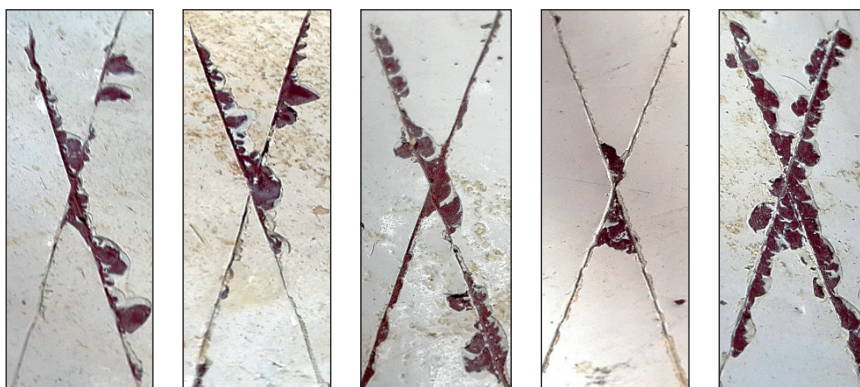


Рис. 6. Результаты определения адгезионной прочности ЛКП методом X-образного надреза после проведения натуральных испытаний

ЛКП до металла остались на исходном уровне (соответствуют 0 баллов). Все это говорит о том, что ЛКП за период проведения натуральных испытаний в основном сохранило свои защитные свойства.

Обсуждение

Проблема биологического обрастания объектов подводного расположения характерна для различных морских регионов и акваторий. В наибольшей степени обрастание может проявляться в тропических морях на глубине до 15 м, где скорость обрастания достигает $100 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$ [4]. В тропических условиях толщина пленки биоты на эффективных противообрастающих покрытиях в Южно-Китайском море достигала 4,5 мм уже в течение первых 10...15 сут [13]. Через месяц экспозиции наблюдались оседание и развитие на высоколегированной стали X18H10T вышеперечисленных микроорганизмов обрастания.

В умеренных широтах, например в Охотском море, на глубине 70...250 м в месте расположения подводного добычного комплекса (ПДК) Киринского месторождения (в будущем и Южно-Киринского добычного объекта) также наблюдается интенсивное развитие биологического обрастания [3]. Опыт эксплуатации данного ПДК в условиях бурного развития морской биоты на поверхности ЛКП [3] выявил ряд негативных последствий, связанных с эксплуатацией, ремонтом и обслуживанием морских объектов.

Исследования в Японском море (Амурский залив, бухта Золотой Рог) показали [14, 15], что на высоколегированной стали X18H10T за 120 дней оседание биологических организмов имело различный характер,

вплоть до сплошного, иногда даже многослойного, и было представлено баянусами, двустворчатыми моллюсками (мидиями), асцидиями (тип – хордовые, класс – асцидии, или *лат. Ascidiacea*) и др. Под слоем биологических обрастаний на поверхности стали, несмотря на то что она была высоколегированной, обнаружили локальные очаги коррозии. О протекании коррозии в натуральных морских условиях на поверхности углеродистой и высоколегированной сталей под биологическими обрастаниями сообщает В.А. Карповым и др. [13]. По истечении месяца экспозиции наблюдалось оседание и развитие баянусов, мшанок и др. Интенсификация коррозионных процессов на стали под пленками микроорганизмов носила локальный характер и определялась усилением анодного процесса растворения стали. Изучение механизма развития коррозии на высоколегированной стали 12X18H10T в Японском море (бухта Рында близ Владивостока) показало [12], что под основанием баянуса, где создаются условия гетерогенности поверхности, коррозия проходит по электрохимическому механизму с локальным растворением на анодных участках стали. Результаты данных исследований подтверждают, что при удалении или разрушении ЛКП на поверхности стали морские микроорганизмы достаточно быстро могут ее обрастать и провоцировать протекание опасных коррозионных процессов локального характера.

В меньшей степени биообрастание развито на арктическом шельфе (по климатическим и другим естественным причинам). Отмечается [1], что обедненный состав и слабое количественное развитие обрастания

в районе Байдарацкой губы и Карского моря могут пока ограничиваться как неблагоприятными условиями (низкие температуры и большие скорости течений), так и отсутствием источников заселения (природных сообществ твердых субстратов).

В последнее время на арктическом шельфе активно осваиваются перспективные объекты добычи углеводородов, проектируются и строятся объекты газодобывающей и газотранспортной структуры [7] (например, на п-ове Ямал и в его акваториях – Харасавэйское и др. месторождения). Появление искусственных объектов в морской воде в арктических средах может привести к расширению ареала видов обрастателей и интенсифицировать процессы обрастания в осваиваемых акваториях. Так, на шельфе Берингова моря в морской биоте преобладают баянусы, мшанки и некоторые другие организмы [16].

По результатам замеров биомассы обрастателей на глубинах до 30 м в акватории крымского побережья Черного моря выделяют следующие роды обрастателей: мидии, баянусы, мшанки, асцидии [17]. Также сообщается [18], что при испытаниях в Черном море (май – июнь 2015 г., температура – плюс 22,9 °С, соленость – 17,3 ‰, глубина – 2 м) наиболее массовыми на металлической поверхности являются прикрепления рачков рода *Balanus*, которые вызвали растворение пассивной пленки на металле, образующейся в морской воде, с последующим образованием локальных коррозионных поражений глубиной до 3,2 мм. Кроме того, среди биообрастаний обнаружены мшанки, моллюски и водоросли. Присутствие последних является подтверждением того, что 2-метровая глубина расположения образцов относится к фотической зоне (куда проникает солнечный свет с поверхности), в пределах которой могут существовать водоросли, чье благополучие зависит от успешного фотосинтеза [2].

Анализ показывает, что состав биообрастаний, сформировавшихся на комплексе дистанционного коррозионного мониторинга, совпадает с зафиксированным другими исследователями набором биологических организмов как для Черного моря, так и для других морей и акваторий. Использованное на комплексе эпоксидно-полиуретановое ЛКП предназначалось для условий эксплуатации и защиты от коррозии в морской воде, но не относилось к специальным противообрастающим

и поэтому подверглось воздействию биологических организмов. Для защиты от биологического влияния существуют и могут применяться необрастающие покрытия, которые состоят из пленкообразователя и биоцидов (ядов для биологических созданий) [19]. Например, для гидротехнических сооружений, эксплуатируемых в воде, их применение рекомендовано в СП 28.13330.2017⁶. Однако многие наиболее эффективные противообрастающие добавки, например соединения олова или мышьяка, не отвечают современным экологическим требованиям и запрещены к применению [20]. Такие опасные яды могут нанести урон не только организмам-обрастателям, но и другим морским живым организмам [5, 21]. Данный способ, называемый SMT-технологией (*англ.* soluble matrix type paints – покрытия, содержащие растворимые в морской воде компоненты), является одной из трех основных технологий создания противообрастающих ЛКП [19, 20]. В качестве противообрастающего компонента может выступать биоцид, механизм защиты которого основан на его растворении (в результате дозированной диффузии из пленки) и выщелачивании из ЛКП. Срок эффективного использования таких покрытий, как правило, невелик – до двух-трех лет [4, 5]. При использовании допустимых токсинов (в последнее время это соединения меди [3, 5]) должна обеспечиваться такая степень их извлечения, которая бы губительно действовала на обрастателей.

Выделение ядов может происходить не только по вышеприведенной SMT-технологии, но и посредством частичного растворения пленкообрастающего вещества; эта технология называется самополированием (*англ.* selfpolishing) [19, 20]. Такие составы способны к самополированию в морской воде в процессе гидролиза пленкообразователя и выделения биоцидов. Самополирующиеся покрытия обладают несколько более долгим сроком службы (до 5 лет) и могут использоваться только на судах, которые находятся в движении [19, 20].

Таким образом, срок службы обоих типов противообрастающих покрытий ограничен двумя-пятью годами [4, 5]. Для стационарных добычных объектов (ПДК, подводной части морских платформ) возможности

⁶ Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 (с изменениями № 1, 2); СП 28.13330.2017.

использования покрытий от обрастания ограничены их статическим расположением. Короткий срок эксплуатации противообрастающих покрытий не позволяет им быть эффективным средством предотвращения образований на протяжении всего периода работы подводных объектов (от 30 и более лет). Также отмечается [22], что эффективность промышленно выпускаемых противообрастающих покрытий составляет до трех-пяти лет. Испытания ряда экспериментальных покрытий с увеличенной концентрацией биоцидов в Черном море на глубине 2,5 м показали [22], что образцы без покрытия уже через 3 месяца подверглись обрастанию морскими гидробионтами: баянусами, мшанками и др. После 3 месяцев испытаний покрытий (с 30 % биоцида) было отмечено оседание и развитие одиночных баянусов. На покрытиях с большим содержанием биоцида (38 и 46 %) даже через 15 месяцев не было отмечено закрепления гидробионтов.

Самополирующиеся (самоочищающиеся) покрытия не только могут растворять биоциды, но и становятся более гладкими за счет гидродинамических сил при движении судна (*англ.* *fouling release (FR) coatings*). Критическим фактором являются процессы оседания и прикрепления биообрастателей, подавление которых может предотвратить последующую колонизацию ими поверхности покрытия. Помимо чувствительности к биоцидам все закрепившиеся организмы имеют одну особенность – высокую степень адгезии к поверхности. Это открывает возможность применения еще одного способа защиты – использования антиадгезионных покрытий с гидрофобной поверхностью с целью снижения вероятности закрепления морских организмов за счет повышению гладкости верхнего слоя покрытия. Это так называемая *англ.* *non-stick*-технология (отсутствие прилипания) [19, 20]. Эффект достигается благодаря гидрофобности и низкой поверхностной энергии таких полимеров. Для удаления плохо прикрепившихся обрастаний требуются высокие скорости водного потока, обычные для движущихся морских судов. Для стационарных подводных объектов этот фактор нереализуем, и требуется повысить гидрофобность покрытия в такой степени, которая бы полностью исключала прилипание биообрастаний. При этом противообрастающее ЛКП должно сохранять защитные и противокоррозионные свойства в морской воде.

Как правило, натурные исследования противообрастающих покрытий проводились на относительно небольшой глубине [2], что не дает полной картины для нефтегазовых объектов более глубокого подводного расположения, находящихся на морском дне.

Перспективным классом антиобрастающих покрытий считаются силиконовые эластомеры [5]. Сравнительные исследования [23] пяти таких FR-покрытий на силиконовой основе (с механизмом снижения адгезии на их поверхности) показали, что в статических условиях два наиболее эффективных из них в течение 100...200 дней не покрывались биообрастаниями, остальные покрывались ими уже через 45 дней. В динамических средах, имитирующих движение морских судов, эффективность исследованных покрытий существенно выше. Пока покрытия без биоцидов не демонстрируют достаточного эффекта, особенно в статических условиях, характерных для морских подводных объектов (ПДК, морская платформа), и требуются дальнейшие исследования для увеличения их антиобрастающих свойств. Путем модификации состава силиконовых эластомеров к антиадгезионному механизму защиты добавили пагубное биоцидное (без использования вредных для окружающей среды соединений) действие на оседающую микрофлору [24]. Некоторые из полученных антиобрастающих покрытий показали хорошую эффективность в статических условиях эксплуатации. Также сообщается [25] о покрытии на основе кремнийорганических соединений, совмещающем противообрастающие механизмы гидрофобности (с низкой поверхностной энергией) и антимикробного воздействия цинк-имидазолового комплекса.

Современные подходы при создании покрытий, предназначенных для защиты от морского обрастания, направлены на повышение их экологической безопасности с одновременным увеличением эффективного срока службы [26]. Пока отсутствуют примеры создания и использования таких противообрастающих покрытий, но с развитием химического синтеза и прикладной химии (получение новых веществ) в будущем задача может быть решена.

Для удаления образовавшихся колоний морских организмов на подводных субстратах используется их очистка. На практике [3] применяются механические способы очистки (гидроструйный или кавитационный).

Однако гидростульный метод не всегда эффективен в отношении морской биоты, которая развивается в условиях сильных течений и не будет удаляться с поверхности субстрата. Удаление баянусов, успевших прикрепить дно домика к поверхности покрытия, способно привести к повреждению лакокрасочного покрытия. Следует отметить, что сложности могут возникнуть и при применении ультразвука или лазера для очистки от морских организмов подводных объектов из-за вероятного повреждения покрытия в процессе удаления биологических обрастаний [27].

Испытания показали, что биологические обрастания на покрытии, не являющиеся противообрастающим и предназначенным для защиты от коррозии в морской воде, после 23 месяцев экспозиции на дне Черного моря представлены баянусами и мшанками, образующими плотные индивидуальные и перемежающиеся колонии. При анализе поверхности ЛКП также были обнаружены отдельные экземпляры черноморских мидий и гидроидных полипов. При подборе покрытия для морских условий следует учитывать эксплуатационные особенности и коррозионную агрессивность акватории.

Список литературы

- Мокиевский В.О. Обрастание искусственных сооружений в Арктике (Байдарацкая губа, Карское море) / В.О. Мокиевский, О.В. Максимова, У.В. Симакова, и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 3 (45): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 108–116.
- Чава А.И. Обрастание конструкций в море и борьба с ним / А.И. Чава, В.О. Мокиевский // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 149–155.
- Греков С.В. Биологическое обрастание подводного добычного оборудования в условиях месторождений Охотского моря / С.В. Греков, Д.А. Онищенко, Е.М. Подоляко // Газовая промышленность. – 2020. – № S2 (802). – С. 82–86.
- Яковлев А.Д. Химия и технология лакокрасочных покрытий: учеб. для вузов / А.Д. Яковлев. – СПб.: Химиздат, 2010. – 448 с.
- Стойе Д. Краски, покрытия и растворители / Д. Стойе, В. Фрейтаг. – СПб.: Профессия, 2007. – 528 с.
- Патент № 2625696 Российская Федерация. Комплекс дистанционного коррозионного мониторинга подводных трубопроводов: заявл. 11.05.2016; опублик. 18.07.2017 / Д.Н. Запелалов, Н.Н. Глазов, М.Ф. Хакамов и др.; заявитель и патентообладатель ПАО «Газпром».
- Олексейчук В.Р. Коррозионная диагностика морских подводных объектов в ПАО «Газпром». Разработка опытного образца диагностического комплекса / В.Р. Олексейчук, Н.Н. Глазов, Д.Н. Запелалов и др. // Коррозия территории нефтегаз. – 2016. – № 1 (33). – С. 18–21.
- Васильев М.И. Организация диагностических обследований морских участков газопровода Джубга – Лазаревское – Сочи / М.И. Васильев // Газовая промышленность. – 2014. – № 2 (702). – С. 73–75.
- Миронюк С.Г. Особенности распределения тяжелых металлов в шельфовой зоне Черного моря (район размещения газопровода Джубга – Лазаревское – Сочи) / С.Г. Миронюк // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геоэкология. – 2020. – № 1. – С. 37–41.
- Ашарин С.Н. Оценка воздействия факторов, влияющих на скорость коррозии в морской воде, при помощи специализированной исследовательской установки / С.Н. Ашарин, Д.С. Сирота, Д.Н. Запелалов и др. // Практика противокоррозионной защиты. – 2013. – № 4 (70). – С. 6–9.
- Смирнова Л.Л. Обрастание антропогенных субстратов различного химического состава в б. Южная (Севастополь, Крым) / Л.Л. Смирнова, А.А. Кошаров // Системы контроля окружающей среды – 2018: тезисы докл. Международной научно-технической конференции. – 2018. – С. 120.
- Каплин Ю.М. Механизм коррозии стали под обрастаниями баянуса / Ю.М. Каплин, М.Д. Корякова, В.М. Никитин и др. // Защита металлов. – 1998. – Т. 34. – № 1. – С. 89–93.
- Карпов В.А. Влияние микрообрастания на морскую коррозию металлов и разрушение защитных покрытий / В.А. Карпов, Ю.Л. Ковальчук, У.В. Харченко и др. // Коррозия: материалы, защита. – 2011. – № 3. – С. 11–18.

14. Корякова М.Д. Обрастание и коррозия высоколегированной стали в портовой морской воде / М.Д. Корякова, В.М. Никитин, Н.В. Спешнева и др. // Защита металлов. – 2001. – Т. 37. – № 1. – С. 279–283.
15. Корякова М.Д. Обрастание и биокоррозия высоколегированной стали в бухте Золотой Рог / М.Д. Корякова, В.М. Никитин, А.П. Супонина и др. // Защита металлов. – 2002. – Т. 38. – № 5. – С. 544–548.
16. Кобликов В.Н. Макрозообентос шельфа северо-западной части Берингова моря / В.Н. Кобликов, В.А. Надточий // Известия ТИНРО. – 2002. – Т. 130. – № 1. – С. 329–335.
17. Миловидова Н.Ю. Обрастания гидротехнических сооружений некоторых портовых акваторий крымского побережья Черного моря / Н.Ю. Миловидова // Экология моря. – 1986. – Т. 22. – С. 58–63.
18. Лаптев А.Б. Коррозия металлов и сплавов в воде Черного моря в присутствии организмов биодеструкторов / А.Б. Лаптев, Н.С. Перов, Г.М. Бухарев и др. // Коррозия: материалы, защита. – 2017. – № 10. – С. 32–36.
19. Functional polymer coatings. Principles, methods, and applications / edited by L. Wu and J. Baghdachi. – Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2015. – 353 с.
20. Advances in marine antifouling coatings and technologies / edited by C. Hellio and D.M. Yebra. – Sawston, Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2009. – 784 с.
21. Карпов В.А. Экологические аспекты разработки и применения средств защиты от обрастания и коррозии в морской воде / В.А. Карпов, Ю.Л. Ковальчук, И.И. Ильин // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2008. – № 2. – С. 33–35.
22. Кошкарлов А.А. Натурные испытания экспериментальных противообрастающих составов в естественной морской среде / А.А. Кошкарлов // Системы контроля окружающей среды – 2019: тезисы докл. Международной научно-технической конференции. – 2019. – С. 160.
23. Zhanga J. Study on the correlation of lab assay and field test for fouling-release coatings / Jinwei Zhanga, Cunguo Lina, Li Wanga, et al. // Progress in Organic Coatings. – 2013. – Т. 76. – С. 1430–1434.
24. Yang M. Preparation of a self-healing silicone coating for inhibiting adhesion of benthic diatoms / Miaosen Yang, Yuhang Sun, Guangmeng Chen, et al. // Materials Letters. – 2020. – Т. 268. – Ст. № 127496.
25. Hu P. Fouling resistant silicone coating with self-healing induced by metal coordination / Peng Hu, Qingyi Xie, Chunfeng Ma, et al. // Chemical Engineering Journal. – 2021. – Т. 406. – Ст. № 126870.
26. Раилкин А.И. Современные подходы к экологически безопасной защите от морского обрастания и испытания противообрастающих покрытий / А.И. Раилкин, Ж.А. Отвалко, С.З. Чикадзе и др. // Морские биологические исследования: достижения и перспективы: сб. м-лов Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, приуроченной к 145-летию Севастопольской биологической станции: в 3 т. – 2016. – Т. 1. – С. 314–317.
27. Кульчин Ю.Н. Лазерная подводная очистка корпусов морских судов / Ю.Н. Кульчин, А.И. Никитин, Е.П. Субботин // Прикладная фотоника. – 2020. – Т. 7. – № 4. – С. 86–101.

Analysis of biofouling of paintwork based on the results of field tests in the Black Sea

D.N. Zapevalov¹, K.A. Ibatullin¹, R.K. Vagapov^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. As part of the Gazprom VNIIGAZ LLC field tests of the remote corrosion monitoring complex for underwater pipelines, which took place at the bottom of the Black Sea on the underwater part of the main gas pipeline, structural elements painted with a paint-and-lacquer coating intended for marine environments were used. After exposure to sea water (23 months, depth of 23...30 m), the main biological organisms were identified which had fixed and colonized the surface of the coating. The protective properties of the anticorrosive coating have been evaluated. Possible methods of protection against biofouling (anti-fouling coatings, cleaning, hydrophobic coatings), prospects and limitations for their application for protection of offshore underwater mining facilities are considered.

Keywords: protection against corrosion, tests, paint coating, biofouling, antifouling coatings.

References

1. MOKIYEVSKIY, V.O., O.V. MAKSIMOVA, U.V. SIMAKOVA, et al. Marine biofouling of artificial structures in the Arctic (Baydaratskaya Bay, Kara Sea) [Obrastaniye iskusstvennykh sooruzheniy v Arktike (Baydaratskaya guba, Karskoye more)]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2020, no. 3(45): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, 108–116 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. CHAVA, A.I., V.O. MOKIYEVSKIY. Encrustation of structures in sea waters, and how to combat it [Obrastaniye konstruktsey v more i borba s nim]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 149–155. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. GREKOV, S.V., D.A. ONISHCHENKO, Ye.M. PODOLYAKO. Biofouling of submarine equipment in conditions of fields in the Sea of Okhotsk [Biologicheskoye obrastaniye podvodnogo dobychnogo oborudovaniya v usloviyakh mestorozhdeniy Okhotskogo moray]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2020, no. S2 (802), pp. 82–86, ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. YAKOVLEV, A.D. *Chemistry and technology of lacquer and paint coatings* [Khimiya i tekhnologhiya lakokrasochnykh pokrytiy]: textbook. St. Petersburg, 2010. (Russ.).
5. STOYE D., W. FREITAG. *Paints, coatings and solvents* [Kraski, pokrytiya i rastvoriteli]. Translated from Engl. St. Petersburg: Professiya, 2007. (Russ.).
6. GAZPROM PJSC. *Underwater pipelines remote corrosion monitoring complex* [Kompleks distantsionnogo korroziionnogo monitoring podvodnykh truboprovodov]. Inventors: ZAPEVALOV, D.N., N.N. GLAZOV, M.F. KHAKAMOV, et al. 17 July 2017. Appl: 11 May 2016. Patent no. 2625696 RU.
7. OLEKSEYCHUK, V.R., N.N. GLAZOV, D.N. ZAPEVALOV, et al. Corrosion diagnostics of submarine sea facilities of Gazprom PJSC. Designing a pilot prototype of a diagnostic complex [Korroziionnaya diagnostika morskikh podvodnykh obyektov v PAO “Gazprom”. Razrabotka opytного obraztsa diagnosticheskogo kompleksa]. *Korroziya Territorii Neftegaz*, 2016, no. 1 (33), pp. 18–21. (Russ.).
8. VASILYEV, M.I. Organizing diagnostic inspections of sea sections of Dzhubga–Lazarevskoye–Sochi gas pipeline [Organizatsiya diagnosticheskikh obsledovaniy morskikh uchastkov gazoprovoda Dzhubga – Lazarevskoye – Sochi]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2014, no. 2 (702), pp. 73–75, ISSN 0016-5581. (Russ.).
9. MIRONYUK, S.G. Specifics of heavy metals distribution in offshore zone of Black Sea (in area of the Dzhubga – Lazarevskoye – Sochi gas pipeline location) [Osobennosti raspredeleniya tyazhelykh metallov v shelfovoy zone Chernogo moray (rayon razmeshcheniya gazoprovoda Dzhubga – Lazarevskoye – Sochi)]. *Geokologiya. Inzhenernaya Geologiya, Gidrogeologiya, Geokriologiya*, 2020, no. 1, pp. 37–41, ISSN 0869-7809. (Russ.).
10. ASHARIN, S.N., D.S. SIROTA, D.N. ZAPEVALOV, et al. Assessment of factors affecting rate of corrosion within sea water by means of a special research installation [Otsenka vozdeystviya faktorov, vliyayushchikh na skorost korrozii v morskoy srede, pri pomoshchi spetsializirovannoy issledovatel'skoy ustanovki]. *Praktika Protivokorroziionnoy Zashchity*, 2013, no. 4 (70), pp. 6–9, ISSN 1998-5738. (Russ.).
11. SMIRNOVA, L.L., A.A. KOSHKAROV. Biofouling of the anthropogenic substrates of various chemical compositions in Yuzhanya Bay (Sevastopol, Crimea) [Obrastaniye antropogennykh substratov razlichnogo khimicheskogo sostava v b. Yuzhnaya (Sevastopol, Krym)]. In: *Systems for environmental control – 2018* [Sistemy kontrolya okruzhayushchey sredy – 2018]: abstracts of papers of the International R&D conference, 2018, pp. 120. (Russ.).
12. KAPLIN, Yu.M., M.D. KORYAKOVA, V.M. NIKITIN, et al. Pattern of steel corrosion under barnacle fouling [Mekhanizm korrozii stali pod obrastaniyami balyanusa]. *Zashchita Metallov*, 1998, vol. 34, no. 1, pp. 89–93, ISSN 0044-1856. (Russ.).
13. KARPOV, V.A., Yu.L. KOVALCHUK, U.V. KHARCHENKO et al. Effect of microfouling on marine corrosion of metals and failure of protective coatings [Vliyaniye mikroobrastaniya na morskuyu korroziyu metallov i razrusheniye zashchitnykh pokrytiy]. *Korroziya: Materialy, Zashchita*, 2011, no. 3, pp. 11–18, ISSN 1813-7016. (Russ.).
14. KORYAKOVA, M.D., V.M. NIKITIN, N.V. SPESHNEVA et al. Biofouling and corrosion of highly alloyed steel in harbor sea water [Obrastaniye i korroziya vysokolegirovannoy stali v portovoy morskoy vode]. *Zashchita Metallov*, 2001, vol. 37, no. 1, pp. 279–283, ISSN 0044-1856. (Russ.).
15. KORYAKOVA, M.D., V.M. NIKITIN, A.P. SUPONINA et al. Biofouling and biocorrosion of highly alloyed steel in Zolotoy Rog Bay [Obrastaniye i biokorroziya vysokolegirovannoy stali v bukhte Zolotoy Rog]. *Zashchita Metallov*, 2002, vol. 38, no. 5, pp. 544–548, ISSN 0044-1856. (Russ.).
16. KOBLIKOV, V.N., V.A. NADTOCHIY. Offshore macrozoobenthos at north-western part of Bering Sea [Makrozoobentos shelfa severozapadnoy chasti Beringova moray]. *Izvestiya TINRO*, 2002, vol. 130, no. 1, pp. 329–335, ISSN 2658-5510. (Russ.).
17. MILOVIDOVA, N.Yu. Biofouling of hydraulic structures in some port harbors at Crimea coast of the Black Sea [Obrastaniya gidrotekhnicheskikh sooruzheniy nekotorykh portovykh akvatoriy krymskogo poberezhya Chernogo moray]. *Ekologiya Morya*, 1986, vol. 22, pp. 58–63, ISSN 0203-4646. (Russ.).

18. LAPTEV, A.B., N.S. PEROV, G.M. BUKHAREV et al. Corrosion of metals and alloys in waters of Black Sea in presence of organisms being biodestructors [Korroziya metallov i splavov v vode Chernogo moraya v prisutstvii organizmov biodestruktorov]. *Korroziya: Materialy, Zashchita*, 2017, no. 10, pp. 32–36, ISSN 1813-7016. (Russ.).
19. WU, L. and J. BAGHDACHI (eds.). *Functional polymer coatings. Principles, methods, and applications*. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2015.
20. HELLIO, C., D. M. YEBRA (eds.). *Advances in marine antifouling coatings and technologies*. Sawston, Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2009.
21. KARPOV, V.A., Yu.L. KOVALCHUK, I.I. ILIN. Environmental aspects of designing and application of protection against biofouling and corrosion in sea water [Ekologicheskiye aspekty razrabotki i primeneniya sredstv zashchity ot obrastaniya i korrozii v morskoy vode]. *Zashchita Okruzhayushchey Sredy v Neftegazovom Komplekse*, 2008, no. 2, pp. 33–35, ISSN 2411-7013. (Russ.).
22. KOSHKAROV, A.A. In-situ testing of experimental fouling-resistant compositions in natural sea medium [Naturnyye ispytaniya eksperimentalnykh protivobrastayushchikh sostavov v yestestvennoy morskoy srede]. In: *Systems of environmental control – 2019: abstracts of papers from the International R&D conference, 2019*, p. 160. (Russ.).
23. ZHANGA, J., C. LINA, Li WANGA, et al. Study on the correlation of lab assay and field test for fouling-release coatings. *Progress in Organic Coatings*, 2013, vol. 76, pp. 1430–1434, ISSN 0300-9440.
24. YANG, M., Y. SUN, G. CHEN, et al. Preparation of a self-healing silicone coating for inhibiting adhesion of benthic diatoms. *Materials Letters*, 2020, vol. 268, art. no. 127496, ISSN 0167-577X.
25. HU, P., Q. XIE, CH. MA, et al. Fouling resistant silicone coating with self-healing induced by metal coordination. *Chemical Engineering Journal*, 2021, vol. 406, art. no. 126870, 1385-8947.
26. RAILKIN, A.I., Zh.A. OTVALKO, S.Z. CHIKADZE, et al. Modern approach to environmentally friendly protection against marine biofouling, and tests of anti-fouling coatings [Sovremennyye podkhody k ekologicheski bezopasnoy zashchite ot morskogo obrastaniya i ispytaniya protivobrastayushchikh pokrytiy]. In: *Marine biological explorations: achievements and prospects* [Morskiye biologicheskiye issledovaniya: dostizheniya i perspektivy]: collected papers of the All-Russia R&D conference with international participation dated to 145th anniversary of the Sevastopol biological station: in 3 volumes, 2016, vol. 1, pp. 314–317. (Russ.).
27. KULCHIN, Yu.N., A.I. NIKITIN, Ye.P. SUBBOTIN. Laser underwater cleaning of marine vessel hulls [Lazernaya podvodnaya ochestka korpusov morskikh sudov]. *Prikladnaya Fotonika*, 2020, vol. 7, no. 4, pp. 86–101, ISSN 2411-4367. (Russ.).

УДК 550.822(98)

Бурение в Арктике в условиях санкций: в РФ разработаны технические решения и технологии

Н.В. Амосова¹, И.Л. Благовидова^{1,2*}, А.С. Тертышникова¹

¹ АО «ЦКБ «Коралл», Российская Федерация, 299028, г. Севастополь, ул. Репина, д. 1

² Севастопольский государственный университет, Российская Федерация, 299053, Россия, г. Севастополь, ул. Университетская, д. 33

* E-mail: blagovidova@yandex.ru

Ключевые слова:

санкционный режим, технические средства и оборудование, погружная комбинированная буровая установка, разведочное и эксплуатационное бурение на море, ледостойкая мобильная буровая установка, арктический шельф Российской Федерации.

Тезисы. Актуальность решаемой проблемы обусловлена выполнением основных задач и направлений Энергетической стратегии России на период до 2035 г. и государственных программ по освоению арктических месторождений нефти и газа в условиях санкционного режима. Целью работы является рассмотрение возможности создания технических средств для морского поисково-разведочного и эксплуатационного бурения в суровых климатических условиях. Разработаны концептуальные решения по морскому нефтегазовому сооружению, предназначенному для работ на арктическом шельфе в режиме круглогодичной эксплуатации, для обеспечения возможности дальнейшей реализации проекта в постройке и эксплуатации. Принятые архитектурно-конструктивные решения позволяют осуществлять транспортировку и постановку, а также снятие рассматриваемой буровой установки с точки бурения, что особенно актуально при проведении поисково-разведочных работ. В РФ имеются технологии строительства технических средств и бурового оборудования, обеспечивающие бурение поисково-разведочных и эксплуатационных скважин в условиях Арктики, которые не зависят от санкций.

Создание оффшорных сооружений для обеспечения круглогодичного бурения в замерзающих акваториях арктического шельфа Российской Федерации является современной и актуальной проблемой. Актуальность решаемой проблемы обусловлена выполнением основных задач и направлений Энергетической стратегии России на период до 2035 г. и государственных программ по освоению арктических месторождений нефти и газа [1]. В том числе поставлена задача разработать концептуальные решения по морскому нефтегазовому сооружению, предназначенному для освоения арктического шельфа в режиме круглогодичного поисково-разведочного бурения, с целью обеспечения возможности дальнейшей реализации проекта в постройке и эксплуатации.

На российском шельфе Арктики накоплен опыт создания сложных технических средств, предназначенных для освоения месторождений в районах с тяжелыми ледовыми условиями. В настоящее время при освоении шельфовых месторождений в РФ используются в том числе технологии, разработанные зарубежными компаниями. Однако отечественная промышленность обладает высоким собственным потенциалом и опытом строительства и эксплуатации технических средств на шельфе.

В настоящей работе авторами предложена концепция комбинированной буровой установки гравитационного типа, адаптированной для круглогодичной эксплуатации в суровых арктических условиях. Предложение разработано с учетом 100%-ного использования отечественных технологий и оборудования.

Постановка задачи

Комплексный анализ лицензионных участков (ЛУ) в Арктике и на Дальнем Востоке, включая нераспределенный лицензионный фонд, показал следующее распределение площадей и глубин [2]:

1) площадь ЛУ Баренцева и Карского морей составляет 673 тыс. км², исключая Печорское море и Обскую и Тазовскую губы, на ЛУ преобладают (78 %) глубины более 60 м; Печорское море, Обская и Тазовская губы, наоборот, относительно

мелководны, площадь ЛУ на глубинах до 60 м составляет 84 %;

2) на шельфе морей Восточной Арктики площадь ЛУ составляет 776 тыс. км². Глубины: от 0 до 40 м – 23 %, от 40 до 60 м – 45 %, от 60 м – 32 %;

3) в пределах морей Дальнего Востока общая площадь ЛУ составляет 207 тыс. км², 84 % из которых находятся на глубинах более 80 м.

Эффективность развития шельфа российского сектора Арктики в значимой мере зависит от возможности расширения диапазона глубин и сезона поисково-разведочного бурения в ледовых условиях. Авторами выполнен анализ природных условий перспективных участков и сделаны выводы о применимости технических средств различных конструктивных типов для разных условий [3].

Архитектурно-конструктивные решения

В настоящей статье приведены результаты проработки архитектурно-конструктивных и технических решений морского гравитационного сооружения для освоения континентального шельфа для арктических условий. Так, для буровых установок гравитационного типа можно выделить следующие основные критичные вопросы и задачи проектирования:

- выбор формы корпуса опорного основания;
- обеспечение устойчивости на грунте под воздействием внешних нагрузок;
- обеспечение остойчивости при погружении и всплытии;
- контролируемый отрыв от грунта;
- способы транспортировки (постановка, снятие, перемещение между точками постановки).

Таким образом, на выбор формы и габаритных размеров корпуса влияет ряд противоречащих друг другу факторов, и поиск оптимального решения является достаточно сложной задачей.

Предлагаемая буровая установка предназначена для выполнения круглогодичного поисково-разведочного бурения в акваториях с коротким безледовым сезоном или неполным очищением ото льда. Новым конструктивным решением является применение комбинированного сооружения, состоящего из водоизмещающей ледостойкой металлической буровой платформы и железобетонной водоизмещающей подставки (основания), позволяющей

расширить диапазон эксплуатационных глубин буровой установки (рис. 1, табл. 1) [4, 5].

При определении конструктивного типа и габаритных размеров комбинированной погружной буровой установки учитывались следующие основные аспекты:

- достаточность размерений для размещения необходимого оборудования;
- минимизация ледовых нагрузок;
- обеспечение устойчивости на грунте при воздействии внешних нагрузок;
- достаточность величины вертикального клиренса для исключения ударов волн и воздействия ледовых обломков на конструкции верхней палубы.

Форма основания предлагаемой стальной платформы имеет следующие особенности:

- симметрична во всех направлениях, что обеспечивает одинаковый уровень внешних воздействий вне зависимости от направления действующих нагрузок;

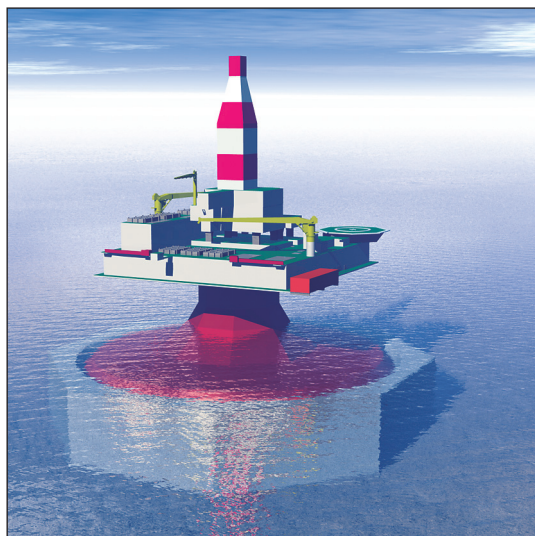


Рис. 1. Комбинированная буровая установка

Таблица 1

Основные характеристики комбинированной буровой установки

Параметр	Стальная буровая установка	Подставка
Диапазон рабочих глубин, м	От 8...10 до 25...30	До 60
Материал корпуса	Сталь	Железобетон
Габаритные размеры, м	110×110	125×125
Масса, т	Около 48000	Около 120000
Высота подставки, м	–	До 30

- в районе действующей ватерлинии наружные стенки имеют наклон, который позволяет снизить горизонтальную нагрузку от воздействия ледовых образований за счет изменения характера разрушения ледовых образований;

- форма корпуса в районе действующей ватерлинии имеет малую площадь и правильную форму, что также способствует снижению общего уровня внешних нагрузок;

- в отличие от ватерлинии в рабочем состоянии, днище имеет большую площадь, обеспечивающую равномерное распределение нагрузок от веса сооружения и внешних нагрузок на железобетонную подставку, и позволяет создать достаточные удерживающие силы;

- для обеспечения соосности стальной платформы и железобетонного основания при установке на дно используется система, состоящая из направляющего конуса (ловителя), конструктивно принадлежащего железобетонному основанию, и ответной улавливающей конструкции стальной платформы (рис. 2). При этом угол между улавливающей конструкцией и направляющим конусом выбран из условия исключения заклинивания с учетом коэффициента трения между поверхностями контакта [4, 5].

Стальная водоизмещающая платформа является самостоятельной частью комплекса и обеспечивается всем необходимым для функционирования в заданный период автономности на глубинах до 25...30 м. Кроме того, водоизмещающая стальная платформа обладает

собственной плавучестью, позволяющей выполнять ее буксировку на плаву с установленным верхним строением.

При необходимости использования на относительно малых глубинах водоизмещающая стальная буровая установка рассматривается как отдельно функционирующая погружная платформа.

Основные требования, предъявляемые к подставке:

- устойчивое положение на грунте, в том числе при воздействии экстремальных гидрометеорологических условий со стороны окружающей среды;

- сведение габаритных размеров к минимально возможным с соответствующим снижением массовых характеристик, но при этом обеспечивающим устойчивое положение буровой установки на грунте;

- сохранение устойчивости в процессе погружения на дно;

- достаточная площадь днища, чтобы отсутствовала опасность опрокидывания и проседания комплекса в грунт.

Наиболее предпочтительным вариантом материала для изготовления такой подставки является железобетон, обеспечивающий большую прижимную нагрузку за счет высокой массы, что в данном случае является положительным фактором, так как стальные конструкции для устойчивости на грунте часто приходится «пригружать» с помощью твердого балласта в виде песка, бетона или даже железорудного концентрата.

Конструктивно подставка представляет собой объемную, восьмиугольную в плане конструкцию с вырезом во внутренней части, обеспечивающим прохождение буровой колонны и установку подводного устьевого оборудования в случае необходимости. Внутренние объемы разбиты на прямостенные отсеки, в которые при погружении принимается бортовая вода.

Сроки проектирования, строительства и возможные заводы-строители

Комбинированная установка может быть создана на верфях и заводах РФ за 28...36 месяцев. Опыт разработки и сопровождения строительства объектов на морских месторождениях, включая месторождения Кравцовское, им. Ю.В. Корчагина, им. В. Филановского, им. В.И. Грайфера и др., подтверждает соответствующие компетенции АО «ЦКБ «Коралл».

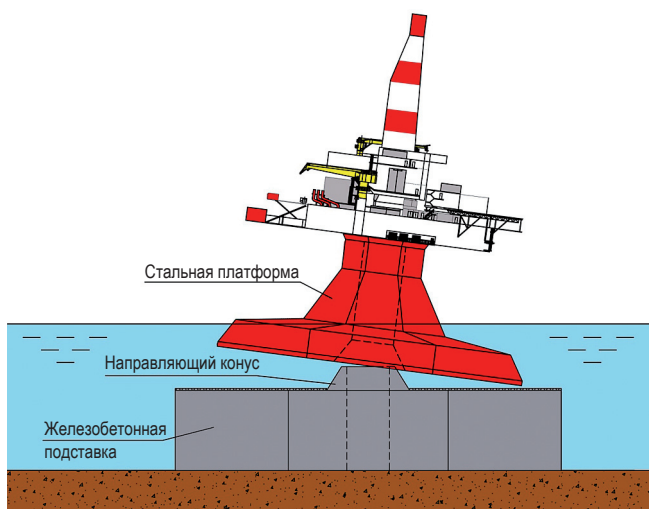


Рис. 2. Схема установки на точку бурения комбинированной буровой установки

Железобетонная подставка имеет простую конструкцию и может быть построена с использованием отработанных технологий возведения железобетонных сооружений на любой площадке подходящего размера. Опыт создания массивных железобетонных оснований для морских сооружений обладают:

- Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений в селе Белокаменка (Мурманская область), где в настоящее время идет строительство оснований для технологических линий сжиженного природного газа проекта СПГ-2 на п-ове Ямал;
- порт «Восточный» Приморского края (п. Находка), в сухом доке которого в 2009 г. построено бетонное опорное основание для платформы «Беркут».

Ограничения по глубине применения

Ограничения по глубине применения в первую очередь связаны с габаритной осадкой и размерами, а также со способом постановки железобетонной подставки. Минимальная глубина моря должна гарантированно обеспечить отсутствие взаимодействия подставки с ледовыми образованиями, а также, по возможности, свести к минимуму волновое воздействие на нее.

Ограничение максимальной глубины моря обусловлено возможностью потери устойчивости после погружения под воду верхней палубы железобетонной подставки. Для исключения неблагоприятного воздействия в процессе возможного неконтролируемого погружения железобетонная подставка должна погружаться либо с дифферентом, обеспечивающим положительную величину метацентрической высоты в момент касания грунта одной из оконечностей, либо дополнительно поддерживаться извне, например, с помощью плавучего крана. Однако, принимая во внимание массогабаритные характеристики такой железобетонной подставки, обеспечение положительной устойчивости за счет плавучего крана выглядит достаточно проблематично.

Выбранные габаритные размеры подставки обеспечивают погружение подставки с созданием дифферента около 14° на глубину 60 м, при этом служат гарантией устойчивости буровой установки и подставки при воздействии экстремальных внешних нагрузок.

Расчетные оценки допустимых характеристик грунта

Исполнение установки для разведочного бурения предполагает возможность ее постановки на грунты с различными характеристиками. Тем не менее для платформ гравитационного типа, удерживающихся на грунте только лишь за счет собственного веса и принимаемого балласта, вопрос минимально допустимых характеристик грунта, обеспечивающих безопасную длительную стоянку, является одним из важнейших.

Общий подход к определению минимально допустимых характеристик грунтового основания заключается в определении максимальной нагрузки на грунт с учетом воздействия экстремальных внешних условий и далее определении соответствующих параметров грунтового основания, при которых не наступает его разрушения.

При эксплуатации комбинированной буровой установки устойчивость против сдвига всей конструкцией в большей степени обеспечивается за счет веса подставки, непосредственно опирающейся на грунт, а прижимная нагрузка стальной водоизмещающей платформы должна обеспечивать ее устойчивость против опрокидывания.

Ранее [6] авторами выполнена оценка минимально допустимых параметров грунтов при постановке на грунт водоизмещающей стальной буровой установки как применительно к ее эксплуатации в качестве отдельно функционирующей платформы, так и для комбинированного варианта ее эксплуатации, т.е. вместе с железобетонной подставкой.

При наличии на месторождении неудовлетворительных грунтовых условий могут быть рассмотрены варианты применения «юбок» и инженерной подготовки грунтового основания, заключающийся в замене верхнего слоя грунта, или вариант установки с заглублением в предварительно подготовленный котлован, а также обвалование камнем и другие мероприятия.

Отечественное оборудование

Неоспоримым преимуществом морских буровых установок, эксплуатируемых с опорой на грунт (установки гравитационного и свайного типов), является возможность применения сухопутного оборудования, в то время как для плавучих установок должны применяться

Таблица 2

Применимость буровой установки 6000/400 ЭК БМЧ «Арктика»

Элемент или параметр установки	Требование	Технические характеристики установки 6000/400 ЭК БМЧ «Арктика»
Буровая вышка	Нагрузка 500 т, высота 43 м	Нагрузка 400 (480) т, высота 45 м
Мощность лебедки	2000 лс	2000 лс
Верхний привод	500 т, момент 63000 кН·м	500 т, момент 97600 кН·м, Tesco 500 ESI 1350, с 2017 г. – собственное производство
Ротор	37½" (49½")	950, 1260 мм (37½" (49½"))
Свечи	250 бур., диаметры труб: 5,5", 5–8,5", 3–9,5"	+
Уровень автоматизации операций с трубами	Механизация	Высокий
Мощность бурового насоса	3×1600 лс / 5000 psi	3×1180 кВт / 35 МПа (1600 лс / 5000 psi), 3×1600 кВт / 53 МПа (2175 лс / 7500 psi)
Вибросита, шт.	4(5)	+
Мощность цементировочной установки	1000 лс – 15000 psi	+
Превентор	диаметр 18¾", мощность 15000 psi	Совместно «Уралмаш НГО Холдинг» и ЦКБ «Титан», 18¾", 15000 psi

Примечание: плюс означает идентичность требованиям в левом столбце.

специальные компенсаторы качки, обеспечивающие надежную и безаварийную работу оборудования (в первую очередь бурового).

Безусловно, оборудование должно быть выполнено из коррозионностойких материалов, выдерживающих экстремально низкие температуры. Такие решения существуют в отечественной промышленности.

Например, компанией «Уралмаш НГО Холдинг» производится буровая установка 6000/400 ЭК-БМЧ «Арктика», рассчитанная на эксплуатацию в суровых условиях Крайнего Севера. Три установки такого типа успешно эксплуатируются на Южно-Тамбейском месторождении п-ова Ямал. Анализ применимости буровой вышки 6000/400 ЭК-БМЧ «Арктика» для морских разведочных буровых установок в схожих условиях эксплуатации был выполнен фирмой Kvaerner в 2017 г. (табл. 2) [7].

Приведенная информация позволяет сделать вывод, что по некоторым аспектам характеристики БУ 6000/400 ЭК-БМЧ «Арктика» лучше требуемых.

Следует отметить, что в настоящее время «Уралмаш НГО Холдинг» разрабатывает буровую установку для морской платформы ЛСП «А» месторождения Каменномыское-море (акватория Обской губы Карского моря).

Выводы

1. Предлагаемая буровая установка может обеспечить круглогодичное бурение в арктических условиях при глубинах до 60 м для регионов с экстремально коротким безледовым периодом [7]. Конструкция установки обеспечивает безопасную эксплуатацию при толщине консолидированного слоя тороса до 3 м.

2. Разработка проектной документации буровой установки может быть обеспечена отечественными проектными институтами, обладающими богатым опытом проектирования и надзора за строительством (например, АО «ЦКБ «Коралл»).

3. Стальная водоизмещающая платформа и железобетонная подставка могут быть построены на верфях и заводах РФ по отработанным технологиям.

4. В проекте предусматривается использование отечественного бурового оборудования. Данное оборудование серийно освоено еще со времен СССР и широко используется для сухопутных месторождений и адаптировано к морским условиям.

Таким образом, для создания мобильной морской буровой установки для круглогодичного бурения в Арктике санкционные ограничения не являются препятствием.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. / утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р.
2. Жданев О.В. Разведочное бурение на арктическом и дальневосточном шельфе России / О.В. Жданев, К.Н. Фролов, А.Е. Коныгин и др. // Арктика: экология и экономика. – 2020. – № 3 (39). – С. 112–125.
3. Амосова Н.В. Анализ исходных данных для проектирования морской буровой установки для разведочно-поискового бурения на арктическом шельфе / Н.В. Амосова, И.Л. Благовидова, А.С. Тертышникова и др. // Гидротехника. – 2021. – № 4 (65). – С. 15–17.
4. Амосова Н.В. Бурение в Арктике. Погружная комбинированная буровая установка для круглогодичного разведочного бурения в арктических условиях / Амосова Н.В., Благовидова И.Л., Пьянов А.В. и др. // Neftegas.RU Offshore. – 2021. – № 11 (119). – <https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/707689-burenie-v-arktike-pogruzhnaya-kombinirovannaya-burovaya-ustanovka-dlya-kruglogodichnogo-razvedochnog/>
5. Амосова Н.В. Концептуальные проектные решения для погружной комбинированной буровой установки для круглогодичного бурения в арктических условиях / Н.В. Амосова, И.Л. Благовидова, О.А. Иванова и др. // Судостроение. – 2021. – № 4. – С. 24–28.
6. Амосова Н.В. Погружная комбинированная буровая установка для круглогодичного бурения в арктических условиях / Н.В. Амосова, И.Л. Благовидова, О.А. Иванова и др. // Судостроение. – 2021. – № 4. – С. 29–33.
7. Патент 2745457 Российская Федерация, МПК E02B 17/00 (2006.01). Морское гравитационное сооружение для арктических условий: № 2020127130: заявл. 12.02.2020: опубликовано 25.03.2021 / Амосова Н.В., Благовидова И.Л., Коныгин А.Е., Ленский В.Ф., Пьянов А.В.; патентообладатель АО «ЦКБ «Коралл». – 13 с.: ил.

Drilling in the Arctic against sanctions. Technical solutions and technologies on hand in Russia

N.V. Amosova¹, I.L. Blagovidova^{1,2*}, A.S. Tertyshnikova¹

¹ Central Design Bureau “Corall” JSC, Bld. 1, Repina street, Sevastopol, 299028, Russian Federation

² Sevastopol State University, Bld. 33, Universitetskaya street, Sevastopol, 299053, Russian Federation

* E-mail: blagovidova@yandex.ru

Abstract. Topicality of the discussed issue derives from the major theses of the Russia’s Energy Strategy to 2035 and the state programs of Arctic oil and gas production in situation of the sanctions. There was a task to examine the possibility to create machinery for marine test and operational drilling within severe climatic environment. So, a concept of a marine oil-gas drilling facility for all-year-round offshore exploitation in the Arctic was worked out with regard to its further construction and application. The adopted architecture and design enable transportation of a rig to a drilling site, its further positioning and evacuation, which are especially important in context of geological prospecting. Russian Federation possesses few technologies for constructing drilling equipment suitable for Arctic climate. These technologies do not depend on sanctions.

Keywords: sanctions regime, machinery and technical equipment, submersible combined drilling rig, trial and operational drilling in waters, ice-resistant mobile drilling rig, Arctic continental shelf of Russian Federation.

References

1. *Russia’s Energy Strategy to 2035* [Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2035 g.]. Approved by the Order of the Government of Russian Federation dated 9 July 2020 no. 1523-r.
2. ZHDANEYEV, O.V., K.N. FROLOV, A.Ye. KONYGIN, et al. Exploration drilling on the Russian Arctic and Far East shelf [Razvedochnoye bureniye na arkticheskom i dalnevostochnom shelfe Rossii]. *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*, 2020, no. 3(39), pp. 112–125, ISSN 2223-4594. (Russ.).
3. AMOSOVA, N.V., I.L. BLAGOVIDOVA, A.S. TERTYSHNIKOVA, et al. Analysis of the initial data for the design of a drilling rig for the arctic offshore exploratory drilling [Analiz iskhodnykh dannykh dlya proyektirovaniya morskoy burovoy ustanovki dlya razvedochno-poiskovogo bureniya na arkticheskom shelfe]. *Gidrotehnika*, 2021, no. 4(65), pp. 15–17, ISSN 2227-8400. (Russ.).

4. AMOSOVA, N.V., I.L. BLAGOVIDOVA, A.V. PYANOV, et al Drilling in the Arctic. Submersible combination drilling rig for all-year drilling in Arctic conditions [Burenije v Arktike. Pogruzhnaya kombinirovannaya burovaya ustanovka dlya kruglogodichnogo razvedochnogo burenija v arkticheskikh usloviyakh]. *Neftegaz.RU Offshore*, 2021, no. 11 (119). Available from: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/707689-burenie-v-arktike-pogruzhnaya-kombinirovannaya-burovaya-ustanovka-dlya-kruglogodichnogo-razvedochnog.> (Russ.).
5. AMOSOVA, N.V., I.L. BLAGOVIDOVA, O.A. IVANOVA, et al. Concept design solutions for submersible drilling rig for all-year drilling in Arctic conditions [Kontseptualnyye proyektnyye resheniya dlya pogruzhnoy kombinirovannoy burovoy ustanovki dlya kruglogodichnogo burenija v arkticheskikh usloviyakh]. *Sudostroyeniye*, 2021, no. 4, pp. 24–28, ISSN 0039-4580. (Russ.).
6. AMOSOVA, N.V., I.L. BLAGOVIDOVA, O.A. IVANOVA, et al. Submersible combination drilling rig for all-year drilling in Arctic conditions [Burenije v Arktike. Pogruzhnaya kombinirovannaya burovaya ustanovka dlya kruglogodichnogo razvedochnogo burenija v arkticheskikh usloviyakh]. *Sudostroyeniye*, 2021, no. 4, pp. 29–33, ISSN 0039-4580. (Russ.).
7. SDB “Corall” JSC. *Offshore gravity structure for arctic conditions*. 25 March 2021. Appl.: no. 2020127130, 12 February 2020. Inventors: AMOSOVA, N.V., I.L. BLAGOVIDOVA, A.Ye. KONYGIN et al. Patent RU 2745457.

УДК 551.465

Исследование особенностей поведения тонких пленок нефтепродуктов на поверхности моря методом математического моделирования

С.Н. Зацепа^{1*}, В.И. Журавель¹, А.А. Ивченко¹, В.В. Солбаков²

¹ Государственный океанографический институт имени Н.Н. Зубова, Росгидромет, Российская Федерация, 119034, г. Москва, Кропоткинский пер., д. 6

² Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление»

Российской академии наук, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Вавилова, д. 44, к. 2

* E-mail: zatsepa@gmail.com

Тезисы. Моделирование процесса испарения микронных и субмикронных слоев нефти и нефтепродуктов показывает возможность увеличения плотности нефтяного остатка на поверхности моря до плотности окружающей воды в течение нескольких часов. Скорость изменения фракционного состава нефтепродукта и связанное с этим процессом увеличение плотности и вязкости тем выше, чем тоньше пленка нефтепродукта. При усилении ветра изменение физических свойств пленок поверхностного загрязнения интенсифицируется за счет уменьшения толщины нефти вследствие диспергирования. Результаты моделирования объясняют феномен распространения нефтепроявлений от нефтяных сипов – источников естественного просачивания нефти на морском дне. Спиралевидные конфигурации нефтепроявлений на поверхности моря в юго-западной части Каспийского моря, регистрируемые на радиолокационных снимках морской поверхности, объясняются высокой интенсивностью инерционных движений на фоне переменных фоновых течений, а протяженность сликов зависит от скорости разрушения пленки нефти процессами выветривания.

Ключевые слова: пленка поверхностного загрязнения моря, испарение, диспергирование, математическое моделирование распространения нефтяных сипов, Каспийское море, спутниковая радиолокация.

Спутниковый мониторинг представляется мощным средством диагностики состояния морской среды, в том числе в области обнаружения нефтяного загрязнения. К нефтяному загрязнению относят появление на водной поверхности любых типов нефти и нефтепродуктов от газоконденсата до мазута.

Источники загрязнения морской среды нефтью и нефтепродуктами разнообразны. В отчете под названием «Oil in the Sea III» [1] эти источники разделены на четыре категории: естественные просачивания, добыча нефти, транспортировка нефти и потребление нефти. Из них просачивание на сегодняшний день является самым крупным источником, на который приходится почти половина всех нефтяных соединений, ежегодно выбрасываемых в океан во всем мире. Другими источниками по порядку величины являются добыча, транспортировка и потребление, и они связаны с деятельностью человека. По оценкам, ежегодное поступление нефти в Мексиканский залив от многочисленных естественных источников на морском дне оценивается величиной, сравнимой с катастрофой на нефтяной платформе DWH в 2010 г. [2]. Нефтепроявления от естественного просачивания нефти от источников на морском дне, как правило, представляют собой тонкие пленки нефтепродуктов. Другим источником тонких пленок нефтепродуктов на поверхности моря являются сбросы льяльных вод с судов, а также аварийные разливы на объектах инфраструктуры нефтегазового комплекса. В зависимости от физико-химических свойств нефтепродуктов поведение их тонких слоев на поверхности моря имеет общие черты и различия. Например, газоконденсат содержит бензиновые фракции (около 70...85 %), кипящие при температуре 30...200 °С, керосиновые фракции, кипящие при 200...300 °С и фракции с высокой температурой кипения (содержание остатка составляет от 2 до 25 % [3]), при том что в большинстве типов сырой нефти содержание остатка, как правило, превышает 60 %. Быстрое (часы) испарение бензиновых фракций приводит к формированию тонкой пленки остатка нефтепродукта

на поверхности моря, масса которой в несколько раз меньше за счет испарения в случае разлива конденсата по сравнению с нефтью при одинаковой начальной массе разлива.

Существует ряд причин, затрудняющих интерпретацию спутниковых радиолокационных (РЛ) изображений и выделение на них нефтяных загрязнений, которые нелегко отличить от проявлений других явлений и объектов, которые принято называть РЛ-подобиями пятен [4, 5]. Среди РЛ-подобий нефтяных пятен можно назвать органические пленки, некоторые типы льда, области, затененные сушей, дождевые ячейки, зоны апвеллинга, внутренние волны в атмосфере и океане и т.п. Для решения вопроса о принадлежности детектированных пленочных загрязнений морской поверхности к нефтесодержащим или биогенным пленкам проводится совместный анализ радиолокационных данных и данных видимого диапазона сенсора. Различия в характеристиках биогенных и нефтяных пленок на поверхности моря отмечены Х. Хюнерфуссом [6]. Когда речь идет о космическом мониторинге на нефтегазовых акваториях или обнаружении следов движущегося судна, обнаруженные аномалии на радиолокационном снимке аргументированно связывают с пленками нефти или нефтепродуктов [7]. В других случаях вопрос о происхождении и идентификации загрязнения проводится методом экспертных оценок с использованием инкрементального моделирования или эвристического метода, основанного на опыте и интуиции эксперта [8]. Во многих случаях обнаруженные объекты не прослеживаются в течение продолжительного времени, иногда даже в пределах суток. Возникает закономерный вопрос, а был ли обнаруженный объект на поверхности моря пятном нефтепродуктов, коль скоро он не подтверждается инспекциями на месте?

В данной работе исследуются особенности поведения тонких пленок нефти или нефтепродуктов на поверхности моря, которые, с точки зрения авторов, дополняют традиционные представления о трансформации разливов нефти и нефтепродуктов на поверхности моря и должны приниматься во внимание при анализе информации дистанционного зондирования Земли.

Феноменология нефтепроявлений от просачивания нефти

В серии статей А.Ю. Иванова и др. [9–11] приводятся примеры обнаружения сигнатур нефтепроявлений на поверхности моря, которые связываются со спонтанными выходами нефти через трещины земной коры на морском дне. На радиолокационных изображениях (РЛИ) юго-западной части Каспийского моря, полученных со спутника Envisat в 2003–2004 гг., обнаружено большое количество нефтяных пятен естественного происхождения. На основе обработки и дешифрирования РЛИ, сопоставления с данными морских геолого-геофизических и сейсмологических исследований установлена связь этих пятен с разгрузкой подземных флюидов (нефти, газов, пластовых вод) в Южно-Каспийской тектонической впадине [10].

Анализ нефтепроявлений на поверхности моря от естественных источников в Мексиканском заливе дает основания для вывода о том, что пленки нефти субмикронной толщины (порядка 0,04...0,3 мкм) существуют на поверхности моря 8...24 ч [1]. На оптических изображениях цвет варьируется от радужного в месте всплытия до серебристо-серого на периферии) (рис. 1).

Исследователи из Океанографического центра в Вудс-Хоуле (*англ.* Woods Hole Oceanographic Institution) предлагают следующее объяснение нефтепроявлениям от нефтяных сипов (от *англ.* to seep – просачиваться). В местах, где обнаружены просачивания, нефть медленно течет вверх через сеть трещин, образуя источники углеводородов

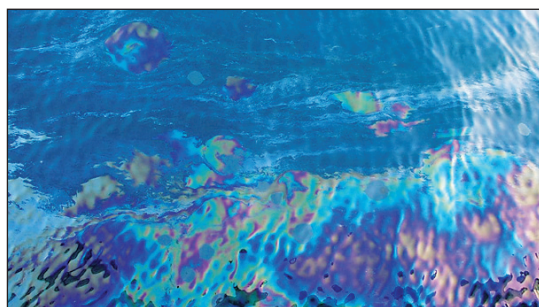


Рис. 1. Фотография нефтепроявлений в месте выхода нефтегазового просачивания на поверхности моря. Источник: <https://www.whoi.edu/know-your-ocean/ocean-topics/seafloor-below/natural-oil-seeps>

на морском дне. Капли нефти и пузырьки газа поднимаются к поверхности воды и образуют сплошное нефтяное пятно на поверхности микронной или субмикронной толщины, которое через некоторое время разрушается на мелкие капли, вовлекаемые в водную толщу. Поверхностное нефтяное загрязнение дрейфует от места всплытия на поверхность, постепенно трансформируясь за счет процессов выветривания. На рис. 2 показан механизм формирования поверхностных нефтяных slickов. Горизонтальный масштаб на рис. 2 не универсален, так как осаждение нефти на морское дно зависит от скорости образования нефтяных агрегатов – тяжелых фракций нефти, соединившихся с частицами минеральной или органической взвеси. Нефтепроявление от естественного просачивания, как правило, имеет вид вытянутого slickа, форма и длина которого зависят от скорости ветра. Конец нефтяного пятна – точка, за которой плавающая пленка рассеялась, так что она больше не вызывает эффектов затухания волн, которые можно определить дистанционным зондированием [2].

Постановка задачи

В работе рассмотрена трансформация пленок нефти и, для сравнения, дизельного топлива (ДТ) различной толщины от 1 до 0,01 мм в результате двух процессов – испарения и диспергирования. В качестве метода исследования используется математическое моделирование. Задача математического эксперимента – определить различия в трансформации пленок нефти различной толщины, не исследуя при этом причин формирования пятна нефти на поверхности.

Используемые модели испарения и диспергирования

Начиная с середины 1970-х гг. задача об испарении из разлива основана на представлении нефти в виде смеси нескольких фракций или псевдокомпонент с известными физико-химическими свойствами. Компоненты нефти можно условно классифицировать как по химической структуре, так и по температуре кипения.

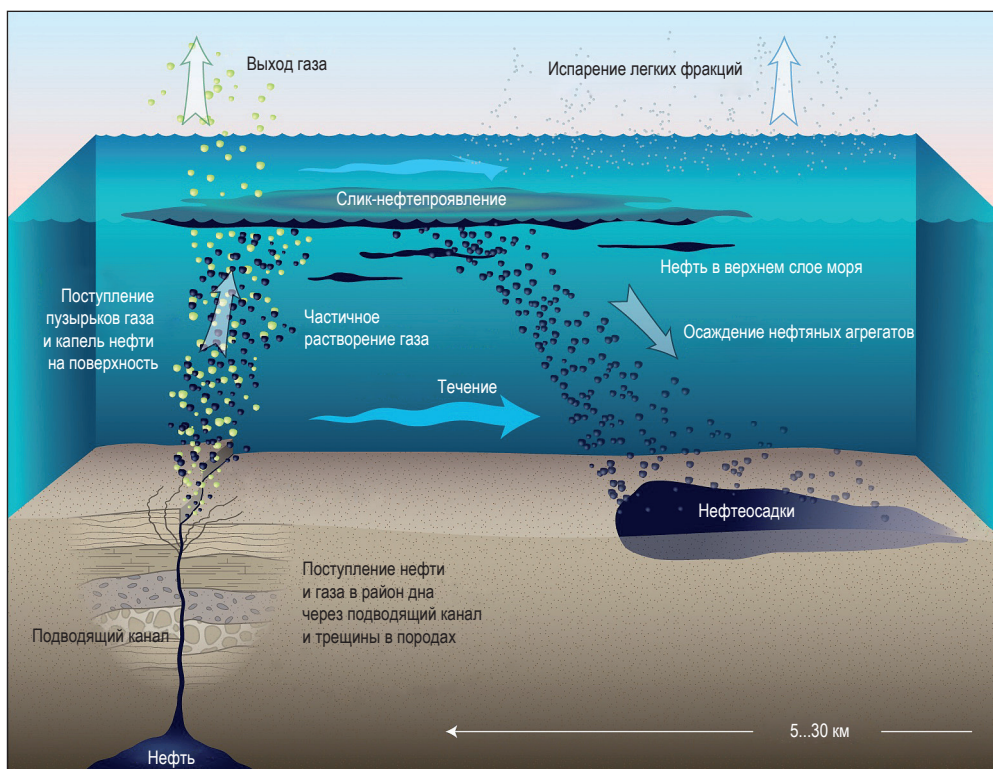


Рис. 2. Механизм образования нефтяного slickа на поверхности моря при выходе нефти из естественного источника на дне ([11], оригинал: © J. Cook, Woods Hole Oceanographic Institute)

Поток массы нефти Q_e с единицы площади испаряющегося слоя определяется как

$$Q_e = \sum_i Q_{ei} = k_m \sum_i \frac{M_i P_i X_i}{RT_{wK}}, \quad (1)$$

где Q_{ei} – поток i -го компонента нефти на испарение; k_m – эмпирический коэффициент, зависящий от скорости ветра; P_i – давление насыщенного пара i -й фракции нефти; M_i – молекулярная масса фракции; X_i – мольная доля фракции; R – универсальная газовая постоянная; T_{wK} – температура поверхности воды, К.

Испарение многокомпонентных жидкостей, к которым относятся нефть и нефтепродукты, приводит к изменению их химического состава и физических свойств на поверхности моря – плотности, вязкости и межфазных натяжений [12]. Анализ процесса испарения нефти [13] свидетельствует о том, что, в первую очередь, скорость испарения определяется компонентным составом, индивидуальным для каждого типа нефти, а изменение плотности нефти на поверхности моря существенно ускоряется при уменьшении толщины пленки до толщин порядка микрометров. Вопреки распространенному на практике правилу, что при разливе нефти в море в течение первых суток из разлива «улетают» компоненты с температурами кипения до 200 °С, для тонких пленок нефти процесс изменения фракционного состава и, как следствие, изменения плотности и вязкости протекает значительно быстрее.

Диспергирование или проникновение нефти в водную толщу рассматривается как совокупность физических процессов, за счет которых пленка нефти, находящаяся на поверхности моря и оказавшаяся в области обрушения ветровых волн, проникает под воду, дробится в слое волнового перемешивания на капли, некоторые из которых всплывают обратно к поверхности, а мелкие распространяются процессами турбулентной диффузии в толщу воды. Ранее предложены феноменологическая модель процесса диспергирования и ряд расчетных соотношений [14, 15]. Так, поток капель нефти в воду описывается соотношением

$$Q_{disp} = \rho_{oil} h_{oil} \cdot TOR \cdot F_{up}(d_{50}) F_m(d_{max}, v_d), \quad (2)$$

где ρ_{oil} – плотность нефти; h_{oil} – толщина пленки нефти на поверхности моря; $TOR = K_{TOR} u_*^3 g c_T^{-4}$ – скорость оборачивания поверхности моря (*англ.* turn over rate) (здесь:

u_* – динамическая скорость в приводном слое атмосферы; g – ускорение силы тяжести; c_T – пороговая фазовая скорость волн, при которой начинается обрушение; коэффициент $K_{TOR} \approx 1,4 \cdot 10^{-2}$; $F_{up}(d_{50})$ и $F_m(d_{max}, v_d)$ – функции, зависящие от медианы (d_{50}) распределения капель нефти по размерам, максимального размера капель d_{max} и скорости v_d турбулентной диффузии в слое волнового перемешивания.

Распределение количества капель по размерам по результатам экспериментов в большинстве случаев [16] принимают логнормальным или пользуются распределением Розина – Рамлера, являющегося частным случаем распределения Вейбулла [17]. Следует признать, что обоснованность и параметры этих распределений основываются на весьма ограниченном материале, прежде всего данных экспериментов в бассейнах [18]. Основываясь на результатах О. Йохансена и др. [19], авторы получили [14, 15] выражение для медианы распределения количества частиц по размерам (d_{50}^N) при естественном диспергировании нефтяной пленки волнами:

$$d_{50}^N = A \frac{h_{oil}^{0,4} \sigma_{ow}^{0,6}}{\rho_{oil}^{0,6}} \frac{1 + 0,02 \left(\frac{\mu_{oil} W_{10}}{\sigma_{ow}} \right)^{0,6}}{0,57 W_{10}^{1,2}}, \quad (3)$$

где A – эмпирический коэффициент; μ_{oil} – вязкость нефти; σ_{ow} – межфазное натяжение на границе нефти и воды; W_{10} – скорость ветра. $d_{max} = 7,7 d_{50}^N$.

Скорость (w_d) подъема капель диаметром d к поверхности зависит от разности плотностей воды и капель нефти $\Delta\rho = \rho_w - \rho_{oil}$:

$$w_d = g \frac{\Delta\rho}{\rho_w} \frac{d^2}{18\mu_w}, \quad (4)$$

где μ_w , ρ_w – вязкость и плотность воды соответственно. Принимается [18], что капельки нефти или нефтепродукта удаляются с поверхности моря, когда скорость всплытия капель меньше скорости вертикальной турбулентной диффузии.

Диспергирование нефти приводит к уменьшению количества нефти на поверхности, однако не меняет ее физико-химических свойств. Процессы диспергирования и испарения связаны между собой. За счет испарения увеличиваются вязкость и плотность нефти на поверхности моря. Увеличение вязкости при прочих равных условиях приводит к соответствующему увеличению медианного диаметра

в ансамбле диспергированных капель нефти и уменьшению потока в водную толщу [14, 15], увеличение плотности нефти на поверхности уменьшает скорость всплытия диспергированных капель (закон Стокса). Вязкость нефти для некоторых типов нефти вырастает на несколько порядков, а плотность изменяется не более чем на 10...20 %. Здесь имеют место два разнонаправленных процесса, проявляющихся в изменении скорости подъема к поверхности капель нефти, однако итоговый баланс, определяющий поток капель нефти в водную толщу, будет определяться интенсивностью турбулентного обмена в верхнем слое моря, зависящего от скорости ветра. Ослабление ветра приводит к обратному потоку капель из водной толщи к поверхности моря.

Результаты моделирования

На основании современных моделей испарения и диспергирования проведено моделирование изменения физических свойств тонких (1; 0,1; 0,01 мм) слоев нефти и нефтепродукта на поверхности моря. Результаты, представленные на рис. 3, 3', 4, получены на основании сведений о свойствах нефти одного из арктических месторождений России и ДТ. В обоих случаях нефть и нефтепродукт представлены десятью псевдофракциями, процентное содержание которых показано на рис. 5, однако если для сырой нефти диапазон изменения температур кипения фракций изменяется от 150 до 650 °С, то для ДТ – от 190 до 370 °С.

На рис. 3 и 3' показано изменение молярного содержания десяти псевдокомпонент $C_i(t)$ нефти (см. рис. 3) и ДТ (см. рис. 3'), обозначенных как $C_1...C_{10}$, в штилевых условиях при отсутствии диспергирования и при скорости ветра 7 м/с, когда процесс диспергирования заметен. При штиле толщина пятна нефти (см. рис. 3а,в,д) и нефтепродукта (см. рис. 3'а,в,д) уменьшается медленно, и исходя из результатов расчета молярной концентрации компонент, меняющейся вследствие различной скорости испарения для разных фракций нефти, первая, наиболее летучая фракция (до 150 °С) практически удаляется за первые часы (см. рис. 3а,в,д). В ДТ низкокипящих фракций нет, а фракция до 190 °С и для нефти, и для ДТ в течение суток существенно уменьшается при штиле для пленки толщиной 1 мм, но не исчезает совсем (см. рис. 3'а,в,д).

Фракции и нефти, и ДТ с температурой кипения до 250 °С при толщине пленки 0,01 мм полностью удаляются из пятна менее чем за 12 ч. При скорости ветра 7 м/с изменение фракционного состава и нефти, и ДТ происходит существенно быстрее.

Для тонких пленок нефти изменения во фракционном составе более заметны, а дополнительное уменьшение толщины пленки за счет диспергирования при умеренном ветре ускоряет процесс физико-химической трансформации: так, для нефти с начальной толщиной слоя 1 мм к концу первых суток происходит полное испарение двух наиболее летучих фракций (см. рис. 3б), для ДТ в тех же условиях почти полностью испаряется только первая из легких фракций (см. рис. 3'б). Для начальной толщины слоя в 0,1 мм для обоих нефтепродуктов наблюдается похожая картина: испаряются три первые наиболее летучие фракции (см. рис. 3г, 3'г). Для начальной толщины пленки нефти в 0,01 мм полностью испаряются четыре первые фракции, и спустя 18 ч от начала расчетов нефтяное загрязнение полностью удаляется с поверхности моря за счет процессов испарения и диспергирования (см. рис. 3е). Для ДТ в тех же условиях (см. рис. 3'е) полностью испаряются первые пять фракций, спустя 12 ч от начала расчетов загрязнение полностью исчезает с поверхности.

На рис. 4 показаны расчетные значения изменения толщины пленки нефти и ДТ на поверхности моря при штиле (и отсутствии диспергирования) и при скорости ветра 7 м/с. ДТ как нефтепродукт с более низкими температурами кипения при штилевых условиях испаряется в большей степени, чем тяжелая нефть. При скорости ветра 7 м/с пленки нефти и ДТ толщиной 0,01 мм в течение суток исчезают с поверхности, причем скорость, с которой пленки уходят с поверхности моря, увеличивается при уменьшении толщины пленки.

Изменение массы псевдокомпонента за счет испарения приводит к изменению общей массы нефти на поверхности моря и суммарного объема смеси

$$V_{oil}(t) = \sum_{i=1}^{N_f} V_i(t).$$
 Принимая,

что объем отдельного i -го компонента рассчиты-

вается по соотношению $V_i(t) = \frac{m_i(t)}{\rho_i}$, общая

масса в разливе равна $m_{oil}(t) = \sum_{i=1}^{N_f} m_i(t)$, где ρ_i

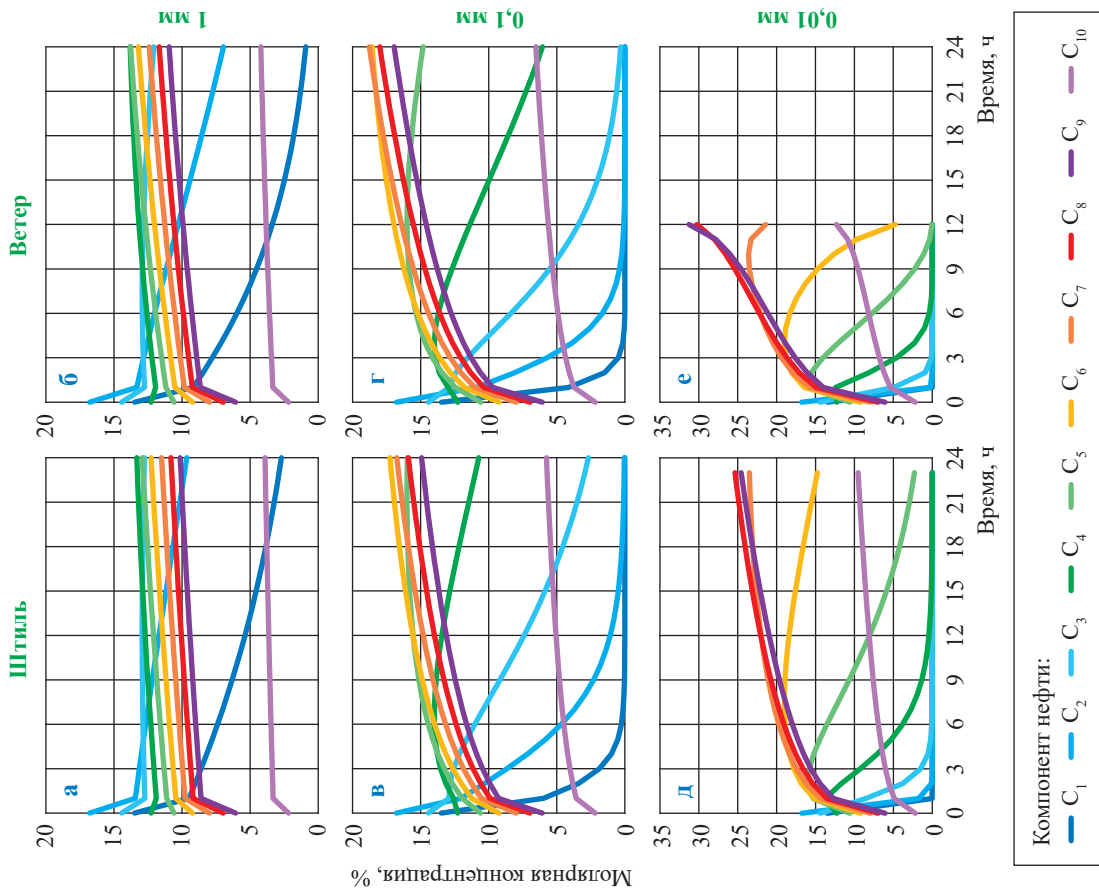


Рис. 3'. Изменение фракционного состава пленок ДТ толщинами 1 мм (а, б); 0,1 мм (в, г) и 0,01 мм (д, е) на поверхности моря при штиле (а, в, д) и ветре скоростью 7 м/с (б, г, е)

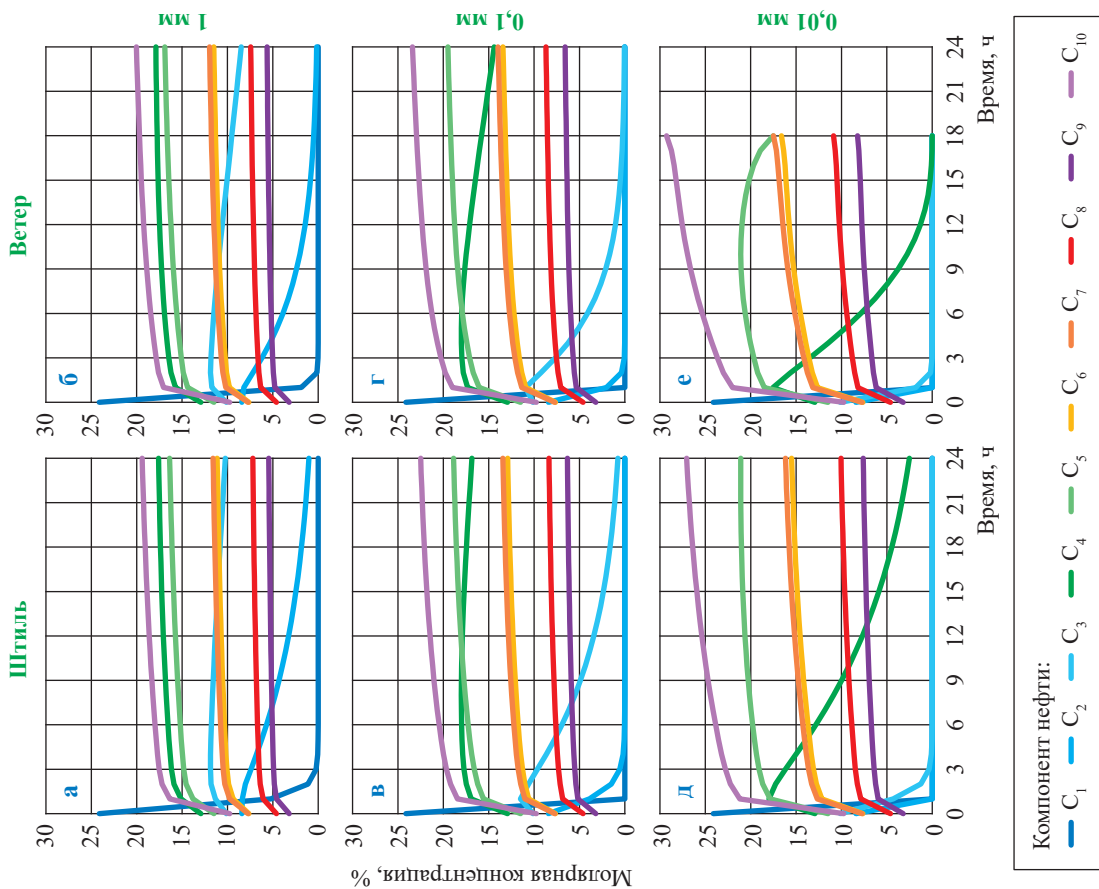


Рис. 3. Изменение фракционного состава пленок нефти толщинами 1 мм (а, б); 0,1 мм (в, г) и 0,01 мм (д, е) на поверхности моря при штиле (а, в, д) и ветре скоростью 7 м/с (б, г, е)

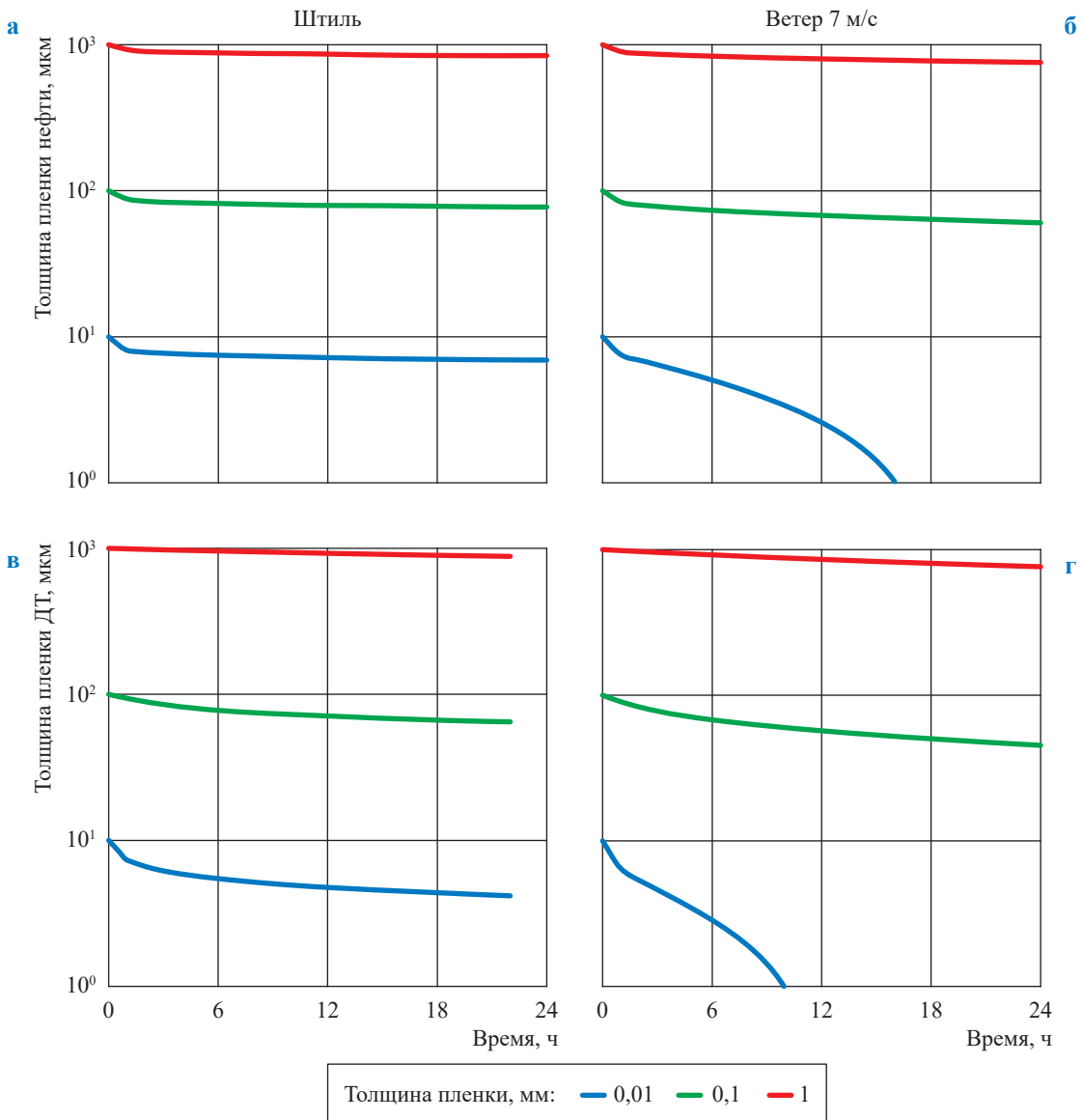


Рис. 4. Изменение толщины пленки нефти (а, б) и ДТ (в, г) на поверхности моря за счет испарения (а, в) и диспергирования (б, г)

и m_i – плотность и масса i -го псевдокомпонента, итоговая плотность нефти или нефтепродукта на поверхности моря $\rho_{oil}(t) = \frac{m_{oil}(t)}{V_{oil}(t)}$.

Расчет изменения вязкости нефти за счет испарения часто проводится по соотношению

$$\mu_{oil} = \mu_{oil}^{(0)} \exp(a_{ev} F_{ev}), \quad (5)$$

где коэффициент a_{ev} , вообще говоря, необходимо определять для каждого типа нефти и нефтепродукта; F_{ev} – массовая доля испарившейся нефти [20]. Для ДТ характерное

значение $a_{ev} = 2$ [21], для тяжелой нефти $a_{ev} > 10$ [22]. Определение доли испарившейся нефти представляется не вполне очевидной задачей, так как при диспергировании часть первоначального объема нефти уходит под воду и не имеет возможности испаряться. В этом случае долю испарившейся нефти можно определить по изменению фракционного состава как

$$F_{ratio}(t) = 100 \% \cdot \left(1 - \sum_{i=1}^{nf-1} C_i(t) \frac{C_{nf}(t)}{C_{nf}(0)} \right), \quad (6)$$

где $C_i(t)$ – массовая концентрация i -й фракции нефти ($i = 1, nf$), t – время. Изменение доли

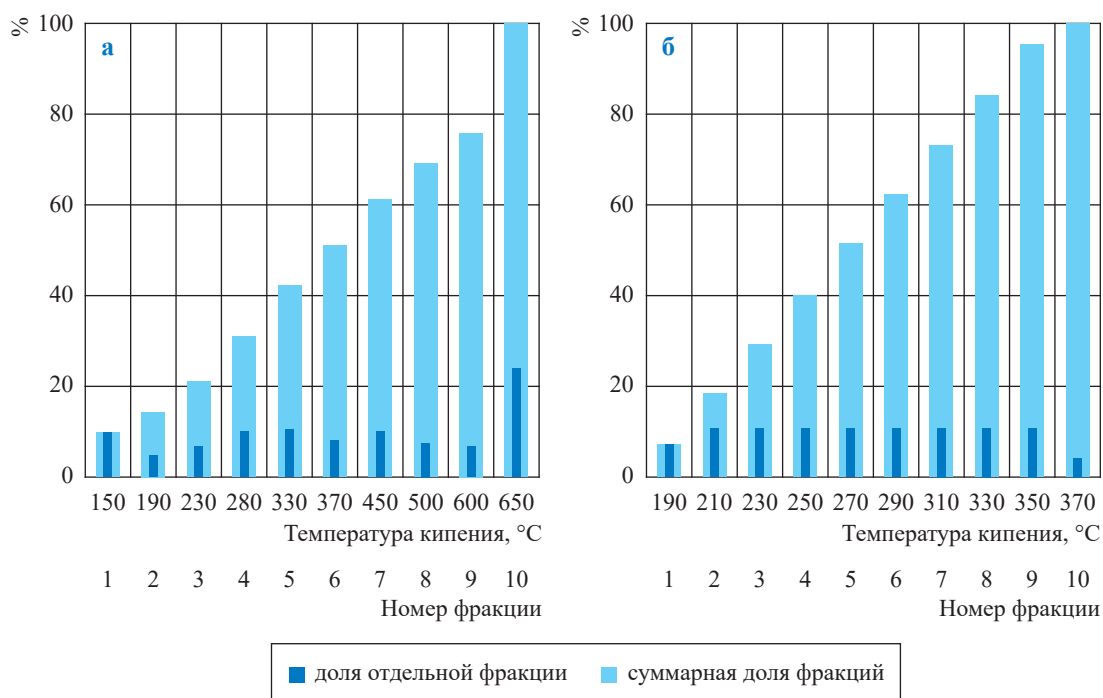


Рис. 5. Фракционные составы нефти (а) и ДТ (б)

испарившейся нефти для пленок нефти и ДТ разной толщины показано на рис. 6.

Количество испарившейся нефти, %,

$$F_{\text{quant}}(t) = 100 \% \cdot \frac{M_e(t)}{M(0)}, \text{ определенное как от-}$$

ношение массы испарившейся нефти $M_e(t)$ к первоначальной массе нефти $M(0)$, показано на рис. 6'. На рис. 6 можно видеть, что при слабых ветрах оба определения приводят к одинаковым результатам, но при увеличении скорости ветра, когда велика роль диспергирования, соотношение (6), связывающее долю испарившейся нефти с изменением фракционного состава, описывает физико-химическую трансформацию нефти более точно.

На рис. 7 и 7' показано изменение расчетных значений плотности, вязкости и медианного диаметра капель нефти для пленок различной толщины.

При скорости ветра 7 м/с за счет диспергирования увеличение вязкости и плотности и нефти, и ДТ происходит быстрее. Медианный диаметр диспергированных капель для тонких пленок нефтепродуктов (0,01 мм) сначала демонстрирует рост, а затем уменьшение, которое приводит к увеличению результирующего потока на диспергирование (см. рис. 7'д,е). Для более толстых пленок для медианного

диаметра наблюдается разнонаправленная картина для нефти (см. рис. 7'д) и ДТ (см. рис. 7'е). Медианный диаметр капель диспергированной нефти растет со временем, увеличиваясь в два-три раза относительно начальных значений, что связано в первую очередь с ростом вязкости пленки на поверхности, в то время как медианный диаметр капель диспергированного ДТ снижается до полутора раз относительно начальных значений, что преимущественно связано с увеличением плотности, которая растет по мере испарения легких фракций.

На рис. 8 приведены результаты расчетов плотности остатка сырой нефти при испарении легких фракций, а также изменение фракционного состава для пленок субмикронного масштаба в условиях слабых ветров, когда вклад процесса диспергирования в изменение толщины пленки незначителен.

При удалении из разлива фракций вплоть до пятой (температура кипения 330 °C) плотность нефти на поверхности превышает значения плотности воды (таблица).

Снижение молярной концентрации 5-й фракции вдвое относительно начального значения соответствует плотности более 1000 кг/м³. По результатам моделирования (см. рис. 8б,в), для пленки с начальной толщиной 1 мкм менее чем за двое суток и в пределах

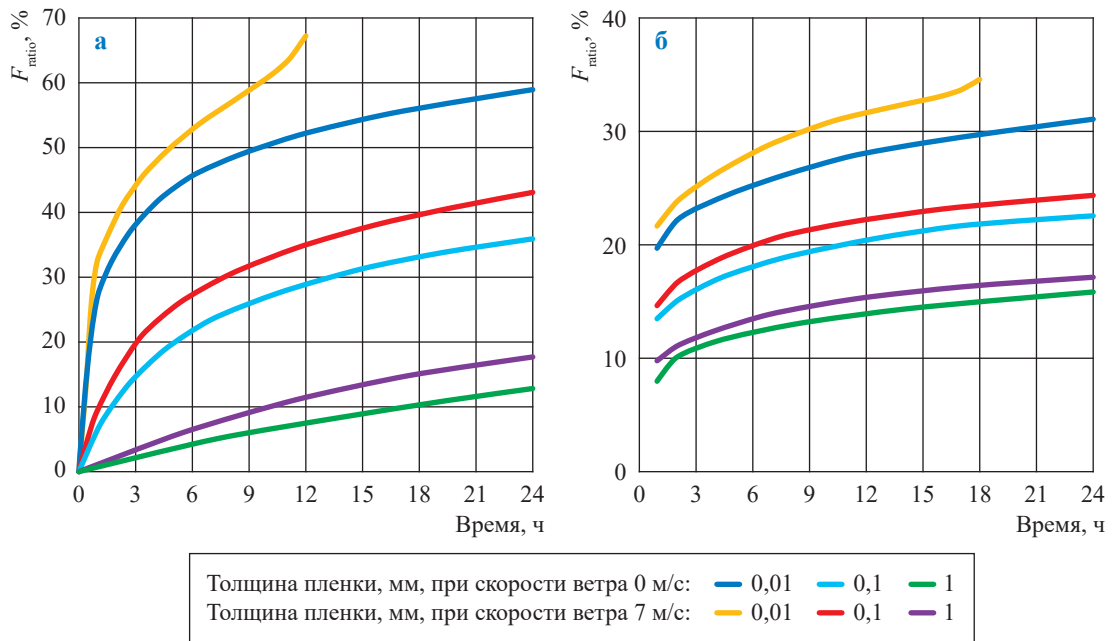


Рис. 6. Изменение доли испарившейся нефти для пленок ДТ (а) и нефти (б) разной толщины

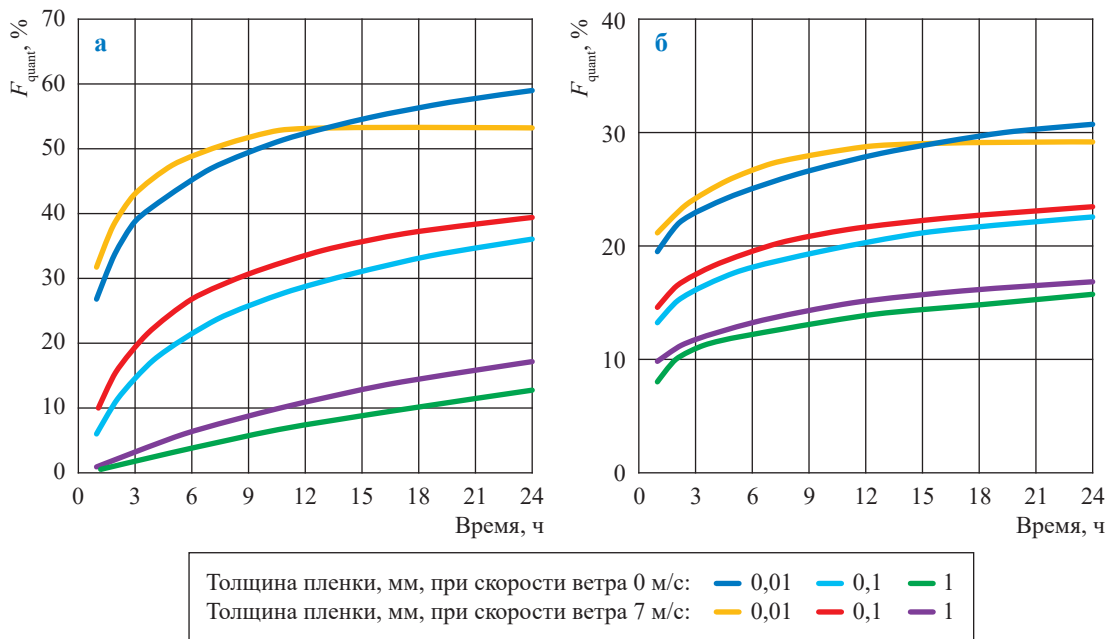
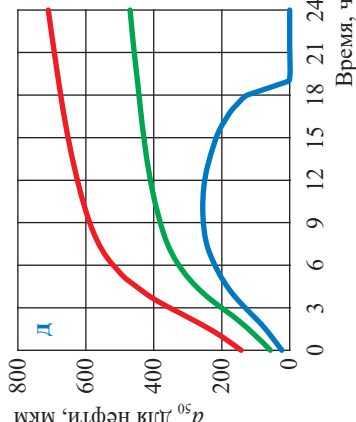
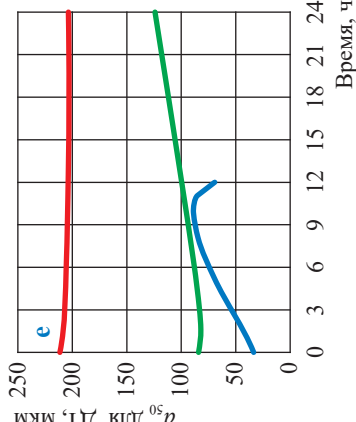
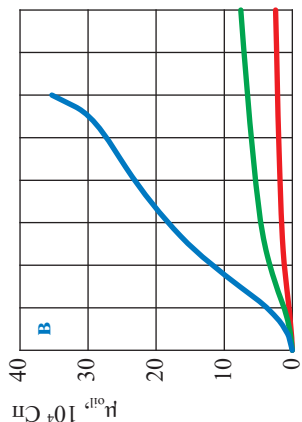
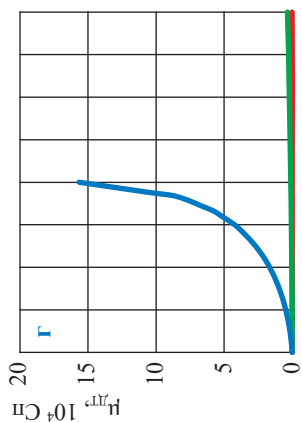
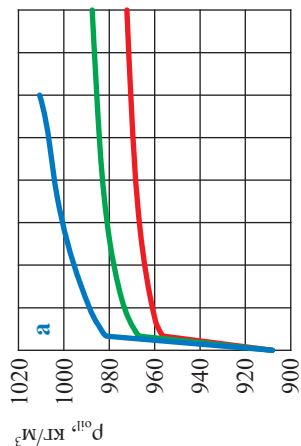
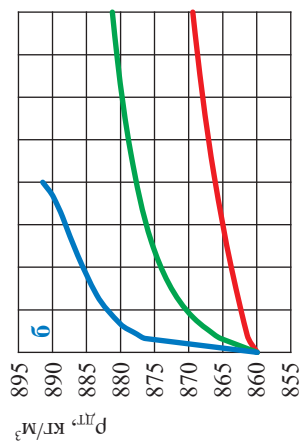


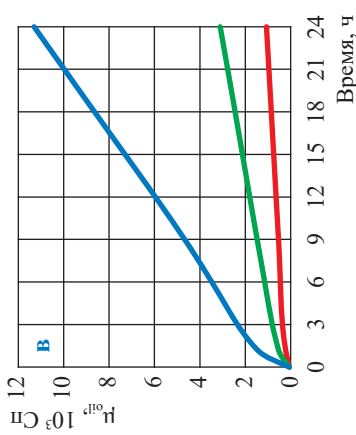
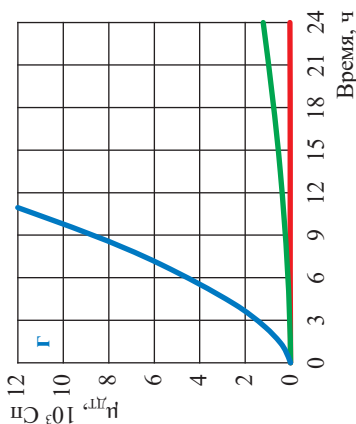
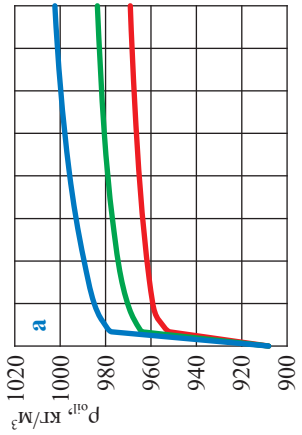
Рис. 6'. Изменение количества испарившейся нефти для пленок ДТ (а) и нефти (б) разной толщины

Плотность отдельных фракций нефти

Номер фракции	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Температура кипения, °С	150	190	230	280	330	370	450	500	600	650
Плотность, кг/м ³	716	772	801	828	851	868	894	933	1015	1187



Толщина пленки, мм: — 0,01 — 0,1 — 1



Толщина пленки, мм: — 0,01 — 0,1 — 1

Рис. 7. Эволюция плотности, вязкости и меданного диаметра капель для нефти (а, в, д) и ДТ (б, г, е) при ветре скоростью 7 м/с

Рис. 7. Эволюция плотности и вязкости нефти (а, б) и ДТ (г, д) при штале

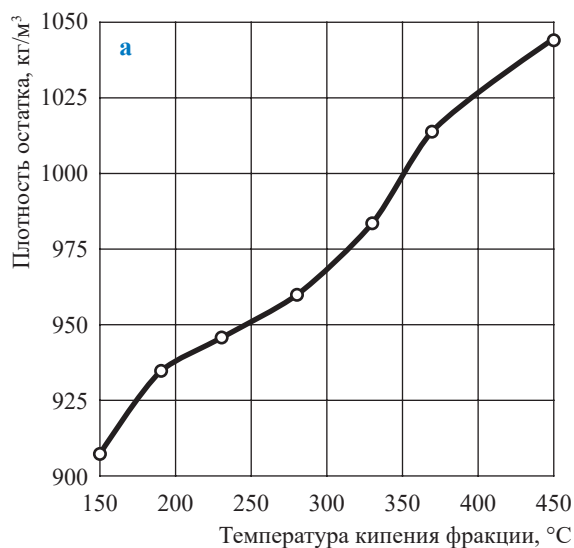
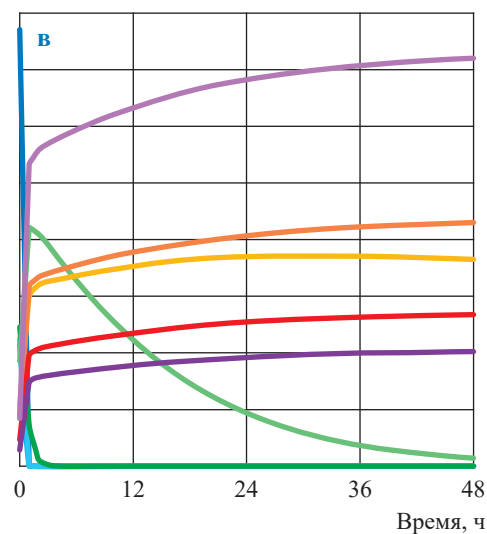
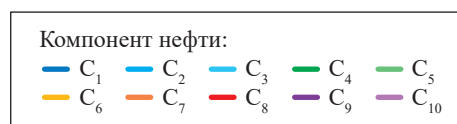
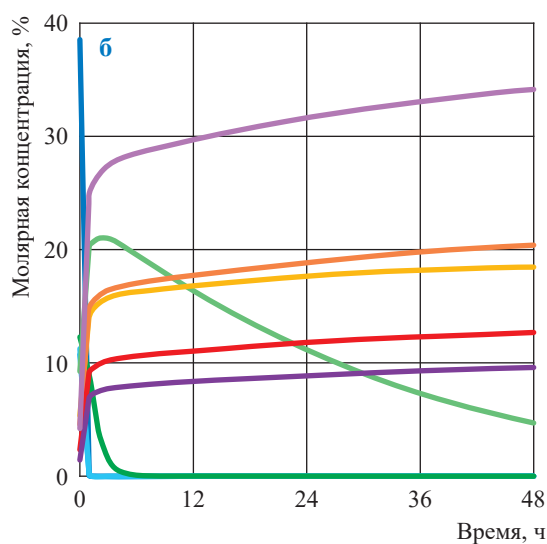


Рис. 8. Плотность остатка в зависимости от испарения фракций нефти (а), эволюция молярной концентрации компонент нефти для пленки толщиной 1 мкм (б) или 0,5 мкм (в) при штиле



одних суток для пленки 0,5 мкм плотность нефти на поверхности превысит плотность воды, и нефтяное загрязнение от природного источника будет эволюционировать как внутримассовое загрязнение, что соответствует схеме, приведенной на рис. 2.

Обсуждение результатов

Результаты исследования изменения физических свойств тонких пленок нефти и нефтепродуктов имеют непосредственное отношение к анализу нефтепроявлений на поверхности моря от естественных просачиваний на морском дне. Толщина пленок нефти при этом процессе зависит от интенсивности подводного источника, и, как было указано выше, основываясь на оптических изображениях, считают, что в большинстве подобные нефтяные пятна имеют субмикронную толщину.

Пятна поверхностных нефтепроявлений от подводных природных источников на морском дне, по результатам дистанционного зондирования Земли (рис. 9, см. а), имеют конфигурацию узких вытянутых шлейфов с масштабом порядка 10...20 км. Среди факторов, влияющих на размер пятен, отметим скорость приводного ветра и интенсивность дрейфовых течений. По мнению А. Иванова и др. [9], кольцевая и петлеобразная формы пятен – результат вовлечения пленок в локальные вихревые структуры верхнего слоя моря, которые формируются под действием изменчивых течений у поверхности. Ветер и волнение моря определяют время жизни пленочного образования на поверхности моря, которое в среднем составляет до 24 ч.

Протяженное поверхностное загрязнение можно объяснить либо (а) продолжительным

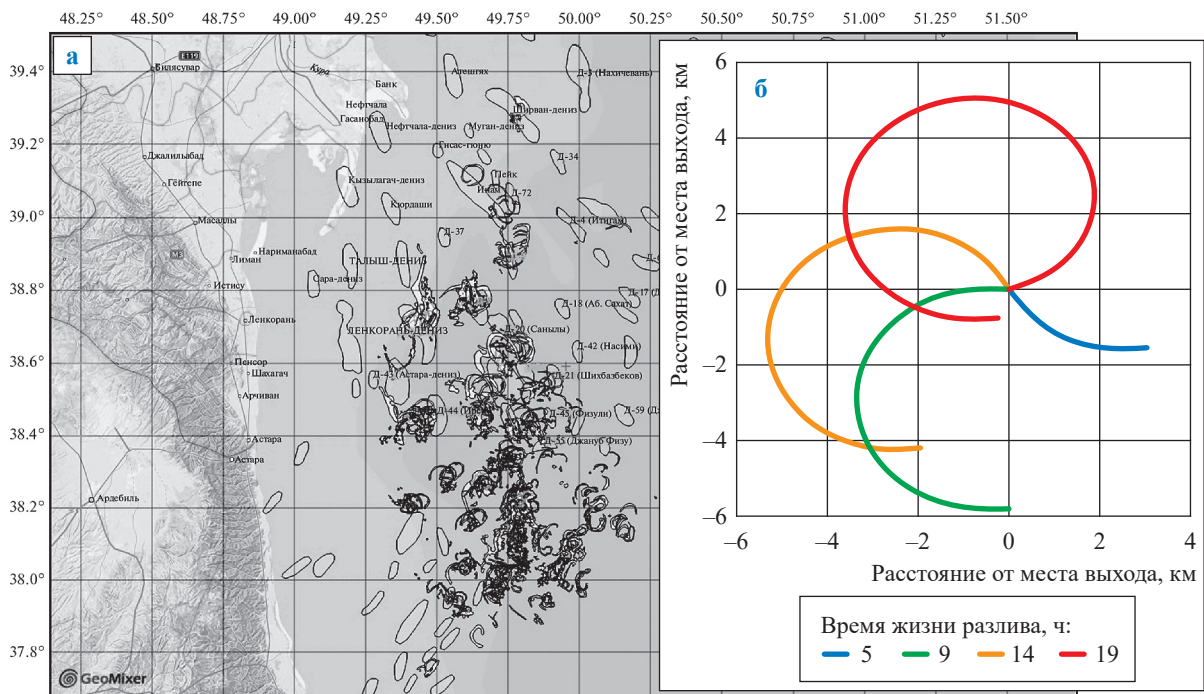


Рис. 9. Нефтепроявления на поверхности Каспийского моря в юго-западном секторе: а – фрагмент сводной карты пятен-сликов, совмещенной с картой известных перспективных и выявленных структур [9]; б – рассчитанные конфигурации нефтепроявлений при скорости фоновго течения 10 см/с в южном направлении и радиусе круга инерции 2,7 км

характером истечения, когда нефтепроявления на морской поверхности выглядят как своего рода нефтяная река в море, ограниченная временем жизни тонкой пленки на поверхности моря, либо (б) действием источника небольшой продолжительности с образованием облака нефтяных капель разного размера, которые из-за разной скорости всплытия выходят к поверхности на разном расстоянии от места выхода углеводородов на морском дне. Однако сигнатуры нефтепроявлений, во многих случаях – вытянутые тонкие слики, как правило, спирально закрученные с видимым утолщением в месте появления на морской поверхности, более соответствуют первой гипотезе.

Небольшой радиус кривизны нефтепроявлений на поверхности моря в юго-западном секторе Каспийского моря порядка 3...5 км (см. рис. 9а) более всего соответствует физической модели инерционных колебаний (ИК) горизонтальной скорости движения водных масс [5] с участием фоновго потока. В зависимости от направления фоновго потока нефтепроявления от подводного источника на поверхности моря могут образовывать как антициклонические, так и циклонические

спиральные конфигурации. Роль инерционных волн в динамике вод Каспийского моря велика, и их энергия в этом регионе может достигать 60 % энергии переменных течений [23], характерная скорость инерционных движений составляет примерно 20...25 см/с. Для юго-западной части Каспийского моря инерционный период составляет около 19 ч. Для указанных параметров ИК радиус круга инерции равен примерно 2 км. На рис. 9б приведены рассчитанные конфигурации нефтепроявлений на поверхности моря при скорости фоновго течения 10 см/с, направленного на юг, и радиусе круга инерции 2,7 км для времени жизни разлива в 5, 9, 15 и 19 ч. «Циклонический» характер закручивания спиралей нефтепроявлений связан с тем, что в этом случае мы имеем дело не с траекторией движения свободно плавающего дрейфтера, а с конфигурацией продолжительного разлива нефти от фиксированного в пространстве источника.

С усилением ветра происходит увеличение плотности и вязкости тонких пленок и нефти, и ДТ. Этот эффект объясняется существенным изменением фракционного состава тонкой пленки нефти. Скорость испарения «толстого»

слоя сырой нефти составляет по порядку величины единицы миллиметров в сутки, или около 10^{-8} м/с. Для 10-микронной пленки нефти такая, на первый взгляд небольшая, скорость испарения привела бы к исчезновению пленки за 1000 с. Этого не происходит, так как разница в давлении насыщенных парами псевдофракций составляет несколько порядков и при испарении легких фракций следующие, с более высокими температурами кипения, испаряются значительно медленнее, однако заметно изменяется плотность остатка нефти на поверхности моря. И в этом случае имеют место разнонаправленные процессы: изменение фракционного состава нефти приводит к росту плотности, тем самым затрудняя возвращение капель нефти к поверхности моря, а, с другой стороны, быстрое изменение фракционного состава для тонких пленок нефти приводит к «взрывному» росту вязкости в соответствии с соотношением (5).

В руководствах по химическому диспергированию нефтяных разливов принимается, что для удаления нефти с поверхности размер капель нефти должен быть менее 70 мкм [24]. Как показано выше, тонкие пленки нефти в результате естественного диспергирования образуют капли высокой плотности и достаточно малого размера, несмотря на рост вязкости пленки за счет высокой доли испарившихся фракций.

Капли нефти или нефтепродукта малого размера остаются взвешенными в толще воды, где они будут быстро растворяться и утилизироваться биотой.

Моделирование трансформации тонких нефтяных пленок на поверхности моря дает основания полагать, что нефтяное загрязнение субмикронной толщины будет сохраняться на поверхности не более суток при умеренных ветрах. Таким образом, несмотря на то что подводные источники (грязевые вулканы) «просыпаются» на несколько суток, их следы на поверхности моря соответствуют времени жизни разливов с заданной интенсивностью.

Похожая картина имеет место при эволюции судовых следов, достаточно часто обнаруживаемых средствами радиолокации. В работе А.Г. Костяного и др. [7] приведены примеры судовых следов в Балтийском море (рис. 10). Оценка площади одного следа составляет 46 км^2 , второго – 92 км^2 . Пленку толщиной в 1 мкм на площади в 1 км^2 создает 1 м^3 нефтепродукта. Если предположить, что толщина пленки нефтепродуктов в следе равна 1 мкм, то окажется, что на рис. 10а из движущегося судна вытекло 23 м^3 нефти, а на рис. 10б – 92 м^3 , или полторы железнодорожные цистерны. Можно предположить, что объем разлива для приведенных на рис. 10 примеров не превышает единиц кубометров, и, следовательно,

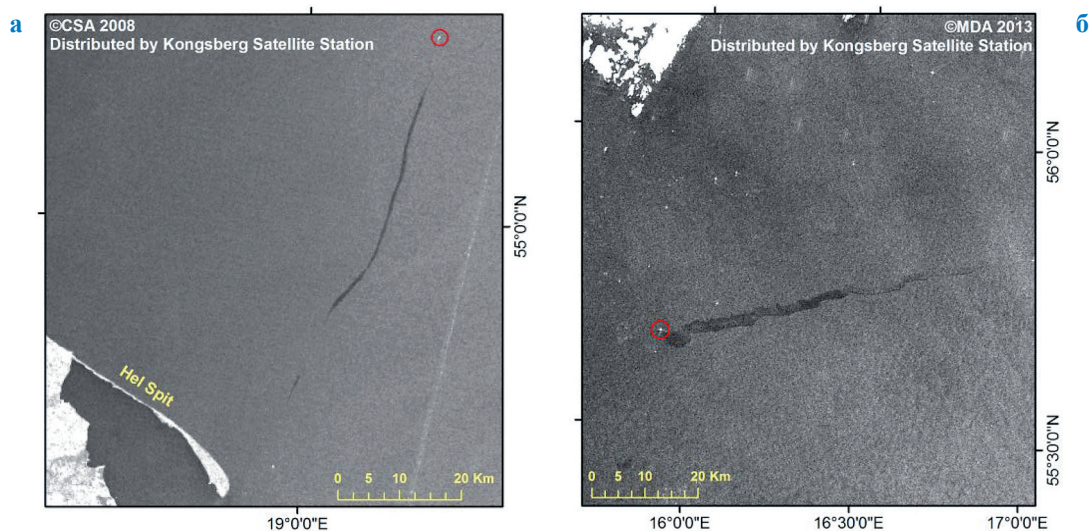


Рис. 10. Примеры радиолокационной съемки следов движущихся судов в Балтийском море [7]: а – SAR RADARSAT-1, 24 июля 2008 г., 05:04 UTC, выброс нефти (см. красный контур) общей длиной 46 км и общей площадью $23,3 \text{ км}^2$; б – RADARSAT-2, 20 сентября 2013 г., 05:05 UTC, свежий разлив нефти (см. красный контур) длиной 60 км и общей площадью 92 км^2

толщина пленки не превышает долей микрометра, т.е. судовые следы также относятся к быстро меняющимся за счет выветривания нефтепроявлениям на поверхности моря и, как следует из результатов моделирования, быстро удаляются за счет процессов диспергирования и испарения.

Результаты моделирования поведения тонких пленок нефти и нефтепродуктов на поверхности моря дополняют феноменологию нефтепроявлений от естественных источников на поверхности моря. Именно испарение многокомпонентной смеси углеводородов довольно быстро меняет компонентный состав субстанции на поверхности моря. Скорость изменения фракционного состава и связанное с этим процессом увеличение плотности и вязкости нефтепродукта тем выше, чем тоньше пленка нефтепродукта. Даже в штительных условиях увеличение плотности нефтяного остатка на поверхности моря до значений плотности, сравнимых с плотностью окружающей воды, происходит за промежутки времени порядка суток и менее. Далее за счет рэлей-тейлоровской неустойчивости границы раздела нефти и воды при слабых ветрах либо за счет обрушения волн при увеличении скорости ветра происходят разрушение пленки нефти на капли и их дальнейшая эволюция как внутримассового загрязнения. При наличии в верхних слоях моря минеральных или органических частиц происходит образование нефтяных агрегатов с плотностью, превышающей плотность морской воды, которые в дальнейшем оседают на дно. Таким образом, моделирование поведения тонких пленок нефти на поверхности моря дает ответ на вопрос, почему всплывшая в результате положительной плавучести нефть (см. рис. 2) через некоторое время исчезает с поверхности моря, испаряясь в атмосферу, и, существенно изменяя плотность, опускается в водную толщу. При отсутствии сведений о свойствах нефти, поднимающейся на поверхность моря от источников

на морском дне, мы вынуждены ограничиться лишь феноменологией формирования подобных нефтепроявлений.

Спиралевидные конфигурации нефтепроявлений в юго-западной части Каспийского моря объясняются распространением нефти от места выхода на поверхность под действием фоновых течений с наложенными инерционными колебаниями, характерными для Каспийского моря. В основном циклоническая форма спиралей, по-видимому, обусловлена наличием квазипостоянного течения в южной части Каспийского моря, направленного на юг. Протяженность спиралевидных конфигураций зависит от свойств нефти, выходящей на поверхность моря, и скорости ветра в период действия источника. Состояние моря, в значительной степени зависящее от скорости ветра, и физико-химические свойства субстанции на поверхности моря будут определять время ее жизни на поверхности. В случае тонких пленок нефти или нефтепродуктов это время может измеряться часами при умеренных ветрах, при слабых ветрах – в пределах суток.

Редкость эпизодов, в которых естественные субмикронные нефтепроявления на поверхности моря последовательно прослеживаются на радиолокационных снимках, объясняется ограниченностью «времени жизни» тонких поверхностных пленок, измеряемого часами в условиях умеренных и слабых ветров, что подтверждается результатами математического моделирования, изложенными в настоящей работе. Отметим также, что спутниковый мониторинг хотя и является регулярным, но не может быть непрерывным, а метеорологические условия могут оказаться подвержены влиянию локальных условий, например, находиться под воздействием дневных и ночных бризов с усилением ветра и волнения.

Таким образом, проведенное исследование дополняет общие представления о поведении нефти в море сведениями об особенностях поведения тонких пленок нефти и нефтепродуктов, которые следует принимать во внимание при интерпретации спутниковой информации.

Список литературы

1. Oil in the sea III: Inputs, fates, and effects / National Research Council. – Washington, DC: The National Academies Press, 2003. – <https://doi.org/10.17226/10388>
2. MacDonald I.R. Natural and unnatural oil slicks in the Gulf of Mexico / I.R. MacDonald, O. Garcia-Pineda, A. Beet, et al. // J. Geophys. Res. Oceans. – 2015. – Т. 120. – № 12. – С. 8364–8380. – DOI: 10.1002/2015JC011062.

3. Нефть и газовые конденсаты России: справ. / под ред. К.М. Демиденко. – М.: Техника, 2000. – Т. 1: Нефти европейской части и газовые конденсаты России. – 192 с.
4. Лаврова О.Ю. Спутниковые методы выявления и мониторинга зон экологического риска морских акваторий / О.Ю. Лаврова, М.И. Митягина, А.Г. Костяной. – М.: ИКИ РАН, 2016. – 334 с.
5. Лаврова О.Ю. Проявления инерционных колебаний на спутниковых изображениях морской поверхности / О.Ю. Лаврова, К.Д. Сабинин // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. – 2016. – Т. 13. – № 4. – С. 60–73.
6. Hühnerfuss H. Basic physicochemical principles of monomolecular sea slicks and crude oil films / H. Hühnerfuss // *Marine Surface Films* / edited by M. Gade, H. Hühnerfuss, G. Korenowski. – Springer, 2006. – С. 21–35.
7. Kostianoy A.G. Satellite monitoring systems for shipping, and offshore oil and gas industry in the Baltic Sea / A.G. Kostianoy, E.V. Bulycheva, A.V. Semenov, et al. // *Transport and Telecommunication*. – 2015. – Т. 16. – № 2. – С. 117–126.
8. Затыгалова В.В. Разработка методики и технологии геоинформационного анализа спутниковых радиолокационных изображений для экологического мониторинга морской поверхности: автореф. дис. ... канд. тех. наук, 25.00.35 / В.В. Затыгалова. – М., 2012. – 24 с.
9. Иванов А. Картирование нефтепроявлений и признаков нефтегазоносности недр Южного Каспия из космоса / А. Иванов, Б. Голубов, Н. Евтушенко и др. // *Земля из космоса: наиболее эффективные решения*. – 2015. – № 4(20). – С. 20–26.
10. Иванов А.Ю. О нефтегазоносности и разгрузке подземных флюидов в южной части Каспийского моря по данным космической радиолокации / А.Ю. Иванов, Б.Н. Голубов, В.В. Затыгалова // *Исследование Земли из космоса*. – 2007. – № 2. – С. 62–81.
11. Иванов А.Ю. О характере и причинах возникновения мелкомасштабных пленочных slickов в Северном Каспии, обнаруженных по данным спутникового мониторинга / А.Ю. Иванов, Е.В. Колмыков, А.А. Бобков и др. // *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе*. – М.: ВНИИОЭНГ, 2014. – № 12. – С. 17–22.
12. Wang Z.D. Oil composition and properties for oil spill modelling / Z.D. Wang, B.P. Hollebone, C. Yang, et al. // *Proceedings of the 28th AMOP Technical Seminar*. – Ottawa: Environment Canada, 2005. – С. 93–112.
13. Зацева С.Н. Исследование чувствительности псевдокомпонентной модели испарения нефти на поверхности моря к вариации параметров / С.Н. Зацева, А.А. Ивченко, В.И. Журавель и др. // *Процессы в геосредах*. – 2020. – Вып. 2. – С. 662–674.
14. Зацева С.Н. О роли ветрового волнения в процессе диспергирования нефтяного разлива в море / С.Н. Зацева, А.А. Ивченко, К.А. Коротенко и др. // *Океанология*. – 2018. – Т. 58. – № 4. – С. 556–564.
15. Зацева С.Н. Феноменологическая модель диспергирования нефтяного разлива в море и параметризации некоторых процессов / С.Н. Зацева, А.А. Ивченко, К.А. Коротенко и др. // *Океанология*. – 2018. – Т. 58. – № 6. – С. 843–853.
16. Nissanka I.D. Calculation of oil droplet size distribution in ocean oil spills: review / I.D. Nissanka, P.D. Yapa // *Marine Pollution Bulletin*. – 2018. – Т. 135. – С. 723–734. – <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2018.07.048>
17. Королев В.Ю. Об условиях сходимости распределений экстремальных порядковых статистик к распределению Вейбулла / В.Ю. Королев, И.А. Соколов // *Информатика и ее применение*. – 2014. – Т. 8. – Вып. 3. – С. 3–11.
18. Li Z. An algorithm for modeling entrainment and naturally and chemically dispersed oil droplet size distribution under surface breaking wave conditions / Z. Li, M.L. Spaulding, D. French-McCay // *Marine Pollution Bulletin*. – 2017. – Т. 119. – № 1. – С. 145–152. – <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2017.03.048>
19. Johansen O. Natural dispersion revisited / O. Johansen, M. Reed, N.R. Bodsberg // *Marine Pollution Bulletin*. – 2015. – Т. 93. – № 1–2. – С. 20–26.
20. Mackay D. Oil spill process and models: report EE8 to Environment Protection Service / D. Mackay, I. Buist, R. Mascaraenhas, et al. – Ottawa: Environment Canada, 1980. – 93с.
21. Wang Z. Characteristics of spilled oils, fuels, and petroleum products. 1: Composition and properties of selected oils: US EPA Report EPA/600-R/03 / Z. Wang, B. Hollebone, M. Fingas, et al. – Research Triangle Park, North Carolina: US Environmental Protection Agency, 2003.
22. Janeiro J. Wind and freshwater influence over hydrocarbon dispersal on Patos Lagoon, Brazil / J. Janeiro, E. Fernandes, F. Martins, et al. // *Marine Pollution Bulletin*. – 2008. – Т. 56. – № 4. – С. 650–665.

23. Бондаренко А.Л. Течения Каспийского моря и формирование поля солёности вод Северного Каспия / А.Л. Бондаренко. – М.: Наука, 1993. – С. 122.
24. Zeinstra-Helfrich M. Oil slick fate in 3D. Predicting the influence of (natural and chemical) dispersion on oil slick fate: PhD thesis / M. Zeinstra-Helfrich. – Wageningen, NL: Wageningen University, 2016. – <http://dx.doi.org/10.18174/389993>.

Studying specific behavior of thin films of oil products upon the sea through mathematical modelling

S.N. Zatsëpa^{1*}, V.I. Zhuravel¹, A.A. Ivchenko¹, V.V. Solbakov²

¹ Zubov State Oceanographic Institute, Rosgidromet, Bld. 6, Kropotkinskiy bystreet, Moscow, 119034, Russian Federation

² Federal Research Center «Computer Science and Control» of the Russian Academy of Sciences, Block 2, Bld. 44, Vavilova street, Moscow, 119333, Russian Federation

* E-mail: zatsëpa@gmail.com

Abstract. Simulating evaporation of micronic and submicronic layers of oil and oil products shows that the density of the residual oil upon the sea can increase up to the density of the environment water during few hours. Changing of the fractional composition and the related increase of its density and viscosity will be the quicker the thinner the oil film is. When the wind increases, conversion of the physical properties of a surface contamination film will intensify due to reduction of the oil layer thickness caused by dispersion. The results of modelling explain a phenomenon of distribution of oil seeps from natural sources at seabed. Helicoid configurations of the surface oil seeps upon the South-Western Caspian Sea waters, which were registered by satellite radars, are down to the high intensity of the inertial motions against the background of variable base-line flows, and the extension of the slicks depends on velocity of oil film destruction by geologic erosion.

Keywords: sea-surface contamination film, evaporation, dispersion, mathematical modelling the distribution of oil seeps, Caspian Sea, satellite radar positioning.

References

1. NATIONAL RESEARCH COUNCIL. *Oil in the sea III: Inputs, fates, and effects*. Washington, DC: The National Academies Press, 2003. <https://doi.org/10.17226/10388>
2. MacDonald, I.R., O. Garcia-Pineda, A. Beet, et al. Natural and unnatural oil slicks in the Gulf of Mexico. *J. Geophys. Res. Oceans*, 2015, vol. 120, no. 12, pp. 8364–8380, ISSN 0148-0227. DOI: 10.1002/2015JC011062.
3. *Oils of European part and gas condensates in Russia* [Nefti yevropeyskoy chasti i gazovyye kondensaty Rossii]. In: DEMIDENKO, K.M. (ed.). Oil and gas condensates of Russia [Neft i gazovyye kondensaty Rossii]: reference book. Moscow: Tekhnika, 2000, vol. 1. (Russ.).
4. LAVROVA, O.Yu, M.I. MITYAGINA, A.G. KOSTYANOY. *Satellite methods for locating and monitoring the zones of offshore environmental risks* [Sputnikovyye metody vyyavleniya i monitoringa zon ekologicheskogo riska morskikh akvatoriy]. Moscow: Space Research Institute of RAS, 2016. (Russ.).
5. LAVROVA, O.Yu, K.D. SABININ. Manifestations of inertial oscillations in satellite images of the sea surface [Proyavleniya inertsionnykh kolebaniy na sputnikovykh izobrazheniyakh morskoy poverkhnosti]. *Sovremennyye Problemy Distantionnogo Zondirovaniya Zemli Iz Kosmosa*, 2016, vol. 13, no. 4, pp. 60–73, ISSN 2070-7401. (Russ.).
6. HÜHNERFUSS, H. Basic physicochemical principles of monomolecular sea slicks and crude oil films. In: GADE, M., H. HÜHNERFUSS, G. KORENOWSKI (eds.). *Marine Surface Films*. Springer, 2006, pp. 21–35.
7. KOSTIANOY, A.G., E.V. BULYCHEVA, A.V. SEMENOV, et al. Satellite monitoring systems for shipping, and offshore oil and gas industry in the Baltic Sea. *Transport and Telecommunication*, 2015, vol. 16, no. 2, pp. 117–126, ISSN 1407-6160.
8. ZATYAGALOVA, V.V. *Creating procedure and technology for GIS-based analysis of satellite radar images for environmental monitoring of sea surface* [Razrabotka metodiki i tekhnologii goinformatsionnogo analiza sputnikovykh radiolokatsionnykh izobrazheniy dlya ekologicheskogo monitoringa morskoy poverkhnosti]. Synopsys of candidate's thesis (engineering). Moscow State University of Geodesy and Cartography. Moscow, 2012. (Russ.).
9. IVANOV A., B. GOLUBOV, N. YEVTUSHENKO, et al. Mapping of oil seepage and of signs of oil-and-gas content of subsoils of the southern Caspian from space [Kartirovaniye nefteproyavleniy i priznakov neftegazonosnosti nedr Yuzhnogo Kaspiya iz kosmosa]. *Zemlya iz Kosmosa: Naiboleye Effektivnyye Resheniya*, 2015, no. 4(20), pp. 20–26, ISSN 2079-6048. (Russ.).

10. IVANOV, A.Yu., B.N. GOLUBOV, V.V. ZATYAGALOVA. On oil and gas presence and discharge of subsoil fluids in southern part of Caspian Sea according to satellite radar images [O neftegazonosnosti i razgruzke podzemnykh flyuidov v yuzhnoy chasti Kaspiyskogo moray po dannym kosmicheskoy radiolokatsii]. *Issledovaniye Zemli iz Kosmosa*, 2007, no. 2, pp. 62–81, ISSN 0205-9614. (Russ.).
11. IVANOV, A.Yu., Ye.V. KOLMYKOV, A.A. BOBKOV, et al. On character and reasons for small-scale film slicks in the north of the Caspian Sea, which were spotted according to remote sensing data [O kharaktere i prichinakh vozniknoveniya melkomasshtabnykh plenochnykh slikov v Severnom Kaspii, obnaruzhennykh po dannym sputnikovogo monitoringa]. *Zashchita Okruzhayushchey Sredy v Neftegazovom Komplekse*, 2014, no. 12, pp. 17–22, ISSN 2411-7013. (Russ.).
12. WANG, Z.D., B.P. HOLLEBONE, C. YANG, et al. Oil composition and properties for oil spill modelling. In: *Proceedings of the 28th AMOP Technical Seminar*. Ottawa: Environment Canada, 2005, pp. 93–112.
13. ZATSEPA, S.N., A.A. IVCHENKO, V.I. ZHURAVEL, et al. Study of pseudo-component model of oil evaporation on the sea surface sensitivity to variations of parameters [Issledovaniye chuvstvitelnosti psevdokomponentnoy modeli ispareniya nefiti na poverkhnosti moray k variatsii parametrov]. *Protsessy v Geosredakh*, 2020, no. 2, pp. 662–674, ISSN 2412-9429. (Russ.).
14. ZATSEPA, S.N., A.A. IVCHENKO, K.A. KOROTENKO, et al. On role of wind-driven waves during dispersion of an oil spill in sea waters [O roli vetrovogo volneniya v protsesse dispergirovaniya neftyanogo razliva v more]. *Okeanologiya*, 2018, vol. 58, no. 4, pp. 556–564, ISSN 0030-1574. (Russ.).
15. ZATSEPA, S.N., A.A. IVCHENKO, K.A. KOROTENKO, et al. Phenomenological model of oil spill dispersion in sea waters and parametrization of some processes [Fenomenologicheskaya model dispergirovaniya neftyanogo razliva v more i parametrizatsiya nekotorykh protsessov]. *Okeanologiya*, 2018, vol. 58, no. 6, pp. 843–853. (Russ.).
16. NISSANKA, I.D., P.D. YAPA. Calculation of oil droplet size distribution in ocean oil spills: review. *Marine Pollution Bulletin*, 2018, vol. 135, pp. 723–734, ISSN 0025-326X. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2018.07.048>
17. KOROLEV, V.Yu., I.A. SOKOLOV. On conditions providing convergence of the distributions of extremal order statistics to Weibull distribution [Ob usloviyakh skhodimosti raspredeleniy ekstremalnykh poryadkovykh statistic k raspredeleniyu Veybulla]. *Informatika i yeye Primeneniye*, 2014, vol. 8, is. 3, pp. 3–11, ISSN 1992-2264. (Russ.).
18. LI, Z., M.L. SPAULDING, D. FRENCH-MCCAY. An algorithm for modeling entrainment and naturally and chemically dispersed oil droplet size distribution under surface breaking wave conditions. *Marine Pollution Bulletin*, 2017, vol. 119, no. 1, pp. 145–152, ISSN 0025-326X. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2017.03.048>
19. JOHANSEN, O., M. REED, N.R. BODSBERG. Natural dispersion revisited. *Marine Pollution Bulletin*, 2015, vol. 93, no. 1–2, pp. 20–26, ISSN 0025-326X.
20. MACKAY, D., I. BUIST, R. MASCARAENHAS, et al. *Oil spill process and models*: report EE8 to Environment Protection Service. Ottawa: Environment Canada, 1980.
21. WANG, Z., B. HOLLEBONE, M. FINGAS, et al. *Characteristics of spilled oils, fuels, and petroleum products. 1: Composition and properties of selected oils*: US EPA Report EPA/600-R/03. Research Triangle Park, North Carolina: US Environmental Protection Agency, 2003.
22. JANEIRO, J., E. FERNANDES, F. MARTINS, et al. Wind and freshwater influence over hydrocarbon dispersal on Patos Lagoon, Brazil. *Marine Pollution Bulletin*, 2008, vol. 56, no. 4, pp. 650–665, ISSN 0025-326X.
23. BONDARENKO, A.L. *Streams in Caspian Sea and forming of water salinity field of North Caspian* [Techeniya Kaspiyskogo moray i formirovaniye polya solenosti vod Severnogo Kaspiya]. Moscow: Nauka, 1993. (Russ.).
24. ZEINSTRÄ-HELFRICH, M. *Oil slick fate in 3D. Predicting the influence of (natural and chemical) dispersion on oil slick fate*: PhD thesis. Wageningen, NL: Wageningen University, 2016. <http://dx.doi.org/10.18174/389993>.

УДК 551.465

Математическое моделирование разливов нефти в море с учетом мер реагирования для оценки возможности снижения риска воздействия на уязвимые объекты

В.В. Солбаков^{1*}, С.Н. Зацева², В.И. Журавель², А.А. Ивченко²

¹ Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление» РАН, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Вавилова, д. 44, к. 2

² Государственный океанографический институт имени Н.Н. Зубова, Росгидромет, Российская Федерация, 119034, г. Москва, Кропоткинский пер., д. 6

* E-mail: solbakov@ccas.ru

Ключевые слова: разливы нефти в море, моделирование, риск-анализ, ликвидация разливов нефти в море, оценка воздействия на окружающую среду, набор коэффициентов эффективности реагирования.

Тезисы. Предложен метод оценки снижения риска воздействия на участки акватории и побережий, основанный на результатах расчетов ансамбля сценариев распространения нефти, с учетом планируемых мер реагирования на разлив нефти. В предлагаемом методе моделирования для расчета удаления нефти с поверхности моря дополнительно к процессам выветривания рассматриваются процессы сбора или удаления нефти за счет реагирования на разлив. Каждый сценарий распространения нефти из ансамбля, использованного при риск-анализе распространения разливов, пересчитывается с учетом возможности реагирования, которая определяется через коэффициенты эффективности реагирования. Набор коэффициентов эффективности реагирования зависит от масштаба разлива нефти, особенностей применения конкретного оборудования и ограничений на реагирование по метеоусловиям (туман, шторм, темное время суток). Предложенный подход позволяет проводить расчеты для оценки целесообразности наращивания сил и средств реагирования для конкретного сценария технической аварии и средств реагирования.

При разведке, добыче и транспортировке нефти и нефтепродуктов на морских акваториях неизбежными являются риски аварий, сопровождающихся сбросом в морскую среду нефти и нефтепродуктов. Для адекватного реагирования на разливы разрабатываются планы предупреждения и ликвидации разливов нефти (ЛРН). Моделирование разливов нефти при подготовке планов предупреждения ЛРН проводится в целях определения области возможного влияния разлива и вероятности воздействия на уязвимые ресурсы в районе возможного инцидента, оценки времени, необходимого для принятия решения и проведения операций ЛРН [1]. Направление переноса разлива, время достижения берега, возможность проведения операции ЛРН могут меняться в связи с разнообразием гидрометеорологических условий. Для каждого метода борьбы с разливом существует так называемое «окно возможностей», когда применение средств может быть эффективным. Математическое моделирование распространения разливов нефти, учитывающее применение и эффективность различных методов борьбы с разливом в зависимости от условий (ветер, волны, видимость), позволяет оценить возможности снижения риска воздействия на объекты приоритетной защиты. В статье приводятся примеры использования математического моделирования для подобных оценок.

Ранее представлен и подробно описан метод риск-анализа распространения аварийных разливов нефти в море [2]. В результате обработки ансамбля сценариев распространения и эволюции разлива рассчитываются зоны риска и вероятность воздействия на участки акватории и береговую зону в предположении, что никаких мер борьбы с разливом не осуществляется. Позже авторы рассматривали инкрементальный подход при оценке достаточности сил и средств реагирования [3]. В соответствии

с этим подходом из генеральной совокупности всевозможных сценариев¹ распространения нефти в результате аварийного сброса в морскую среду на основании ряда критериев, следующих из результатов риск-анализа распространения разливов, отбираются варианты развития аварийной обстановки, подготовка к реагированию на примере которых обеспечивает уровень готовности сил и средств, достаточный для обеспечения экологической безопасности с приемлемым уровнем риска.

С другой стороны, принимая во внимание случайность момента времени, а следовательно, и гидрометеорологических условий, в которых будут распространяться разлив и проходить операции ЛРН, с помощью математического моделирования можно оценить возможности снижения риска воздействия на уязвимые ресурсы и приоритеты зоны защиты побережий. При решении этой задачи необходимо принимать во внимание характеристики и мобилизационную готовность сил и средств реагирования, учитывать логистику передвижения судов и ограничения на реагирование по гидрометеорологическим условиям [4].

Для оценки эффективности реагирования на разливы нефти существуют различные критерии. Часто используемым является сравнение количества нефти, выносимой на побережье или в зоны приоритетной защиты, для двух вариантов моделирования: в отсутствие мер реагирования (мониторинг) и при реализации мер реагирования на разлив нефти. Исследование последствий разливов нефти в море показывает, что наиболее серьезный и долговременный ущерб наносится окружающей среде и экономике региона в том случае, если разлитая нефть подходит к береговой зоне или выбрасывается на берег [5, 6]. Поэтому преимущественной стратегией реагирования является удаление с поверхности моря как можно большего количества нефти до того, как разлив достигнет берега, и защита наиболее ценных участков побережья.

В данной работе показаны оценки снижения риска воздействия на зоны приоритетной

защиты, учитывающие различные варианты реагирования.

Анализ риска распространения разливов нефти с учетом мер реагирования

В настоящее время для ликвидации разливов нефти в море могут рассматриваться, в отдельности или совместно, следующие стратегии:

- расчет на природные процессы выветривания и разложения нефти, если разлив не угрожает ценным экологическим ресурсам или реагирование невозможно;
- локализация и сбор разлитой нефти с помощью механических средств (бонов и скиммеров);
- удаление пленки нефти с поверхности моря за счет обработки диспергентами, наносимыми с судов, вертолетов или самолетов;
- очистка побережья от выброшенной на него нефти.

Применимость указанных технологий в значительной степени определяется толщиной пленки разлитой нефти и метеоусловиями в районе проведения работ.

При моделировании операции ЛРН с использованием механических средств сбора для каждого сценария распространения разлива используются шаги по времени Δt , на каждом из которых определяется коэффициент эффективности реагирования q_n :

$$q_n = \min \left(1, \frac{\Delta S_n}{S_n^{sc}} \right) \underbrace{E(W_{10}^{(n)})}_M \underbrace{E(I)}_A, \quad (1)$$

где S_n^{sc} – площадь области нефтяного загрязнения на поверхности моря, доступного для сбора механическими средствами в момент времени $t_n = n\Delta t$, $n = 1, N$; ΔS_n – часть площади нефтяного пятна, которую могут обработать или локализовать имеющиеся силы и средства за время Δt ; $E(W_{10}^{(n)})$ – эффективность удержания нефти бонами; $W_{10}^{(n)}$ – скорость ветра в точке операции ЛРН на n -м шаге; $E(I)$ – параметр, описывающий снижение эффективности сбора нефти в темное время суток. Для каждого момента времени q_n определяет результативность операции ЛРН, зависящую от метеоусловий (M), времени суток (A), производительности оборудования (P), характеристик разлива нефти. В соотношении (1) q_n определяется в момент времени t_n как отношение количества нефти, собранной нефтесборщиками за время Δt , к общему количеству нефти на поверхности моря

¹ Сценарий распространения разлива нефти – расчет траектории и/или последовательных конфигураций разлива, включая оценку изменения геометрических и физико-химических характеристик, обусловленных конкретными гидрометеорологическими условиями в период аварийной ситуации.

в области разлива, пригодной для сбора нефтесборными устройствами. При использовании диспергентов определение q_n проводится аналогичным образом.

Основным способом сбора нефти на поверхности моря является использование нефтесборных ордеров из бонов, имеющих U- или J-образную форму. Для формирования ордера используются судно-нефтесборщик и катер-бонопостановщик. В вершине бонового ограждения, как правило, размещается скиммер с насосом для перекачки нефти с поверхности моря в судовые емкости для промежуточного хранения перед сдачей на берег для утилизации. Один ордер производит сбор нефти с поверхности моря площадью

$$\Delta S = UB\Delta t, \quad (2)$$

где S – площадь обрабатываемой морской поверхности; U – скорость движения ордера относительно нефтяного пятна; B – ширина захвата ордера бонов; Δt – время работы.

При увеличении скорости ветра или скорости буксировки при усилении ветрового волнения боны начинают пропускать нефть. В этом случае после прохода ордера бонов на поверхности моря останется некоторое количество нефти, и этот участок поверхности, возможно, придется снова обрабатывать в ходе операции ЛРН.

Темное время суток и туман могут привести к невозможности применения имеющихся средств реагирования. В этих случаях работы придется приостановить, дожидаясь условий, когда операция ЛРН станет возможной. При условии что силы и средства реагирования на шаге моделирования могут обработать площадь разлива, превышающую площадь пятна нефти на поверхности моря, принимается, что все пятно обработано. Эффективность удержания нефти бонами и производительность скиммеров зависят от скорости ветра и характеристик конкретного оборудования, однако в общем эффективность может быть принята в виде:

$$E_{sc}(W_{10}) = \begin{cases} 1, & W_{10} < 5 \text{ м/с}; \\ 1 - \frac{W_{10} - 5}{10}, & 5 \text{ м/с} < W_{10} < 10 \text{ м/с}; \\ 0, & W_{10} > 10 \text{ м/с}. \end{cases} \quad (3)$$

Согласно формуле (3) при скорости ветра до 5 м/с механический сбор имеет 100%-ную эффективность, при скорости более 10 м/с сбор нефти не проводится. Для скорости ветра в промежутке от 5 до 10 м/с эффективность удержания нефти бонами линейно снижается от единицы до нуля.

Эффективность реагирования при применении диспергентов в зависимости от скорости ветра может быть представлена соотношением

$$E_{ds}(W_{10}) = \begin{cases} 0, & W_{10} < 5 \text{ м/с}; \\ 0,5 + \frac{W_{10} - 5}{10}, & 5 \text{ м/с} < W_{10} < 10 \text{ м/с}; \\ 1 - \frac{W_{10} - 10}{5}, & 10 \text{ м/с} < W_{10} < 15 \text{ м/с}; \\ 0, & W_{10} > 15 \text{ м/с}. \end{cases} \quad (4)$$

Согласно формуле (4) при скорости ветра до 5 м/с обработка пятна диспергентами не проводится, от 5 до 15 м/с – обработка диспергентами возможна, причем максимально эффективна при 10 м/с, эффективность снижается до нуля при скорости ветра более 15 м/с. Считается, что сбор нефти скиммерами осуществляется при толщине пленки нефти более 0,05 мм, а диспергирование – при толщине нефти на поверхности моря более 0,1 мм, так как нецелесообразно обрабатывать диспергентом радужные тонкие пленки нефти².

Соотношения (3) и (4) соответствуют современным представлениям об эффективности применения основных средств реагирования [4, 7]. При наличии характеристик оборудования,

² См. Правила применения диспергентов для ликвидации разливов нефти: СТО 318.4.02-2005. – СПб.: Министерство транспорта РФ, 2005.

спецификаций его использования и результатов его испытания при различных гидрометеорологических условиях и толщинах пленки нефти соотношения (3) и (4) могут быть уточнены. При моделировании возможно задание снижения эффективности реагирования в условиях плохой видимости или, например, в ночное время суток. Отметим, что соотношение (1) определяет коэффициент эффективности применения средств реагирования для той части разлива, которая пригодна для обработки. Особенности природных условий при эволюции разлива, возникшего в некоторый момент времени, могут привести к тому, что площадь его части, непригодной для обработки, будет значительна, эффективность применения средств ликвидации разлива невелика и значительная часть нефти останется в природной среде.

Для моделирования распространения разлива на поверхности моря используются различные модели. Это и модели гидродинамического типа, и модели, использующие для описания основных процессов различные параметризации [8]. Модель гидродинамического типа SPILLMOD позволяет проводить расчеты поведения разлива для нестационарных источников разлива, при сложной конфигурации береговой линии, на портовых акваториях и в руслах рек, в том числе при планировании мер борьбы с разливом. Пример расчета распространения аварийного разлива нефти в районе МЛСП «Приразломная» и оценка возможности его ликвидации с помощью объектовых сил и средств реагирования представлен ранее [9].

Существенным ограничением использования подобных моделей для задач статистических расчетов, к которым относится риск-анализ распространения разливов нефти, является потребность в значительных вычислительных ресурсах. Предложен подход, позволяющий моделировать продолжительные разливы нефти и использующий упрощенное описание процесса растекания нефти на поверхности моря [8]. Продолжительный нефтяной разлив представляется в виде набора дискретных лагранжевых элементов, каждый из которых имеет объем, площадь, толщину (соответственно $\{V_i, S_i, h_i\}$, где индекс i соответствует номеру элемента из набора от 1 до N) и другие свойства. Дополнительным основанием для разбиения продолжительного

разлива на элементарные разливы (лагранжевы элементы) является тот факт, что в источнике и на периферии разлива нефтяная пленка может иметь разные свойства вследствие процессов выветривания. Оценки объема нефти в разливе и площади разлива в целом на поверхности моря определяются суммами лагранжевых элементов:

$$\begin{aligned} V(t) &= \sum_{i=1}^N V_i(t), \\ S(t) &= \sum_{i=1}^N S_i(t), \\ V_i &= S_i h_i, \end{aligned} \quad (5)$$

где $V(t)$ и $S(t)$ – объем нефти и площадь разлива в целом соответственно, причем оценка площади разлива проводится инвариантно относительно разбиения по времени. Аналогичным образом представляется количество испарившейся, диспергированной нефти, могут быть рассчитаны и другие интегральные характеристики разлива.

Для разлива, представленного в виде набора отдельных частей, также можно определить эффективность реагирования согласно определению (1), с той лишь разницей, что площадь S_n^{sc} , обрабатываемая в ходе операции ЛРН, определяется в виде суммы тех частей разлива, которые пригодны для обработки.

Из определения (1) следует, что после каждого этапа операции ЛРН (шага по времени в моделировании) объем разлива и толщина отдельных частей разлива на поверхности моря с учетом мер реагирования определяются следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} V_n &= \sum_{i=1}^N V_{n,i} \prod_{k=1}^{n-1} (1 - q_{n,i}), \\ h_{n,i} &= h_i \prod_{k=1}^{n-1} (1 - q_{n,i}), \end{aligned} \quad (6)$$

где n – номер шага по времени; i – номер фрагмента разлива. Для частей разлива, которые не могут быть обработаны, остаток после реагирования на шаге по времени принимается равным единице. Площадь частей разлива с учетом мер реагирования остается равной площадям частей разлива, которые были получены в расчетах без учета мер реагирования.

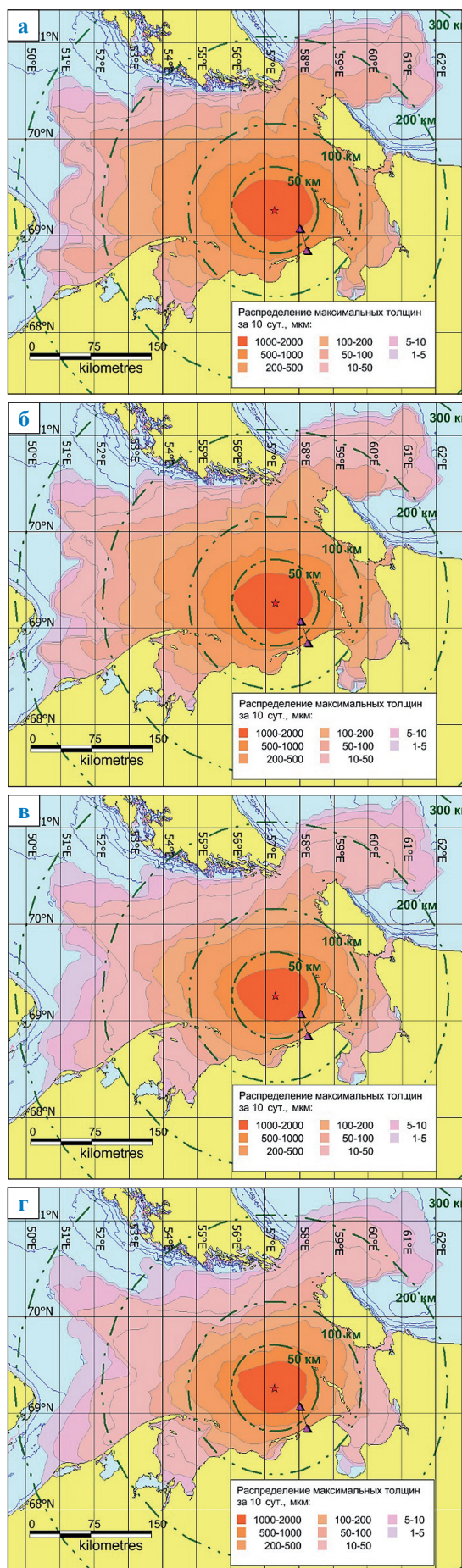
Существует похожий метод расчета достоверности сил и средств реагирования для конкретного сценария распространения разлива нефти заданной интенсивности [10]. Расчетная модель имитации работы нефтесборных

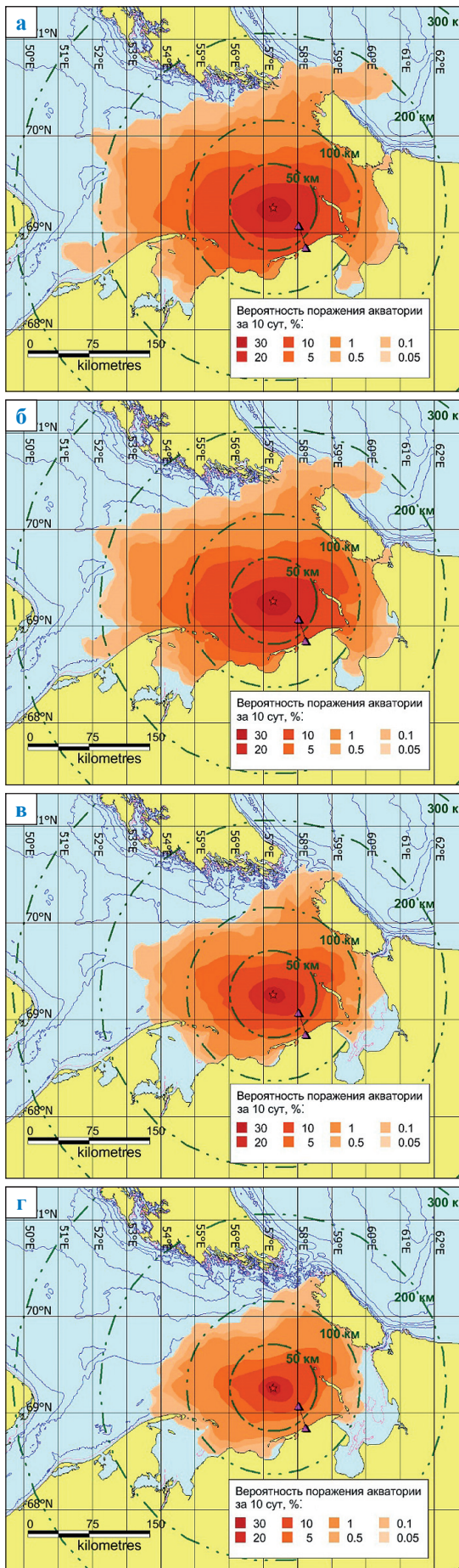
систем построена на пошаговом расчете объемов собираемой эмульсии для текущей толщины пленки, ограничений по производительности скиммера и возможности приема в емкости судна нефтеводяной смеси с учетом забора свободной воды. На каждом последующем шаге пересчитывается толщина пленки нефти с учетом объемов эмульсии, принятых на суда-нефтеборщики на предыдущем шаге. Считается, что работа нефтесборных систем не влияет на площадь разлива, который продолжает растекаться после проходов судов-нефтесборщиков.

Таким образом, в дополнение к «обычным» процессам, удаляющим нефть с поверхности моря (испарение и диспергирование), в предлагаемом методе моделирования распространения нефти дополнительно рассматриваются процессы сбора или удаления нефти с поверхности за счет операций ЛРН, определенные соотношениями (1)–(6). Как следует из определения (1), коэффициенты эффективности реагирования зависят лишь от производительности оборудования, особенностей применения конкретного оборудования в зависимости от метеоусловий, ограничений на проведение операции ЛРН (туман, темное время суток). По этой причине каждый сценарий распространения нефти из ансамбля, использованного при риск-анализе распространения разливов, может быть пересчитан с учетом возможности реагирования, которая определяется через набор коэффициентов эффективности реагирования.

Для численного эксперимента были приняты следующие предположения. В качестве сценария технической аварии определен сброс нефти на поверхность моря с интенсивностью 200 т/ч в течение трех суток при метеорологических условиях, характерных для юго-восточной части Баренцева моря в период открытой воды. Вероятность возникновения аварии подобного масштаба оценивается значением порядка 10^{-5} [9]. Принято, что в темное время суток сбор нефти не производится. При расчетах не учитывались время на проведение логистических операций и время, необходимое для перекачки нефтеводяной смеси. Назовем

Рис. 1. Зоны максимальных толщин пленки нефти ($h_{\text{макс}}$) в режиме мониторинга и при реагировании на разлив нефти:
а – мониторинг; б – 1 порядок;
в – 10 порядков; г – 20 порядков





единицей сил и средств реагирования (ЕСР) необходимое количество судов и оборудования, позволяющих вести полностью самостоятельный сбор нефти с поверхности моря. Примером ЕСР может служить нефтесборный ордер, состоящий из судна-нефтесборщика, производящего сбор нефтеводяной смеси скиммерами в емкости временного хранения, и катера-бонопоставщика. Снижение риска воздействия на участки акватории и побережий было оценено при использовании разного количества ЕСР (далее в тексте – ордеров) – от 1 до 1000. Большое количество средств локализации разлива использовано как пример практически неограниченного количества ресурсов, которое не во всех условиях способно обеспечить успешную операцию ЛРН. Увеличение количества ордеров кратно изменяло скорость обработки нефтяного пятна. Обычная скорость буксировки бонов составляет 1 узел и позволяет избежать пропусков нефти, которые возможны при увеличении скорости. Для U-образного ордера ширина захвата нефти составляет примерно $\frac{1}{3}$ от характерной длины в 200 м, т.е. порядка 60 м. Оценка обрабатываемой площади моря составляет около $0,1 \text{ км}^2/\text{ч}$. При толщине пленки нефти на поверхности моря в 1 мм количество нефтеводяной смеси, собираемой за час одним ордером, приближенно равно 100 м^3 . Указанная в паспорте стандартная производительность современных скиммеров – $100 \dots 150 \text{ м}^3/\text{ч}$, однако указанная скорость сбора нефти определяется изготовителем оборудования при толщине пленки в месте установки скиммера более 75 мм. При меньшей толщине производительность сбора уменьшается пропорционально. В большинстве случаев уменьшение скорости сбора нефти обусловлено значительным уменьшением толщины пленки нефти и увеличением площади нефтяного загрязнения на водной поверхности.

Методика расчетов, номенклатура и форма представления расчетной информации соответствуют обнародованному ранее подходу [2].

На рис. 1 приведены зоны максимальных толщин нефти, на рис. 2 – карты вероятности воздействия на участки акватории

Рис. 2. Вероятность воздействия разлива нефти на участки акватории при использовании различного числа нефтесборных ордеров, $h_{\text{макс}} > 50 \text{ мкм}$: а – мониторинг; б, в, г – 1, 10 и 20 ордеров

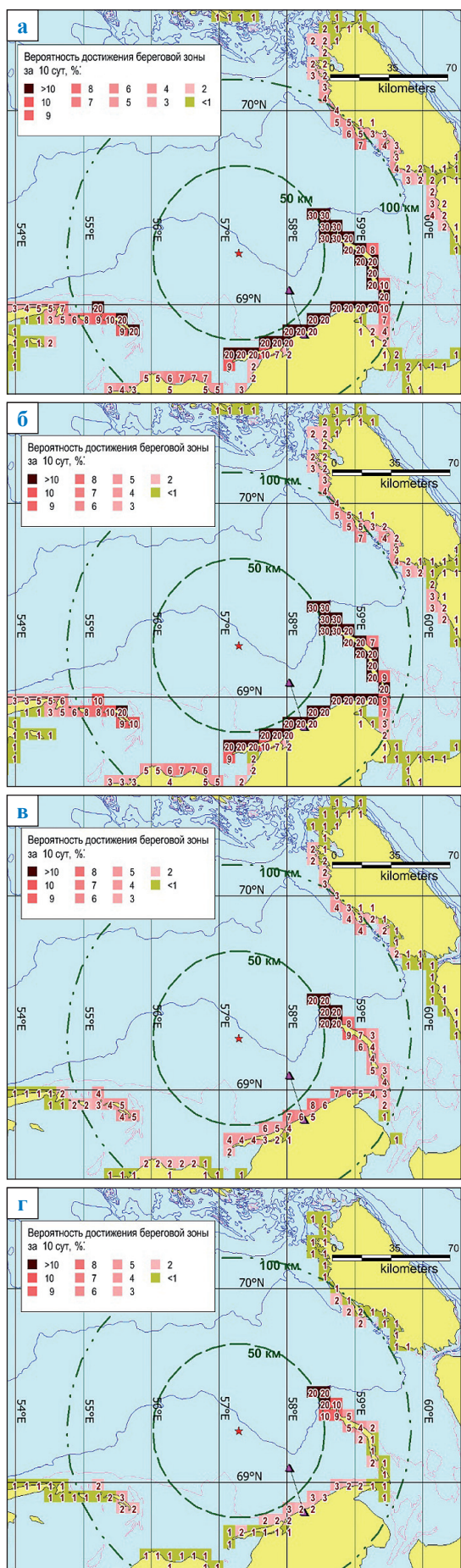


Рис. 3. Вероятность воздействия разлива на береговую зону при мониторинге (а) и при реагировании, $h_{\text{макс}} > 50$ мкм: б – 1 порядок; в – 10 порядков; г – 20 порядков

при использовании различного количества сил и средств реагирования, на рис. 3 – вероятности воздействия на участки побережий для разлива нефти, распространяющегося в режиме «Мониторинг» и при учете реагирования на разлив, при котором в операции ЛРН принимают участие от одного до 10 нефтесборных порядков.

В поле максимальных толщин масштабы распространения разлива для значений 1 мкм различаются в небольшой степени. Этот факт, по-видимому, является следствием того, что сценарием технологии ликвидации предельной толщиной для сбора нефти определено значение 0,05 мм, после уменьшения до которого сбор не применяется. Использование одного порядка повлияло на масштабы распространения разлива *рассматриваемого масштаба* незначительно (см. рис. 1б). Десятикратное наращивание количества порядков приводит к значительному уменьшению максимальной толщины (см. рис. 1в), а при изменении количества порядков от 10 до 20 сокращение значений максимальной толщины также отмечается (см. рис. 1г), но не столь значительное, как при сравнении одного и десяти порядков.

Анализ полей вероятности воздействия нефтяного разлива на акваторию позволяет утверждать, что применение одного порядка не приводит к значительному сокращению вероятности воздействия на акваторию, и свидетельствует, что такого количества средств противодействия разливу с заданными параметрами (14400 т за трое суток) явно недостаточно. Применение 10 порядков (см. рис. 2в) позволяет значительно уменьшить вероятность воздействия разлива, особенно на районы, удаленные от места возникновения аварии. Дальнейшее двукратное увеличение количества применяемых средств сбора нефти позволяет уменьшить вероятность воздействия на акваторию и в районах, прилегающих к месту сброса нефти.

Для расчета потенциального воздействия разлива нефти на участки побережья акватория Печорского моря, находящаяся в области влияния разлива, была условно разделена на 6-километровые квадраты, включающие определенные участки береговой

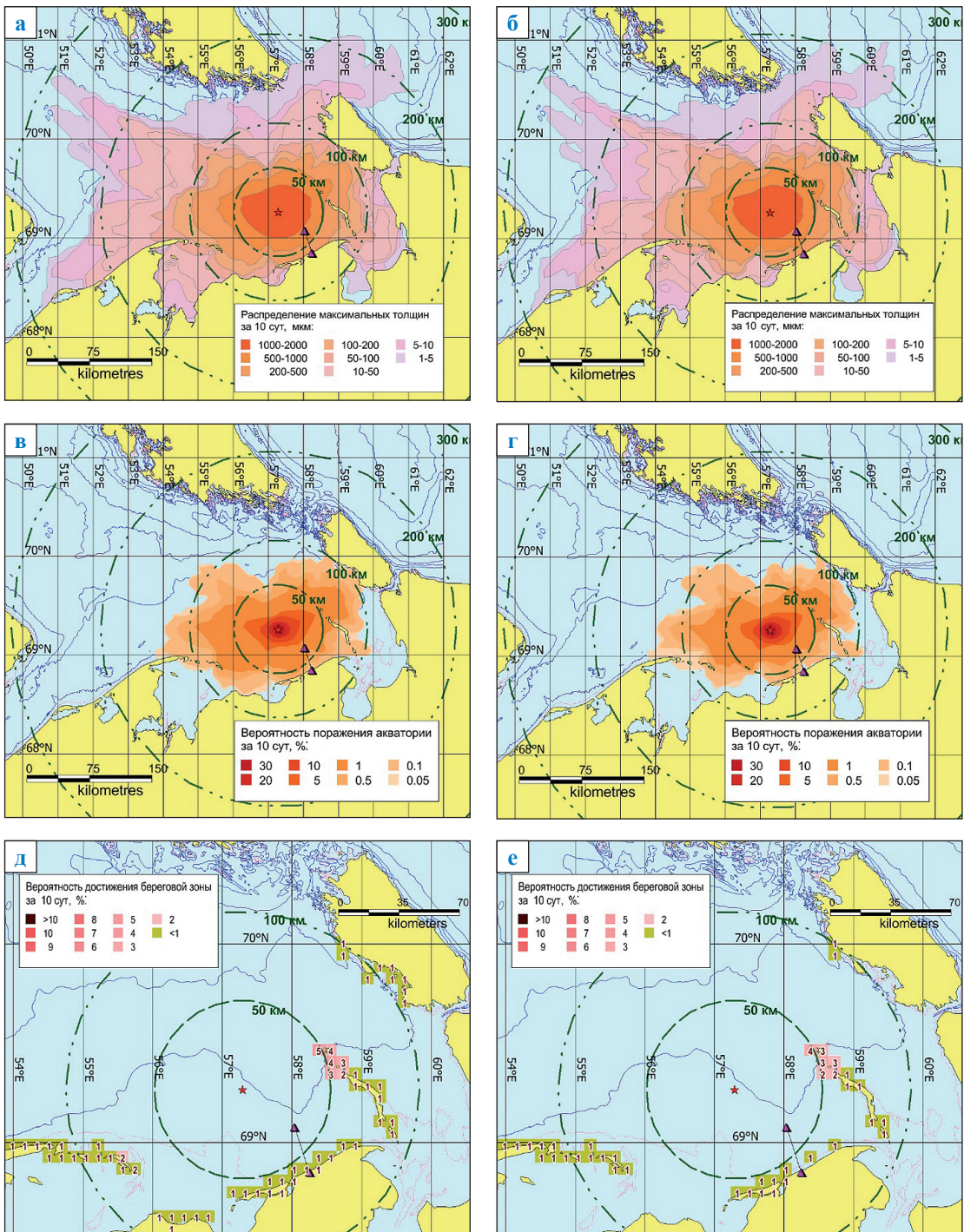


Рис. 4. Поле максимальных толщин (а, б), вероятность воздействия на акваторию (в, г), вероятность воздействия на береговую зону (д, е) при использовании 100 (а, в, д) и 1000 (б, г, е) ордеров

линии. Вероятность попадания разлива нефти в условные квадраты показана на рис. 3. Одного ордера недостаточно для существенного снижения воздействия, применение 10 ордеров уменьшает вероятность воздействия для всех участков – в большей степени для удаленных от места аварии. Увеличение

количества ордеров от 10 до 20 также позволяет уменьшить воздействие, но это уменьшение распространено неоднородно: так, на разных участках ближайшего к месту аварии острова уменьшение может составить от нескольких раз до незаметных в используемых градациях значений.

На рис. 4 приведены результаты моделирования в случае применения 100 и 1000 ордеров. Анализ поля максимальной толщины при использовании ста (см. рис. 4а) и тысячи (см. рис. 4б) ордеров свидетельствует об отсутствии эффекта от наращивания сил реагирования. Поле вероятности воздействия на акваторию (см. рис. 4в,г) также практически не претерпевает изменений, то же самое справедливо и для вероятности воздействия на береговую зону (см. рис. 4д,е). Исследование группировки с такой численностью сил и средств реагирования, по-видимому, возможно лишь в численном эксперименте и на практике не реализуемо, однако является подтверждением высказанного выше предположения о том, что даже при неограниченном наращивании сил реагирования исключить полностью воздействие на водный объект удается не всегда. Подобная ситуация обусловлена как характеристиками технической аварии, так и характеристиками применяемых средств и технологий ликвидации разлива в сочетании с возникающими ограничениями на реагирование в связи с гидрометеорологическими и астрономическими условиями региона.

Снижение эффективности реагирования при неограниченном наращивании количества нефтесборных ордеров показано на рис. 5.

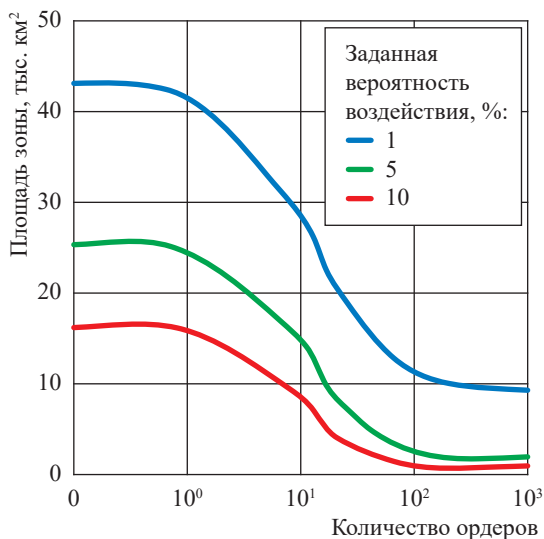


Рис. 5. Изменение площадей акватории с вероятностью воздействия, превышающей заданный уровень, при различном количестве сил и средств реагирования

Наиболее ощутимые результаты при наращивании сил и средств имеют место в ситуации, когда увеличение количества оборудования приводит к увеличению множителя P при расчете коэффициента эффективности реагирования посредством формулы (1) за счет возможности обрабатывать большую площадь разлива. Однако ограничения, связанные с метеорологией и астрономическими причинами (темнота), не позволяют в конкретные моменты времени увеличить q_n до единицы. По этой причине увеличение единиц реагирования до фантастической величины в 1000 ордеров практически не приносит результата. Аналогичные расчеты могут быть проведены для комплексных стратегий реагирования при использовании кроме механических средств борьбы с разливом и диспергентов, и сжигания на поверхности.

Заключение

Риск-анализ распространения разливов нефти, проводимый для потенциально возможного разлива нефти в море, позволяет заблаговременно оценить масштабы распространения разлива, вероятность воздействия на акваторию и участки прибрежной зоны с учетом многообразия возможных гидрометеорологических условий. Упреждающие оценки негативных воздействий нефтяных загрязнений на уязвимые объекты на акваториях и побережьях с целью выработки оптимальных стратегий противодействия разливу нефти и мер защиты окружающей среды могут быть получены только методами математического моделирования. Особенно остро эта задача определена для арктических регионов России, где идет интенсивное освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа. Аварийный разлив нефти в море – случайное событие, время, место и масштаб которого трудно предугадать. В настоящей работе предполагается, что все характеристики технической аварии, кроме времени наступления аварийной ситуации, известны. Также известны характеристики средств противодействия разливу. Реализованные алгоритмы, описывающие эффективность применения средств реагирования на разлив, хотя и увеличивают вычислительные затраты, тем не менее оставляют их на приемлемом уровне и одновременно достаточно хорошо описывают планируемые мероприятия.

Полученные в данной работе дополнительные сведения по сравнению с уже традиционным сегодня риск-анализом возможного распространения разливов нефти – зоны риска и вероятности с учетом реагирования – являются его расширением.

Приведенные результаты численных экспериментов иллюстрируют потенциальные возможности предложенной методики. Существенное уменьшение области влияния разлива нефти и уменьшение вероятности воздействия на берега могут быть получены при увеличении производительности оборудования ЛРН. Важным обстоятельством, влияющим на результат операции ЛРН, является быстрое уменьшение толщины пленки нефти на поверхности, увеличение площади нефтяного загрязнения на водной поверхности и соответствующее снижение эффективности современных методов механического сбора нефти и применения диспергентов. Численные эксперименты были проведены для достаточно общих ограничений применения механического сбора нефти, однако подобные оценки могут быть сделаны для конкретного оборудования и конкретного плана мобилизации сил и средств реагирования для выбора наилучшего из возможного. Однако даже значительная производительность сил и средств ЛРН по локализации разлива нефти не гарантирует абсолютного снижения риска распространения разлива до приемлемого уровня и отсутствия воздействия на акваторию и берега, как показывает опыт ликвидации крупного разлива нефти в 2010 г. в Мексиканском заливе, когда при благоприятных метеоусловиях из 800 тыс. т разлитой нефти механическими средствами удалось собрать не более нескольких процентов [11].

Тем не менее при оценке вероятности воздействия уменьшение значения вероятности

в несколько раз может обеспечить переход рисков из области неприемлемых в область допустимых; это, конечно, поле деятельности для специалистов в соответствующей области знаний. Оценка рисков воздействия разливов нефти на окружающую среду и оценка возможности снижения подобных рисков должны стать предметом исследования методами математического моделирования, в будущем подобные методики могут применяться для оценки параметров страхования указанных рисков.

Дальнейшее развитие риск-анализа с учетом мер реагирования, безусловно, сведется к уточнению алгоритмов, описывающих как воздействие на разлив средств реагирования, так и ограничений при реализации планов со стороны используемой техники и оборудования либо со стороны гидрометеорологических условий. Очевидно, что риск-анализ с учетом операции ЛРН с планируемым составом сил и средств реагирования зависит от масштабов разлива нефти и требует проведения оценок с использованием математического моделирования для учета характеристик технической аварии и предусмотренных проектом средств ликвидации разливов, а также географических и гидрометеорологических условий региона реализации анализируемого проекта. Выполнение набора расчетов в виде итераций, которые включают последовательное изменение характеристик реагирования, позволит приблизиться к оптимальным по различным критериям параметрам реагирования. Риск-анализ, проводимый в подобной постановке, в некотором смысле идеологически сближается с методами и подходами, принимаемыми при проведении процедуры «анализ суммарной экологической выгоды» (*англ.* Net Environmental Benefit Analysis, NEBA).

Список литературы

1. Зацепа С.Н. Моделирование разливов нефти в море для планирования мероприятий по обеспечению экологической безопасности при реализации нефтегазовых проектов. Ч. 1: Методология / С.Н. Зацепа, Н.А. Дианский, В.И. Журавель и др. // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2015. – № 4 (106). – С. 26–38.
2. Зацепа С.Н. Анализ риска распространения аварийных разливов нефти на примере Обской губы Карского моря / С.Н. Зацепа, А.А. Ивченко, В.И. Журавель и др. // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 3 (15). – С. 30–45. – [http://arctica-ac.ru/docs/3\(15\)/030_045_ARKTIKA_3\(15\)_09_2014.pdf](http://arctica-ac.ru/docs/3(15)/030_045_ARKTIKA_3(15)_09_2014.pdf)
3. Зацепа С.Н. Инкрементальный подход к выбору критических сценариев распространения разливов нефти для планирования мероприятий по минимизации экологических рисков / С.Н. Зацепа, А.А. Ивченко, В.И. Журавель и др. // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2017. – № 111 (1). – С. 5–17.

4. Семанов Г.Н. Разливы нефти в море и обеспечение готовности к реагированию на них / Г.Н. Семанов // Транспортная безопасность. – 2005. – № 2.
5. Choosing spill response options to minimize damage net environmental benefit analysis / International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. – London: IPIECA, 2000.
6. Owens E.H. Arctic field guide for oil spill response in Arctic waters / Edward H. Owens, Laurence B. Solsberg, Mark R. West etc.; prepared for EPPR. – Yellowknife, NT, Canada: Environment Canada, 1998. – 348 с. – <https://oaarchive.arctic-council.org/server/api/core/bitstreams/3bf6bb82-ed58-4de2-b9c5-b6d4b5873b1c/content>
7. Fingas M. Weather windows for oil spill countermeasures / M. Fingas; prepared for PWSRCAC. – Environmental Technology Centre, Environment Canada, 2004. – <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.647.607&rep=rep1&type=pdf>
8. Зацепа С.Н. Метод моделирования последствий сверхпродолжительных аварий на объектах нефтедобычи в арктическом регионе / С.Н. Зацепа, А.А. Ивченко, В.В. Солбаков и др. // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2018. – Т. 64. – № 4. – С. 439–454. – DOI: 10.30758/0555-2648-2018-64-4-439-454
9. Журавель В.И. Моделирование поведения возможных разливов нефти при эксплуатации МЛСП «Приразломная». Оценка возможности ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти = Modeling of potential oil spill behavior when operating Prirazlomnaya OIFP. Assessment of possible oil spill emergency response: отчет о научно-исследовательской работе / В.И. Журавель, И.В. Журавель, С.Н. Зацепа и др. – М: Информатика риска, 2012. – 88 с.
10. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017612660 от 02.03.2017. Программа расчета состава сил и средств ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов / В.И. Журавель, И.В. Журавель.
11. Popiel A. Overview on managing and coordinating the response to deepwater horizon / A. Popiel // Международный симпозиум «Выброс нефти на платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе. Уроки борьбы с крупным разливом нефти – эффективность и экологические последствия». – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2017.

Mathematical modeling of oil spills in the sea taking into account response measures to assess the possibility of reducing the risk of exposure to vulnerable objects

V.V. Solbakov¹, S.N. Zatsapa², V.I. Zhuravel², A.A. Ivchenko²

¹ Federal Research Center «Computer Science and Control» of the Russian Academy of Sciences, Block 2, Bld. 44, Vavilova street, Moscow, 119333, Russian Federation

² Zubov State Oceanographic Institute, Rosgidromet, Bld. 6, Kropotkinskiy bystreet, Moscow, 119034, Russian Federation

* E-mail: solbakov@ccas.ru

Abstract. The article suggests a method for assessing the risk reduction of impacts on water area and coasts based on the results of calculations of an ensemble of oil distribution scenarios prepared according to a representative set of hydrometeorological conditions, taking into account the planned response measures to an oil spill. The suggested modeling method for calculating the removal of oil from the sea surface, in addition to weathering processes, considers the processes of collecting or removing oil by Oil Spill Response. Each scenario of oil propagation from the ensemble used in the risk analysis of spill spread can be recalculated taking into account the response capability, which is determined through a set of response efficiency coefficients. The set of response efficiency coefficients depends on the scale of the oil spill, the specifics of using specific equipment, and restrictions on responding to weather conditions (fog, storm, and dark). The proposed approach allows us to make calculations to determine whether it is appropriate to increase forces and resources in the implementation of the chosen response strategy.

Keywords: oil spills in the sea, risk analysis, oil spill response, environmental impact assessment, the set of response performance coefficients.

Reference

1. ZATSEPA, S.N., N.A. DIANSKIY, V.I. ZHURAVEL et al. Simulation of oil spills in the sea to plan environment saving measures at implementation of oil-gas projects [Modelirovaniye razlivov nefi v more dlya planirovaniya meropriyatiy po obespecheniyu ekologicheskoy bezopasnosti pri realizatsii neftegazovykh proyektov]. Pt. 1: Methodology [Metodologiya]. *Problemy Arktiki i Antarktiki*, 2015, no. 4 (106), pp. 26–38, ISSN 0555-2648. (Russ.).
2. ZATSEPA, S.N., A.A. IVCHENKO, V.I. ZHURAVEL et al. Risk analysis of emergency oil spills spreading as exemplified by Gulf of Ob at Kara Sea [Analiz riska rasprostraneniya avariynnykh razlivov nefi na primere Obskoy guby Karskogo moray]. *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*, 2014, no. 3(15), pp. 30–45, ISSN 2223-4594. (Russ.). Available from: [http://arctica-ac.ru/docs/3\(15\)/030_045_ARKTIKA_3\(15\)_09_2014.pdf](http://arctica-ac.ru/docs/3(15)/030_045_ARKTIKA_3(15)_09_2014.pdf)
3. ZATSEPA, S.N., A.A. IVCHENKO, V.I. ZHURAVEL et al. Incremental approach to choosing critical scenarios of oil spills spreading to plan measures minimizing environmental risks [Inkrementalinyy podkhod k vyboru kriticheskikh stsenariyev rasprostraneniya razlivov nefi dlya planirovaniya meropriyatiy po minimizatsii ekologicheskikh riskov]. *Problemy Arktiki i Antarktiki*, 2017, vol. 111, no. 1, pp. 5–17, ISSN 0555-2648. (Russ.).
4. SEMANOV, G.N. Oil spills in sea and ensuring readiness to respond to them [Razlivy nefi v more i obespecheniye gotovnosti k reagirovaniyu na nikh]. *Transportnaya Bezopasnost*, 2005, no. 2.
5. INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION. *Choosing spill response options to minimize damage net environmental benefit analysis*. London: IPIECA, 2000.
6. OWENS, E.H., L.B. SOLSBERG, M.R. WEST et al. *Arctic field guide for oil spill response in Arctic waters*. Yellowknife, NT, Canada: Environment Canada, 1998. Available from: <https://oaarchive.arctic-council.org/server/api/core/bitstreams/3bf6bb82-ed58-4de2-b9c5-b6d4b5873b1c/content>
7. FINGAS, M. *Weather windows for oil spill countermeasures*. Prepared for PWSRCAC. Environmental Technology Centre, Environment Canada, 2004. Available from: <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.647.607&rep=rep1&type=pdf>
8. ZATSEPA, S.N., A.A. IVCHENKO, V.V. SOLBAKOV et al. Method for modelling aftereffects of ultra-prolonged emergencies at oil production facilities in the Arctic region [Metod modelirovaniya posledstviy sverkhprodlzhitelnykh avariyn na obyektakh neftedobychi v arkticheskom regione]. *Problemy Arktiki i Antarktiki*. – 2018. – T. 64. – № 4. – С. 439–454, ISSN 0555-2648. (Russ.). – DOI: 10.30758/0555-2648-2018-64-4-439-454
9. ZHURAVEL, V.I., I.V. ZHURAVEL, S.N. ZATSEPA et al. *Modeling of potential oil spill behavior when operating Prirazlomnaya OIFP. Assessment of possible oil spill emergency response* [Modelirovaniye povedeniya vozmozhnykh razlivov nefi pri ekspluatatsii MLSP “Prirazlomnaya”. Otsenka vozmozhnosti likvidatsii chrezvychaynykh situatsiy, svyazannykh s razlivami nefi]: scientific report. Moscow: Informatika riska, 2012.
10. *Program for calculating configuration of means and equipment for response to spills of oil and oil products* [Programma rascheta sostava sil i sredstv likvidatsii razlivov nefi i nefteproduktov]. Inventors: ZHURAVEL, V.I., I.V. ZHURAVEL. State registration certificate of a computer program no. 2017612660. 02 March 2017. (Russ.).
11. POPIEL, A. Overview on managing and coordinating the response to deepwater horizon. In: *International symposium “Oil blowout at the Deepwater Horizon platform in the Gulf of Mexico. The light of battle with a huge oil spill – efficiency and environmental implications”*. Moscow: Gubkin University, 2017.

УДК 551.326.7+622/624

Данные о строении ровного льда и торосистых образований как информационный ресурс для проектирования морских нефтегазопромысловых объектов

В.А. Бородкин¹, В.В. Харитонов^{1*}¹ ФГБУ «АНИИ», Российская Федерация, 199397, г. Санкт-Петербург, ул. Беринга, д. 38

* E-mail: kharitonov@aari.ru

Ключевые слова: сценарий формирования льда, торос, стамуха, термобурение, консолидированный слой, пористость.

Тезисы. Морфометрические и прочностные характеристики ровного льда, торосов и стамух учитываются на этапе проектирования при определении нормативных значений ледовых нагрузок на шельфовые инженерные сооружения. В работе представлена новая концепция изучения процесса формирования льда, в которой лед рассматривается как сложная, неоднородная, меняющаяся во времени и пространстве под действием гидрометеорологических факторов система. Такой подход позволяет весь ледяной покров Северного Ледовитого океана представить как набор участков с различными «сценариями формирования ровного льда», т.е. участков, отличающихся по условиям ледообразования. «Сценарий ровного льда» становится некоторой визитной карточкой акватории, матрицей, в которой записаны изменения, происходящие со льдом во время его существования от момента начального ледообразования до разрушения. Рассмотрена также методология получения массогабаритных характеристик крупных торосистых образований на основе термобурения с записью скорости и тахеометрической и гидролокационной съемки их верхних и нижних поверхностей. Акцентировано внимание на особенностях обработки и анализа данных о внутреннем строении торосов и стамух. Показано, что методика определения осредненной пористости тороса аналогична оценке вероятности нахождения полости внутри тороса на заданной глубине.

Проектирование морских сооружений для проведения разведки и добычи углеводородных ресурсов на шельфе является относительно новой областью техники. Первые морские разведочные скважины были пробурены в тридцатых годах XX в. в Каспийском море и в Мексиканском заливе, а первые ледостойкие платформы построены в 1960-е гг. в заливе Кука на Аляске. Освоение шельфовых месторождений является стратегическим направлением деятельности ведущих российских нефтяных и газодобывающих компаний. Более ста лицензионных участков на акваториях арктических морей в последние годы распределены между государственными компаниями ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром» [1]. Проектирование плавучих морских буровых установок и всех шельфовых нефтегазовых технических средств невозможно без предварительных прочностных и динамических расчетов их ответственных элементов [2].

Акватории арктических морей покрыты льдом в течение большей части года. Дрейфующий лед и айсберги представляют собой факторы риска для морских платформ и трубопроводов, поэтому особое внимание необходимо уделять ледовым исследованиям. Знание механизмов ледового воздействия на морские сооружения важно при выборе технически реализуемых и экономически эффективных дизайнерских проектов, а также для обеспечения безопасности и надежности морских объектов. Для условий замерзающих морей одним из основных видов внешних нагрузок являются ледовые нагрузки, зависящие в основном от физико-механических характеристик ледяных полей и метеорологических условий района строительства инженерных сооружений [3].

Ледовая обстановка в районе расположения морского месторождения находится в центре внимания проектировщиков добывающих комплексов. Разработка критериев ледового воздействия, основанных на информации о ледовых условиях

в рассматриваемой акватории, является неотъемлемой частью процесса технического проектирования [2]. Анализ ледовой обстановки на шельфе арктических и замерзающих морей России показывает, что наиболее опасными с точки зрения уровня ледовых нагрузок являются:

- ровные ледяные поля;
- наслоенный лед;
- торосы;
- плавучие ледовые острова и стамухи [4].

Исходные данные для расчета ледовых нагрузок могут быть получены в результате проведения ледовых изысканий на акватории, где находятся открытые перспективные месторождения. Объемы инженерно-гидрометеорологических изысканий, выполняемых на этапах освоения территории на континентальном шельфе для строительства нефтегазопромысловых сооружений, установлены Сводом правил СП 11-114-2004¹. В результате выполненных в течение нескольких лет изысканий и статистической обработки полученных натуральных данных определяются параметры ледяных образований и оценки их распределений. Наряду с полевыми работами проводятся также и лабораторные эксперименты в ледовых бассейнах и морозильных камерах.

Для построения расчетных моделей взаимодействия льда и сооружения, льда и донного основания требуются обоснованные данные о строении ледяных образований, в первую очередь их геометрические параметры. Помимо их морфологии необходима также информация о физико-механических свойствах ровных, наслоенных ледяных полей и торосистых ледяных образований:

- прочность на сжатие и на изгиб ровного и консолидированного льда торосов;
- статический и динамический модули упругости, коэффициент Пуассона;
- параметры, определяющие прочность подводной части торосов, такие как коэффициент сцепления и угол внутреннего трения обломков льда, формирующих киль;
- физические характеристики (температура и соленость на разных уровнях, плотность льда, макро- и микропористость, содержание рассола, структурное строение льда) [4].

При определении нормативных значений ледовых нагрузок на шельфовые инженерные сооружения кроме прочностных характеристик используются также скорости дрейфа ледяных образований.

Новый подход к изучению физических характеристик морского льда

Ледяное поле при построении расчетных моделей рассматривается как вязкая, идеально пластичная или упруго-хрупкая плита (чаще пластинка), а сама плита считается изотропной или трансверсально-анизотропной в зависимости от структуры ледяного поля и класса решаемых задач [4]. Исходя из этого в настоящее время изучение морского льда проводится с позиции рассмотрения его как «куска замерзшей воды», т.е. изучается статическое состояние физических свойств льда. Авторы предлагают концепцию изучения процесса формирования льда, в которой лед рассматривается как сложная, неоднородная, меняющаяся во времени и пространстве под действием гидрометеорологических факторов система. Физические свойства льда в этой системе зависят от трех основных факторов: строения льда, внутренних изменений, происходящих во льду, и температуры льда. Подобный подход стал возможен благодаря разработке «Классификации льдов природных водоемов» [5], на основании которой любой ровный морской лед может быть представлен в виде слоев льда различных генетических типов, каждый из которых имеет свои текстурные и структурные особенности. Такой прием получил название типизации льда. Поскольку в классификации заложена связь кристаллического строения льда с условиями ледообразования, то на основании данных о строении льда в конкретной точке ледяного покрова появляется возможность восстановить поэтапные изменения не только составляющих типов льда от начала его образования до момента проведения измерений, но и условия ледообразования (гидрометеорологические и динамические условия существования льда), т.е. восстановить историю ледяного покрова в данном месте. Эта операция получила название сценария формирования ровного морского льда. Под сценарием понимается смена условий ледообразования, приводящая к последовательному нарастанию льда различных генетических типов.

Таким образом, ровный морской лед в данной точке может рассматриваться как

¹ См. Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений: СП 11-114-2004.

меняющаяся во времени система, процесс изменений которой записан в сценарии, а полученные при наблюдении данные о физических параметрах будут отражать состояние льда на определенном этапе этого процесса. Изучение различных сценариев формирования льда показало, что для припайных льдов в конкретном районе они повторяются от года к году. Такие сценарии получили название «основного сценария», т.е. сценария, характеризующего повторяющийся от года к году процесс формирования ровного льда для данной акватории. Помимо основного сценария могут быть локальные сценарии, описывающие формирование льда в отличных условиях: у береговой линии, при интенсивном снегонакоплении, у трещин и разводий, в разводьях и т.п. Аналогичная, но более сложная картина прослеживается и с дрейфующими льдами.

Такой подход позволяет весь ледяной покров Северного Ледовитого океана представить как набор участков с различными сценариями формирования ровного льда, т.е. участков, отличающихся по условиям ледообразования. Сценарий формирования ровного льда становится некоторой визитной карточкой акватории, матрицей, в которой записаны изменения, происходящие со льдом во время его существования от момента начального ледообразования до разрушения. Льды со схожими сценариями будут примерно одинаково реагировать на температурное и радиационное воздействие, что будет способствовать схожим внутренним изменениям. Поэтому лед, сформированный в рамках одинаковых сценариев, будет иметь близкие физические свойства. Это обстоятельство позволяет распространять полученные при измерении физические данные льда на весь лед, сформированный в рамках схожего сценария (репрезентативность данных). Льды из разных акваторий, но сформированные по схожим сценариям, будут иметь близкие физические свойства. Становится понятно, чем вызваны различия или схожесть в значениях физических характеристик в различных точках, даже разнесенных на большие расстояния. Изменение основного сценария для данной акватории будет указывать на климатические изменения в данном регионе. Сценарий позволяет прогнозировать строение льда и его физические свойства для данной акватории на любой момент времени в будущем.

Необходимо признать, что практическое применение взгляда на лед как на сложную,

неоднородную, меняющуюся под действием гидрометеорологических факторов систему приведет к усложнению расчетных моделей. Возникает противоречие: модель должна точно описывать лед, быть адекватной поставленной задаче и включать все существенные переменные. К сожалению, хорошее математическое описание льда как неоднородной системы не гарантирует получения точных прогнозов ледовых нагрузок. Возможно, следует придерживаться одного из простых принципов – искать золотую середину.

Методология получения морфометрических характеристик крупных торосистых образований

В комплекс ледовых наблюдений включено определение морфометрических параметров ледяного покрова и внутренней структуры торосов (толщины снежного и ледяного покрова, высоты паруса и осадки киля торосов, ширины паруса и киля, длины гряд торосов, толщины консолидированного слоя, пространственного распределения пустот в толще торосов)².

За последние два десятилетия в ААНИИ разработаны и созданы специализированное оборудование и измерительная техника для исследования ледяных образований (установки электрического и водяного термобурения льда, скважинные зонд-инденторы, измерители деформаций и напряжений и др.). Комплексные ледовые исследования включают также метеорологические и океанографические наблюдения. Для определения рельефа верхней поверхности ледяных образований производится тахеометрическая съемка с использованием электронного тахеометра. Задачей съемки является построение схемы полигона, фиксирование относительных координат точек бурения льда, определение превышения льда над уровнем моря. Тем не менее в последние годы традиционная геодезическая съемка начинает успешно вытесняться новыми современными средствами. Например, для этой цели используется спутниковое геодезическое оборудование, работающее на базе глобальных навигационных систем ГЛОНАСС/GPS [6]. Данное оборудование обеспечивает определение координат и высот точек с ошибкой не более 1 см на удалении до 2 км от исходного

² См. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). СНИП 2.06.04-82*: СП 38.13330.2018.

пункта. Полевые материалы обрабатываются с помощью специального программного обеспечения.

Наиболее эффективным методом получения объективных и достоверных данных о геометрических размерах и внутреннем строении торосов и стамух является электрическое и водяное термобурение льда с записью скорости на электронный носитель [7]. Скорость бурения зависит от подаваемой тепловой мощности, пористости льда и в небольшой степени от его температуры. Дополнительно в каждой точке измеряется превышение верхней поверхности снега (льда) над уровнем моря. При обработке данных термобурения определяются размеры надводной и подводной частей ледяного покрова, границы консолидированного льда торосов и стамух, границы пустот, участков льда различной пористости, глубина внедрения стамух в грунт. Достоверность информации о внутреннем строении ледяных образований подтверждается тем обстоятельством, что она возникает именно в момент бурения, а скорость погружения термобура при тепловом бурении торосов и стамух фиксируется компьютером независимо от субъективных ощущений оператора бурения. На рис. 1 приведен общий вид установки УВБЛ-2 производства ААНИИ для водяного бурения льда двумя постами. Пример записи скорости бурения приведен на рис. 2.

Через наиболее высокие участки гребня тороса или стамухи прокладываются секущие профили, на которых с дискретностью 5 м (на небольших торосах – 2,5 м) производится бурение льда. Количество профилей (линий)

варьирует в зависимости от длины гребня и плана работ. Количество точек на профилях обуславливается шириной гребня.

По записи скорости бурения выделяются участки плотного льда, рыхлого льда и пустот вдоль скважины. Под рыхлым льдом понимается область, заполненная мелкими кусками льда, смерзшимися между собой в местах контактов, а также переход бура из плотного льда в пустоту (полость). Продолжительные участки на записи, где ускорение бура больше некоторой заданной величины, являются участками разгона бура, т.е. провалом в пустоту. Нижняя граница пустот выявляется по резкому замедлению бура.

При водяном бурении из-за специфики расплавления льда струями воды область рыхлого льда представлена на записях чередованием участков плотного льда и мелких провалов. За граничную величину участков плотного льда принята минимальная толщина блоков льда в парусе. Область, где чередуются участки льда и пустоты с размерами меньше граничной величины, идентифицируется как зона рыхлого льда. Участки без провалов, где скорость термобура существенно выше скорости бурения плотного льда, идентифицируются как межблоковые пространства, заполненные полусмерзшейся шугой [8], или как переход бура из льда в пустоту.

Использование термобурения также позволяет определить расположение границы льда и грунта под стамухой и глубину внедрения стамухи в грунт непосредственно в период ее существования. Под глубиной внедрения стамухи в грунт подразумевается



Рис. 1. Общий вид установки для водяного бурения льда

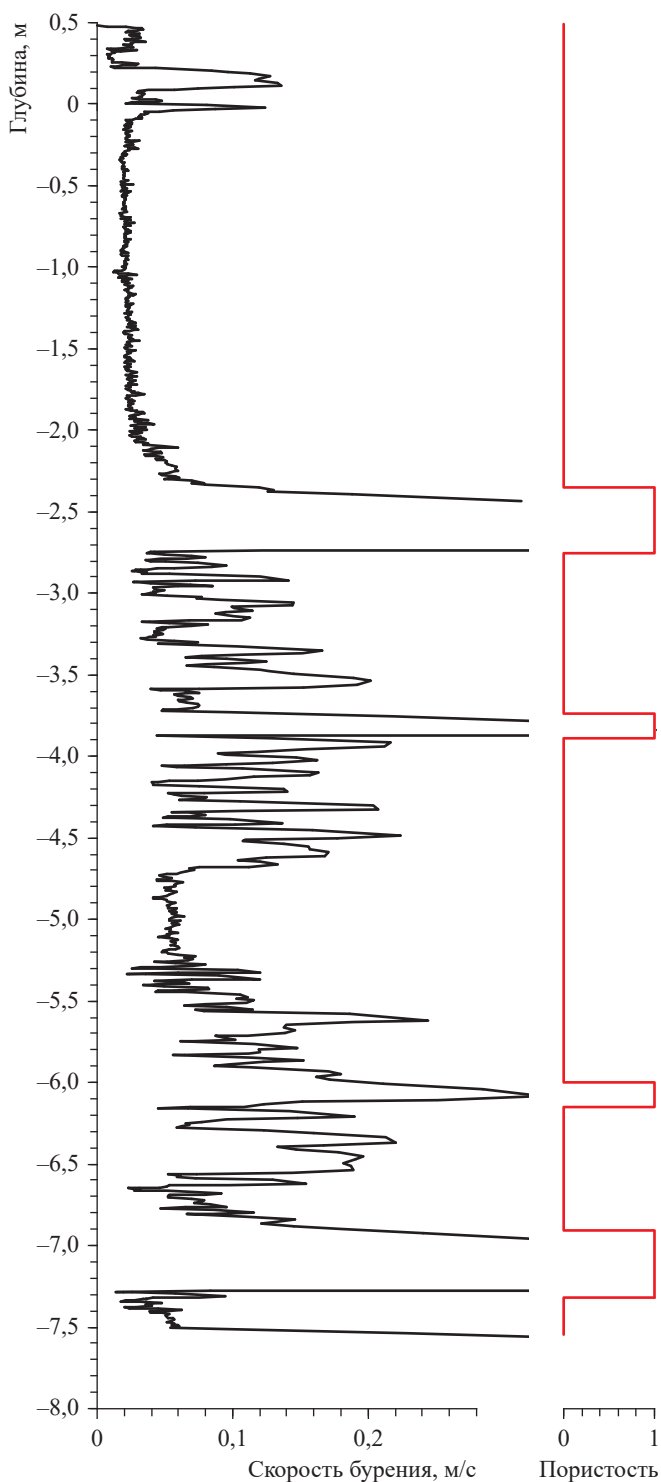


Рис. 2. Зависимость скорости бурения тороса от глубины и соответствующая кривая пористости в точке бурения

разность между глубиной кия стамухи и глубиной моря в данном месте. Глубина кия стамухи определяется по данным термобурения как расстояние от уровня воды в скважине стамухи до грунта. Глубина моря определяется

как мода распределения расстояний от уровня моря до дна, измеренных во всех скважинах, пробуренных в стамухе.

Одной из важных характеристик внутреннего строения торосов и стамух является толщина их консолидированного слоя. Это часть кия, представляющая собой слой плотного (твердого) льда с верхней границей в районе ватерлинии, образовавшийся в результате воздействия холода и замерзания воды в промежутках между блоками всторошенного льда и включающий эти блоки; прочность консолидированного слоя близка к прочности ровного льда. Консолидированная часть льда водонепроницаема, и при тепловом бурении-плавлении в скважине находится талая вода. Но при выходе бура в пористый несмороженный лед уровень воды в скважине установится на уровне моря, так как поры этого льда сообщаются с морем. По изменению уровня воды в скважине выделяются границы консолидированного водонепроницаемого льда, которые уточняются по расположению участков рыхлого льда или пустот во льду, определяемому по скорости бурения [7].

Второй важной характеристикой внутреннего строения тороса или стамухи помимо толщины консолидированного слоя является их пористость. Нередко можно встретить утверждения [9], что пористость – это интегральная величина, при этом подразумевается, по-видимому, пористость всего ледяного образования. Однако в определении пористости говорится о некотором выделенном объеме, но нет никаких ограничений его размеров, т.е. вполне допустимо под пористостью η понимать следующую величину:

$$\eta(x, y, z) = \begin{cases} 0, & \text{если в точке } (x, y, z) \\ & \text{присутствует лед;} \\ 1, & \text{если в точке } (x, y, z) \\ & \text{лед отсутствует.} \end{cases} \quad (1)$$

Область изменения координат x, y, z ограничена внешним контуром торосистого образования. Линейная пористость в точке бурения с координатами (x, y) получается осреднением функции (1) по вертикали на заданном интервале глубины, а объемная пористость – осреднением по заданному объему. Распределение пористости по глубине z в каждой j -й точке бурения определяется ступенчатой функцией $f_j(z)$, где 0 соответствует льду, а 1 – пустоте (см. рис. 2). Пузырьки воздуха и ячейки

с расолом в блоках льда не учитываются, т.е. $f(z)$ – линейная макропористость. Объемная пористость равна среднему значению бесконечного количества линейных (в данном случае вертикальных) пористостей. Среди ледоисследователей принято осредненные значения линейной пористости считать объемной пористостью тороса [10].

Осредним все функции f_j по всем скважинам на торосе (или группе торосов). Тогда осредненная функция пористости \bar{f} будет иметь значения

$$\bar{f}(z_i) = \frac{\sum_{j=1}^{N_i} f_j(z_i)}{N_i} = \frac{N_i^{\text{void}}}{N_i}, \quad (2)$$

$$i = 1, 2, \dots, \frac{S_{\max} - K_{\max}}{\Delta z} + 1,$$

где z_i – i -е значение глубины; Δz – интервал глубины, например 1 см; N_i – количество осредняемых ступенчатых функций на i -й глубине; N_i^{void} – количество скважин, в которых на i -й глубине обнаружена пустота; S_{\max} и K_{\max} – максимальные значения высоты паруса и осадки киля по всем точкам бурения соответственно. Пример осредненной функции пористости приведен на рис. 3.

Осреднение функции пористости $\bar{f}(z)$ по z даст среднюю пористость на выбранном диапазоне глубины. При расчете ледовой нагрузки согласно выбранному диапазону глубины получаем пористость паруса, киля, неконсолидированной части киля или всего тороса. Осредняя все скважины на определенной группе торосов, можно получить функцию пористости, характеризующую торосы определенной акватории, или, например, торосы из тонкого льда, толстого льда, двухлетние торосы и пр. Очевидно, посредством осредненной функции пористости $\bar{f}(z)$ прослеживается прямая связь результатов наблюдений с обоснованием информации по ледовой обстановке в районе морских месторождений.

Нетрудно также заметить, что функция $\bar{f}(z)$ является оценкой вероятности наличия пустоты на глубине z .

Для определения морфометрических характеристик нижней поверхности ледяного покрова в настоящее время широко применяются гидроакустические комплексы с функцией сонара-интерферометра с круговым обзором. С помощью таких комплексов можно создать детализированные трехмерные модели подводной части ледяных образований

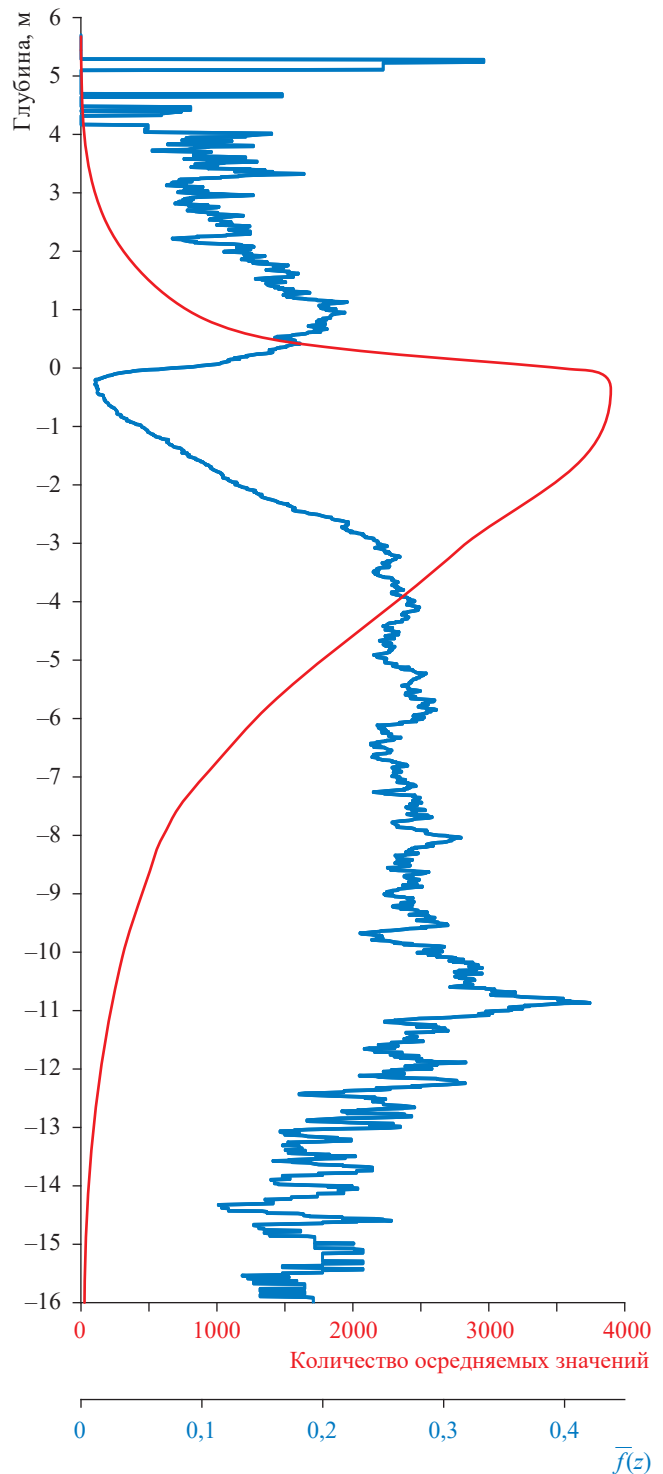


Рис. 3. Распределение средней пористости тороса по глубине для Карского моря и моря Лаптевых, 2014–2017 гг.

(торосов, айсбергов) и деформированного ледяного покрова, а также создать полные трехмерные модели ледяных образований путем совмещения результатов гидролокационной съемки с результатами тахеометрической

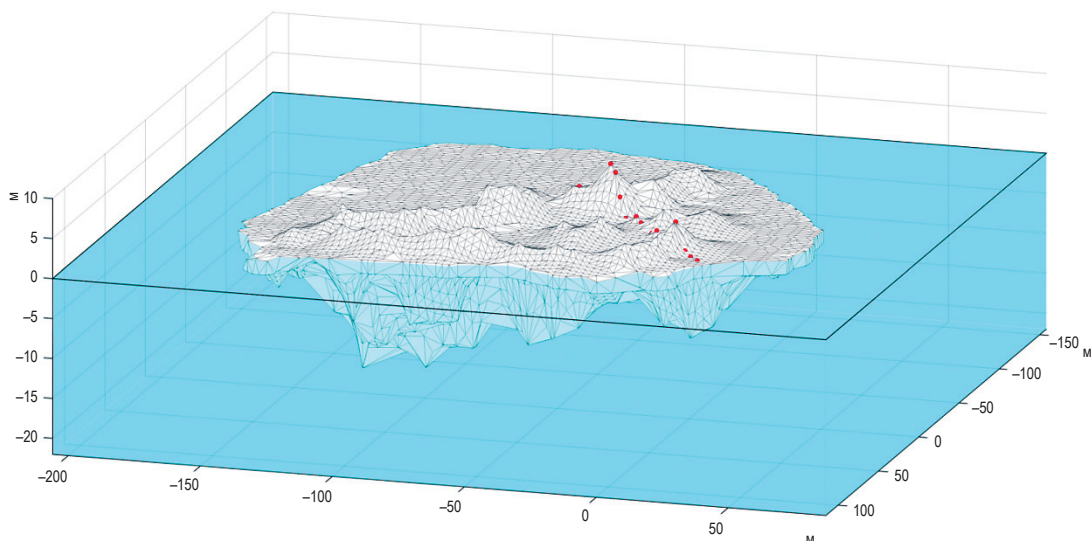


Рис. 4. Трехмерная модель тороса: красными точками показан профиль термобурения

съемки верхних поверхностей ледяных образований и термобуровых морфометрических исследований [6] (рис. 4). На основании полученных данных осуществляется расчет объемов, плотности ледяных образований и нагрузок, которые они могут оказать на гидротехнические сооружения, трубопроводы, суда и т.д. Особенность исследования подводной части стамух заключается в том, что съемки производятся с малых глубин, так как район исследования обычно бывает мелководным. Это существенно сужает возможности получения данных о подводном рельефе стамух [11].

Общая масса ледяного образования оценивается по средней плотности льда в торосе, определенной с учетом толщины снежного покрова по соотношению полученных по 3D-модели объемов паруса и киля, и по средней пористости паруса и киля, определенной по данным бурения [12]. В качестве примера использования информации о массогабаритных характеристиках торосистых образований, полученных в результате обработки результатов исследований, можно привести

расчет конструкционной прочности морской плавучей буровой установки при столкновении со стамухой, снявшейся с грунта и перешедшей в дрейфующее состояние [2]. В расчете задается масса стамухи, и обоснованное определение возможных значений этой массы является одним из конечных результатов ледовых исследований.

Необходимо несколько слов сказать еще об одном методе получения информации о геометрических размерах ледяных образований. Это аэрофотосъемка с летательного аппарата. Последующая фотограмметрическая обработка полученных изображений дает возможность получать данные о линейных размерах и высоте зафиксированных объектов. Применение метода позволяет исследовать акваторию большой площади в сравнительно короткие сроки [1].

Авторы выражают благодарность сотруднику ААНИИ Р.И. Маю за любезно предоставленные изображения 3D-модели торосистых образований.

Список литературы

1. Миронов Е.У. Ледовые изыскания и исследования на шельфе арктических и замерзавших морей России / Е.У. Миронов, С.М. Ковалев, Е.И. Макаров // Материалы 12-й Общероссийской конференции изыскательских организаций «Перспективы развития инженерных изысканий в строительстве в Российской Федерации», Москва, 07–09 декабря 2016 г. – С. 580–584.
2. Папуша А.Н. Проектные решения для морских нефтегазовых технологий освоения углеводородных месторождений в Арктике / А.Н. Папуша // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. – 2010. – Т. 13. – № 4/1. – С. 764–779.

3. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазового дела: учеб. / Д.А. Мирзоев. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. – Т. 1: Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. – 272 с.
4. Вершинин С.А. Воздействие льда на сооружения Сахалинского шельфа / С.А. Вершинин, П.А. Трусков, К.В. Кузмичев. – М.: Гипростроймост, 2005. – 340 с.
5. Черепанов Н.В. Классификация льдов природных водоемов / Н.В. Черепанов // Труды ААНИИ. – 1976. – Т. 331. – С. 77–99.
6. Бородкин В.А. Совместное применение беспилотного летательного аппарата мультироторного типа и гидролокатора кругового обзора для создания трехмерной цифровой модели рельефа ледового объекта / В.А. Бородкин, А.С. Парамзин, С.В. Хотченков // Российские полярные исследования. – 2018. – № 4. – С. 31–35. – http://www.aari.ru/misc/publicat/sources/34/RPR-34el_1_30-34.pdf
7. Патент № 2153070 Российская Федерация, МПК Е 21 С 39/00, G 01 N 9/00. Способ определения структуры торосов и стамух, свойств льда и границы льда и грунта: № 98121342/03; заявл. 19.11.1998; опубл. 20.07.2000; бюл. № 20 / В.А. Морев, А.В. Морев, В.В. Харитонов. – 5 с.
8. Тышко К.П. Роль водно-шуговых слоев в нарастании однолетоного ледяного покрова и консолидации торосов / К.П. Тышко, С.М. Ковалев // Метеорология и гидрология. – 2006. – № 8. – С. 72–82.
9. Сазонов К.Е. К вопросу о пористости килля тороса (по поводу статьи В.В. Харитонов) / К.Е. Сазонов // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2021. – Т. 67. – № 1. – С. 60–66. – <https://doi.org/10.30758/0555-2648-2021-67-1-60-66>.
10. Høyland K.V. Consolidation of first-year sea ice ridges / K.V. Høyland // J. of Geophysical Research. – 2002. – Т. 107 (C6, 10.1029/2000JC000526). – С. 15,1–15,15. – <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2000JC000526>
11. Mironov Ye.U. Morphometric parameters of stamukhas in the Laptev Sea / Ye.U. Mironov, R.B. Guzenko, V.S. Porubaev et al. // Int. J. of Offshore and Polar Engineering. – 2019. – Т. 29. – № 4. – С. 383–390. – <https://doi.org/10.17736/ijope.2019.jc771>
12. Гузенко Р.Б. Комплексное исследование старых торосов в Северном Ледовитом океане / Р.Б. Гузенко, Е.У. Миронов, В.В. Харитонов и др. // Лед и снег. – 2020. – Т. 60. – № 3. – С. 431–444.

Data on the structure of level ice and ice ridge formations as an information resource for the design of offshore oil and gas facilities

V.A. Borodkin¹, V.V. Kharitonov^{1*}

¹ Arctic and Antarctic Research Institute, Bld. 38, St. Petersburg, Beringa street, 199397, Russian Federation

* E-mail: kharitonov@aari.ru

Abstract. Morphometric and strength characteristics of ice ridges and stamukhas are taken into account at the design stage when determining the normative values of ice loads on offshore engineering structures. The paper suggests a new concept of studying the process of ice formation, in which ice is considered as a complex, heterogeneous, changing in time and space under the influence of hydrometeorological factors system. This approach allows the entire ice cover of the Arctic Ocean to be represented as a set of sites with different “scenarios for the formation of level ice”, i.e. areas that differ in the conditions of ice formation. The “level ice scenario” becomes a kind of calling card of the water area, a matrix in which the changes that occur with ice during its existence from the moment of initial ice formation to destruction are recorded. The paper considers a methodology for obtaining the mass and size characteristics of large ice ridge formations based on thermal drilling with penetration rate recording and total station and sonar surveys of their upper and lower surfaces. Attention is focused on the features of processing and analyzing data on the internal structure of ice ridges and stamukhas. It is shown that the method of determining the average porosity of an ice ridge is similar to estimating the probability of finding a cavity inside an ice ridge at a given depth.

Keywords: ice formation scenario, ice ridge, stamukha, thermal drilling, consolidated layer, porosity.

References

1. MIRONOV, Ye.U., S.M. KOVALEV, Ye.I. MAKAROV. Ice surveys and research on the shelf of the Arctic and freezing seas of Russia [Ledovye izyskaniia i issledovaniia na shelfe arkticheskikh i zamerzaiushchikh morei Rossii] In: *Proc. of the 12th All-Russian Conf. of Survey Organizations "Prospects for the development of engineering surveys in construction in the Russian Federation"*, Moscow, 07–09 December 2016, pp. 580–584. (Russ.)
2. PAPUSHA, A.N. Design solutions for offshore oil and gas technologies for the development of hydrocarbon deposits in the Arctic [Proektnye resheniia dlia morskikh neftegazovykh tekhnologii osvoeniia uglevodorodnykh mestorozhdenii v Arktike]. *Vestnik MGTU imeni N.E. Baumana*, 2010, vol. 13, no. 4/1, pp. 764–779, ISSN 0236-3933 (Russ.).
3. MIRZOEV, D.A. *Fundamentals of offshore oil and gas business. Vol. 1: Development and operation of offshore oil and gas fields*: textbook [Osnovy morskogo neftegazovogo dela: Tom 1: Obustroistvo i ekspluatatsiia morskikh neftegazovykh mestorozhdenii: Uchebnik]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. (Russ.).
4. VERSHININ, S.A., P.A. TRUSKOV, K.V. KUZMICHEV. *The impact of ice on the Sakhalin shelf structures* [Voздеystvie l'da na sooruzheniia Sakhalinskogo shelfa] Moscow: Giprostroimost, 2005. (Russ.).
5. CHEREPANOV, N.V. Classification of ice of natural water ponds [Klassifikatsiya l'dov prirodnykh vodoyemov]. *Trudy AANII*, 1976, vol. 331, pp. 77–99, ISSN 0130-5123. (Russ.).
6. BORODKIN, V.A., A.S. PARAMZIN, S.V. KHOTCHENKOV. Joint application of a multicopter unmanned aerial vehicle and a scanning sonar to create a three-dimensional digital model of the ice feature relief [Sovmestnoye primeneniye bespilotnogo letatel'nogo apparata multirotnogo tipa i gidrolokatora krugovogo obzora dlia sozdaniya trekhmernoy tsifrovoy modeli relyefa ledovogo obyekta]. *Rossiiskie Poliarnye Issledovaniya*, 2018, vol. 4, pp. 31–35, ISSN 2218-5321. (Russ.). Available from: http://www.aari.ru/misc/publicat/sources/34/RPR-34el_1_30-34.pdf
7. MOREV, V.A., A.V. MOREV, V.V. KHARITONOV. *Method of determination of ice ridge and stamukha structure, ice features and boundaries of ice and ground* [Sposob opredeleniia struktury torosov i stamukh, svoistv l'da i granitsy l'da i grunta]. Inventors: MOREV, V.A., A.V. MOREV, V.V. KHARITONOV. Appl: no. 2153070, claimed 19 November 1998, published 20 July 2000, bul. no. 20. Patent RU 2153070 C1, MPK E21C 39/00 (2000.01), G01N 9/00 (2000.01).
8. TYSHKO, K.P., S.M. KOVALEV. The role of water-shuga layers in the growth of annual ice cover and the consolidation of ice ridges [Rol vodno-shugovykh sloyev v narastanii odnoletnego ledyanogo pokrova i konsolidatsii torosov]. *Russian Meteorology and Hydrology*, 2006, no. 8, pp. 72–82, ISSN 0130-2906. (Russ.).
9. SAZONOV, K.E. On the question of the porosity of the keel of the torus (about the article by V.V. Kharitonov) [K voprosu o poristosti kilya torosa (po povodu stati V.V. Kharitonova)]. *Problemy Arktiki i Antarktiki*, 2021, vol. 67, no. 1, pp. 60–66, ISSN 0555-2648. (Russ.). <https://doi.org/10.30758/0555-2648-2021-67-1-60-66>.
10. HØYLAND, K.V. Consolidation of first-year sea ice ridges. *J. of Geophysical Research*, 2002, vol. 107 (C6, 10.1029/2000JC000526), pp. 15,1–15,15, ISSN 0148-0227. <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2000JC000526>
11. MIRONOV, Ye.U., R.B. GUZENKO, V.S. PORUBAEV, et al. Morphometric parameters of stamukhas in the Laptev Sea. *Int. J. of Offshore and Polar Engineering*, 2019, vol. 29, no. 4, pp. 383–390, ISSN 1053-5381. <https://doi.org/10.17736/ijope.2019.jc771>
12. GUZENKO, R.B., Ye.U. MIRONOV, V.V. KHARITONOV, et al. Comprehensive study of old hummocks in the Arctic Ocean [Kompleksnoye issledovaniye starykh torosov v Severnom Ledovitom okeane]. *Led i Sneg*, 2020, vol. 60, no. 3, pp. 431–444, ISSN 2076-6734. (Russ.). DOI: 10.31857/S2076673420030050.

УДК 539.4

Промежуточные структуры при локальном разрушении морского льда

Н.М. Осипенко

Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Российская Федерация, 119526,
г. Москва, пр-т Вернадского, д. 101, корп. 1
osipnm@mail.ru

Тезисы. Морской лед при горизонтальном сжатии (поперек столбчатозернистой структуры) разрушается с образованием промежуточных структур разрушения, в которых основную роль играют локальные сдвиги по границам зерен и их оперение трещинами нормального разрыва (системы крыловидных трещин). В то же время, развитие локального сдвига по границам кристаллов как необходимый начальный этап разрушения представляет автономный локальный процесс, в котором участвуют элементы пограничной структуры кристаллов льда, такие как капиллярные поры, частично замкнутые и заполненные рассолом. В статье показан ряд элементов сценария развития такой промежуточной структуры в области сдвига.

Ключевые слова: морской лед, структура, прочность, разрушение, пористость.

Морской лед, образующийся в наиболее спокойном режиме, содержит вертикально ориентированные кристаллы и капиллярные поры, в том числе заполненные рассолом (тип В1 [1]). Характерные размеры капилляров (диаметр поперечного сечения 0,5...1 мм, длина 10...20 мм) меняются при изменении температуры льда [1, 2]. Прочность и характер разрушения морского льда зависят от направления нагрузки относительно ориентации кристаллов [3]. Изменение направления нагрузки может приводить к различным режимам и механизмам разрушения и, следовательно, к анизотропному поведению льда. Тем не менее еще остаются вопросы о механизмах, лежащих в основе этого явления для морского льда [4, 5]. Прочность льда на сжатие реализуется в режиме конкуренции между процессами релаксации напряжений и хрупким разрушением (распространением трещин), на что влияют как пористость, так и стеснение деформаций [6]. Оба вида разрушения начинаются с образования начальных нарушений. В морском ледяном покрове отмечено влияние на этот процесс исходной структуры соленого льда и содержания рассола [7–9].

Далее остановимся на механизме разрушения столбчатозернистого морского льда при нагружении поперек оси кристаллов (вдоль плоскости ледяного покрова). Среди основных механизмов разрушения льда при сжатии можно отметить развитие крыловидных трещин (*англ.* wing crack) и их систем. При этом выделяются этапы подготовки поверхности скольжения и развитие «крыльев» – трещин нормального разрыва на концах площадки скольжения, которые играют роль соединительных элементов в системе таких образований при формировании макроразрыва. Нарушения, формирующие сдвиг, преимущественно развиваются вдоль границ зерен [7, 10–12].

При подготовке площадок скольжения в морском льду могут реализоваться в меньшем масштабе механизмы локального разрушения, формирующие промежуточные структуры разрушения, в реализации которых принимают участие ячейки (капиллярные поры) с рассолом. При наблюдаемой концентрации субвертикальных капиллярных пор по границам кристаллов в морском льду они образуют ослабленные области, в которых разыгрываются локальные механизмы разрушения, формирующие промежуточные структуры разрушения. В целом система капилляров в однородно нагруженном упругом теле служит структурой, элементы которой способны преобразовать приложенные к телу внешние напряжения и определить его предельное состояние при механических нагрузках.

Начальная фаза разрушения в системе незаполненных пор

У большинства однородных и слабопористых хрупких материалов картина разрушения совпадает со сценарием развитой ранее модели магистральных разрывов, ориентированных вдоль главных сжимающих напряжений. Так, в гетерогенных средах и горных породах под действием одноосного сжатия основная роль принадлежит разрушению при локальном растяжении, вызванном структурными концентраторами напряжений [13–15 и др.]. Инициирование трещин происходит в областях локальных растягивающих напряжений в окрестности контура отверстия (поры) в направлении оси сжатия, что соответствует распределению нормальных упругих напряжений на контуре отверстия. В результате при внешнем сжатии в этой области образуется устойчиво развивающаяся трещина нормального разрыва. Разрушение – неустойчивое развитие магистральной трещины с образованием продольного магистрального разрыва вдоль оси нагружения – происходит при слиянии трещин, растущих от соседних пор [13–16]. Однако в условиях стеснения поперечных деформаций, ограниченности размеров областей с упорядоченным расположением пор и активизации иных форм локального разрушения это не единственный сценарий разрушения. В процессе разрушения при сжатии ледяного покрова и других структурированных сред, у которых возможна реализация нескольких механизмов деформации, к трещинам нормального разрыва, приуроченным к областям концентрации растяжения у границ пор, добавляются другие очаги разрушения исходной структуры, в частности, в областях концентрации сжатия. Коротко остановимся на специфике последних. В условиях интенсивных сжимающих нагрузок в пористых материалах проявляются формы разрушения, связанные с локализованным уплотнением за счет заполнения порового пространства или изменения его фазового или структурного состояний [17]. Инициирование такого вида разрушения может реализоваться в окрестности концентратора напряжений (поры, отверстия). В рассматриваемом сценарии важно, что локальная реализация одного механизма разрушения создает условия активизации другого механизма у того же отверстия. В модельной ситуации с системой отверстий выбор механизма формирования локальных очагов разрушения зависит

от ориентации цепочки отверстий относительно оси сжатия (в данном случае – от ориентации границы зерен).

Так, в модельных экспериментах на гипсовых образцах с рядом отверстий [18] при увеличении наклона цепочки отверстий относительно оси сжатия кроме инициирования нормального разрыва в областях концентрации растяжения начинает активно проявляться локализация разрушения и уплотнения в областях концентрации сжатия на контуре отверстий. При углах наклона цепочки отверстий $15^\circ \dots 25^\circ$ к трещинам нормального разрыва в окрестности отверстий, образующим эшелон, приуроченный к областям концентрации растяжения соседних отверстий, добавляются очаги разрушения (уплотнения) в форме локальных выколов в областях концентрации сжатия на контуре отверстий. Их совместное действие при росте трещин разрывов у соседних отверстий и соединении их с очагами повреждений при сжатии приводит к обособлению фрагментов материала между отверстиями, ограниченными этими нарушениями. На рис. 1 (см. а) показаны примеры образования цепочки отдельных, получающихся по такому механизму на образцах из гипса с рядом отверстий, моделирующих сквозные поры, при малых углах наклона ряда отверстий к оси сжатия ($\alpha = 25^\circ$). Там же показана ситуация разрушения при доминировании процесса локализованного уплотнения (см. рис. 1б, $\alpha = 55^\circ$). На рис. 1г приведены диаграммы нагружения, демонстрирующие различие предельных нагрузок при разрушении образующихся промежуточных структур в процессе сжатия. Можно видеть, что в первом случае эти нагрузки значительно меньше (в данном случае почти в 5 раз). Отметим также, что после инициирования трещин их развитие проходит в основном в устойчивом режиме, когда подрастание трещин требует увеличения нагрузки. Сброс нагрузки связан с разрушением образующейся системы нарушений (см. рис. 1в).

Система малых фрагментов, отделяющихся по сценарию, отраженному на рис. 1а, на линии отверстий, при продолжении деформирования образца формирует «третье тело» – потенциально подвижную структуру разрушения, активность которой при сдвиге (способность фрагментов к перекачиванию) характерна для дальнейшего взаимодействия между оставшимися ненарушенными блоками

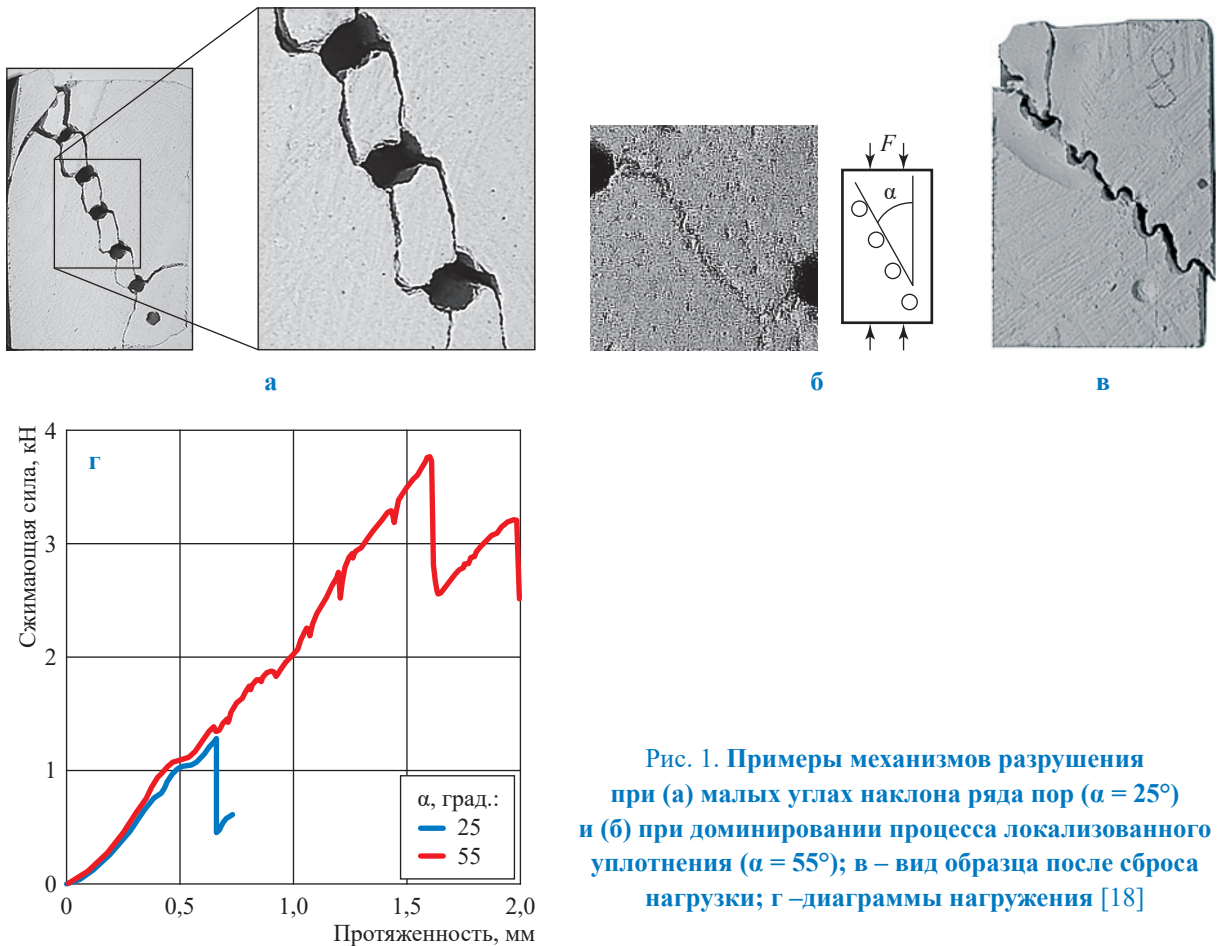


Рис. 1. Примеры механизмов разрушения при (а) малых углах наклона ряда пор ($\alpha = 25^\circ$) и (б) при доминировании процесса локализованного уплотнения ($\alpha = 55^\circ$); в – вид образца после сброса нагрузки; г – диаграммы нагружения [18]

образца. Локальный сдвиг по этой плоскости создает концентрацию напряжений в своих вершинах и возможность развития оперяющих трещин в образующейся системе wing crack. Эксперимент иллюстрирует правило выбора исходной структурой промежуточного механизма разрушения: для создания структуры, облегчающей сдвиг, активизируется локальное разрушение в системе пор в пограничных зонах кристаллов, имеющих оптимальный наклон к оси сжатия, обеспечивающий условия образования структуры третьего тела на будущей плоскости скольжения.

Разрушение при заполнении поры жидкостью

Среди факторов, влияющих на характер разрушения, необходимо отметить также вариации объемов при нагружении. Было показано, в частности, что при зарождении трещин с внутренними дефектами в структуре соленого льда из-за содержания рассола возникают локальные напряжения, вызванные внутренним давлением внутри полостей с рассолом

из-за падения температуры и изменения плотности воды при замерзании [11]. Далее рассмотрим ситуацию влияния заполнения на условия инициирования локального разрушения при сжатии.

Пусть в однородно нагруженном упругом теле (плоская деформация) имеется цилиндрическое отверстие, полностью заполненное жидкостью, причем границы отверстия непроницаемы. Такая система в масштабе нагружаемого тела может служить отдельным структурным элементом, способным преобразовать приложенные к телу внешние напряжения. В капиллярной поре морского льда реально может присутствовать жидкий рассол. Однако этот случай не исчерпывает сводимые к влиянию жидкого заполнения варианты сценариев разрушения. Если, например, нарушение связей между элементами структуры произошло в некоторой ограниченной области, причем образовавшаяся эффективная среда обладает подвижностью, ее можно в модельном приближении представить в виде жидкости, а эту область в целом – в виде полости (отверстия),

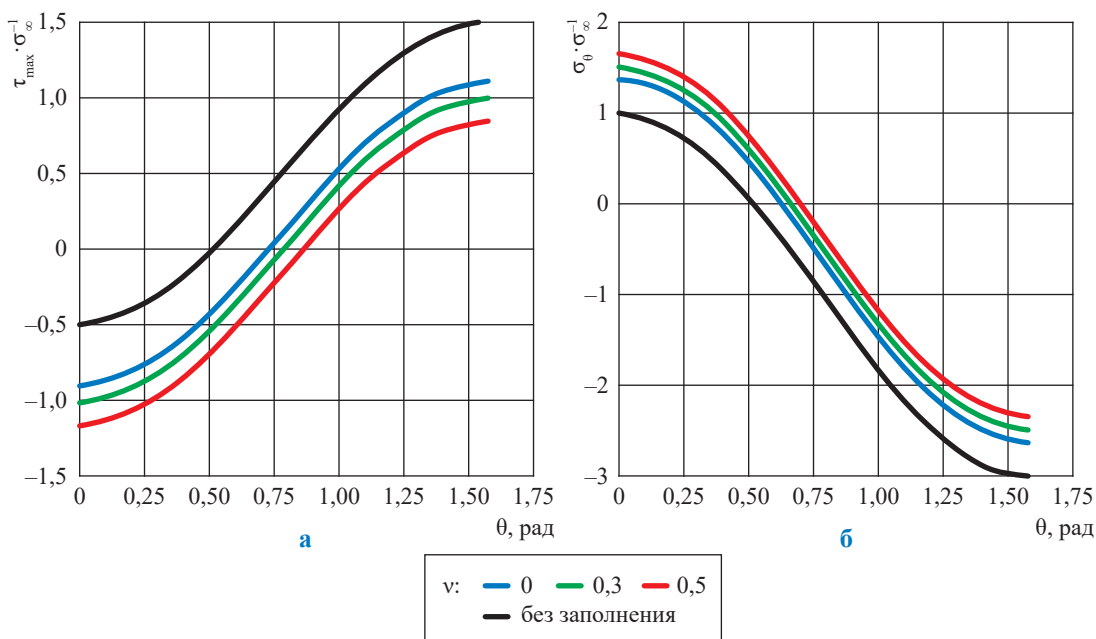


Рис. 2. Касательные (а) и нормальные (б) напряжения на контуре отверстия

заполненного эффективной жидкостью, способной трансформировать давление и влиять на механизм разрушения.

Поле напряжений в окрестности отверстия в случае близости объемных модулей упругости нагружаемого тела и жидкости в полярной системе координат (r, θ) имеет следующий вид [19]:

$$\begin{aligned} \sigma_r &= \frac{\sigma_{\infty}}{2} \left[-1 + \frac{a^2}{r^2} \frac{6\nu - 1}{6\nu - 5} + \left(1 - 4 \frac{a^2}{r^2} + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos 2\theta \right], \\ \sigma_{\theta} &= \frac{\sigma_{\infty}}{2} \left[-1 - \frac{a^2}{r^2} \frac{6\nu - 1}{6\nu - 5} + \left(1 + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos 2\theta \right], \\ \tau_{r\theta} &= -\frac{\sigma_{\infty}}{2} \left(1 + 2 \frac{a^2}{r^2} - 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \sin 2\theta, \end{aligned} \quad (1)$$

где угол θ отсчитывается от направления оси сжатия; σ_{∞} – внешние напряжения сжатия; ν – коэффициент Пуассона; a – радиус отверстия.

Распределение касательных (τ) и окружных (σ_{θ}) напряжений на границе заполненного отверстия по соотношениям (1) представлено на рис. 2. Для сравнения приведены данные для свободного отверстия (без заполнения). Можно видеть, что в случае упругого жидкого заполнения они значительно изменяются по сравнению с вариантом свободного отверстия, что должно сказываться на условиях инициирования разрушения в областях концентрации напряжений. Уровень касательных напряжений снижается, в то время как уровень нормальных напряжений возрастает.

Разрушение в окрестности отверстия

Рассмотрим схему разрушения – образование и рост трещин нормального разрыва под действием локального растяжения в окрестности заполненной поры. Наибольшая концентрация растягивающих напряжений на границе контура, как и в случае одноосного сжатия отверстия без внутреннего заполнения, наблюдается в точках $\theta = 0$ рад и $\theta = \pi$ рад. С увеличением нагрузки в этих местах вблизи контура отверстия может произойти инициирование разрывов, ориентированных вдоль направления сжатия (рис. 3). Такая задача для незаполненного отверстия рассматривалась ранее [4, 19, 20 и др.]. В случае присутствия заполнения на уровень давления в жидкости и, следовательно, на коэффициент интенсивности напряжений в вершине трещин влияет изменение объема,

связанное с появлением трещины. Последнее, в свою очередь, складывается из частей, отвечающих объемам трещины, приобретаемым под действием внешней нагрузки, и под влиянием внутреннего давления p со стороны заполнения. Учтем, что эффективная внешняя нагрузка на пору с трещиной при наличии внутреннего давления уменьшается примерно на величину этого давления.

$$\begin{cases} \Delta V_n = \Delta V - \Delta V_{cr}(\sigma_\infty - p_n) - \Delta V_{cr}(p_n); \\ p = \frac{\Delta V_n}{V_0} K, \end{cases} \quad (2)$$

где ΔV_n – суммарное изменение объема; ΔV – изменение объема поры, связанное с приложением нагрузки и внутреннего давления; $\Delta V_{cr}(\sigma_\infty - p_n)$ – изменение объема, связанное с появлением трещины без внутреннего давления; $\Delta V_{cr}(p_n)$ – изменение объема трещины, вызванное давлением в полости трещины; K – коэффициент объемного сжатия.

Можно выделить два варианта развития трещины.

Вариант 1: жидкость не выходит за границы отверстия (см. рис. 3б). Оценку раскрытия трещины в результате действия внешней нагрузки можно приближенно представить как раскрытие трещины нормального разрыва [21], вызванное некоторым эффективным внутренним давлением p^* :

$$u = p^* \frac{1 - \nu^2}{E} \sqrt{d^2 - x^2}; \quad p^* = \frac{K_1}{\sqrt{\pi d}} \quad (3)$$

или

$$u = \frac{K_1}{\sqrt{\pi d}} \frac{1 - \nu^2}{E} \sqrt{d^2 - x^2}, \quad (4)$$

где u – смещение; E – модуль упругости; $d = \ell + a$ (здесь: ℓ – длина трещины на контуре отверстия; a – радиус отверстия); K_1 – коэффициент интенсивности напряжений.

Существует несколько незначительно различающихся вариантов интерполяции численных решений для трещины, выходящей на контур кругового отверстия при сжатии ([22–24]). Воспользуемся одним из вариантов [22]:

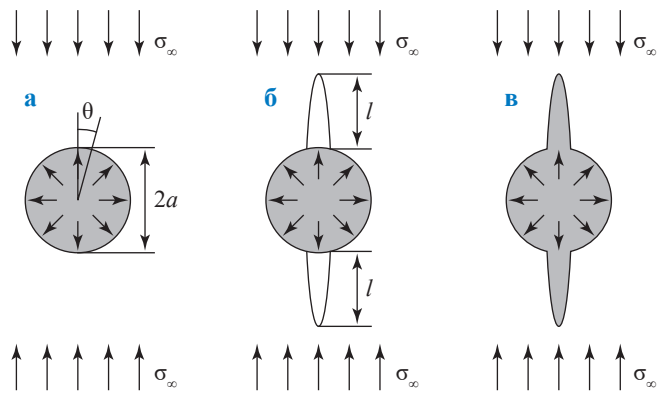


Рис. 3. Трещины в окрестностях заполненного отверстия (поры): а – исходное состояние; б – жидкость не выходит за границы отверстия; в – жидкость заполняет трещину

$$K_1 = \frac{1,1L^{0,5}(\sigma_\infty - p_n)}{(1 + L)^{3,3}} \sqrt{\pi a}, \quad L = \frac{1}{a}, \quad (5)$$

где p_n – давление в полости отверстия.

Выражение для смещений (4) приобретает вид

$$u = \frac{1 - \nu^2}{E} \sqrt{d^2 - x^2} \frac{1,1L^{0,5}(\sigma_\infty - p_n)}{(1 + L)^{3,3}} \sqrt{\frac{a}{d}}. \quad (6)$$

Интегрируя смещения по длине трещины, получаем оценку искомого объема:

$$\Delta V_{cr}^{(1)} \approx 2 \frac{1 - \nu^2}{E} \frac{1,1L^{0,5}(\sigma_\infty - p_n)a^2}{(1 + L)^{3,8}} \times [\sqrt{L(L + 2)} + (L + 1)^2 \arcsin(L(L + 2))^{-0,5}]. \quad (7)$$

Учтем, что описываемый процесс активизируется и объем полости меняется, только когда размер эффективной трещины становится больше диаметра отверстия, поэтому из уравнения (7) нужно вычесть часть, связанную с раскрытием трещины при тех же условиях, когда ее размер меньше диаметра отверстия:

$$\Delta V_{cr}^{(2)} \approx \frac{1 - \nu^2}{E} \frac{1,1L^{0,5}(\sigma_\infty - p_n)\pi a^2}{(1 + L)^{3,3}}. \quad (8)$$

Объем $\Delta V_{cr}(p_n)$ оценим, используя решение задачи о смещении границы полуплоскости при действии равномерно распределенной нагрузки на некотором участке [25]:

$$u_x = -\frac{1 - \nu^2}{\pi E} p_n \times \left[(x + a) \ln \left(\frac{x + a}{a} \right)^2 - (x - a) \ln \left(\frac{x - a}{a} \right)^2 \right] + C, \quad (9)$$

постоянная C находится из условия $u_x = 0$ при $x = d$;

$$C = \frac{1-\nu^2}{\pi E} p_n \left[(d+a) \ln \left(\frac{d+a}{a} \right)^2 - (d-a) \ln \left(\frac{d-a}{a} \right)^2 \right]. \quad (10)$$

Интересующий объем располагается в пределах отверстия, поэтому проинтегрируем смещения в его границах:

$$\Delta V_{\text{cr}}(p_n) = 2 \int_{-a}^a u_x dx = \frac{4(1-\nu^2)}{\pi \pi E} p_n a^2 [(2+L) \ln(2+L)^2 - L \ln L^2 - 1]. \quad (11)$$

Формулы (7), (8) и (11) позволяют записать выражение для полного изменения объема и найти давление в полости отверстия:

$$p_n = \sigma_{\infty} \left[\frac{2}{5-6\nu} - \frac{1-\nu^2}{3(1-2\nu)} D \right] \left[1 + \frac{1-\nu^2}{3(1-2\nu)} \left(D + \frac{4}{\pi^2} B \right) \right]^{-1},$$

$$B = (2+L) \ln(2+L)^2 - L \ln L^2 - 1, \quad (12)$$

$$D = \frac{1,1L^{0,5}}{(1+L)^{3,3}} \left[\frac{2}{\pi(1+L)^{0,5}} \left(\sqrt{L(L+2)} + (L+1)^2 \arctg \left(\frac{1}{\sqrt{L(L+2)}} \right) \right) - 1 \right].$$

Найденное значение давления позволяет оценить коэффициент интенсивности напряжений в вершине трещины с учетом давления в полости отверстия:

$$K_1 = K_1(\sigma_{\infty} - p_n) + K_1(p_n), \quad (13)$$

где $K_1(\sigma_{\infty} - p_n)$ – коэффициент интенсивности напряжений от действия скорректированной внешней нагрузки на отверстие с трещиной (см. формулу (5)); $K_1(p_n)$ – коэффициент интенсивности напряжения, вызванного давлением жидкости по диаметру отверстия.

Оценим $K_1(p_n)$ из решения задачи о нагружении трещины давлением на ограниченной площадке, размер которой соответствует размеру отверстия [21]:

$$K_1(p_n) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} p_n \sqrt{a(1+L)} \cdot \arcsin(1+L)^{-1}. \quad (14)$$

Иллюстративный расчет для этого варианта при $\nu = 0,3$ приведен на рис. 4 (см. зеленую кривую). Для сравнения там же приведена зависимость $K_1(L)$, полученная для отверстия без заполнения.

Вариант 2 – жидкость заполняет все пространство трещины (см. рис. 3в) – рассмотрен ранее [19]. Согласно этой оценке суммарный коэффициент интенсивности напряжений выглядит следующим образом:

$$K_1 = K_1(\sigma_{\infty} - p_n) + K_1(p_n) = \sqrt{\pi a} \left[\frac{1,1L^{0,5}(\sigma_{\infty} - p_n)}{(1+L)^{3,3}} + p_n \sqrt{1+L} \right]. \quad (15)$$

Расчет примера этого варианта заполнения представлен на рис. 4, где можно видеть, что, как и в случае незаполненной поры [22, 24], коэффициент интенсивности напряжений для поры с заполнением изменяется немонотонно и имеет максимум в области малых значений параметра L . Отсюда ожидаемый режим развития на основном диапазоне размеров L устойчивый, что было отмечено в эксперименте.

Заключение

Проведем некоторые оценки. Удельная масса рассола в морском льду в диапазоне температуры $-10 \dots -20$ °C находится на уровне $150 \dots 200$ г/кг [26]. Это примерно соответствует такому же соотношению объемов рассола и твердой фазы. Соответственно, в плоском образце со сквозными цилиндрическими порами в таком варианте отношение среднего расстояния между центрами

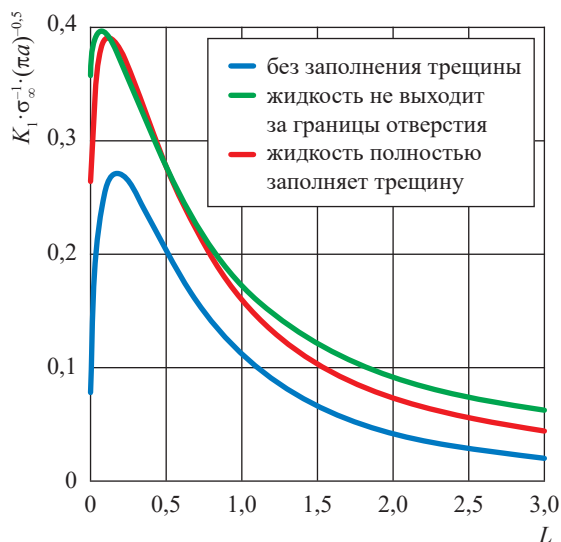


Рис. 4. Характер развития трещин при одноосном сжатии пластины с отверстием

пор к их диаметрам составит примерно 3...4. Отсюда ожидаемый параметр L для трещин к моменту их слияния в сценарии нормального разрыва (для $\alpha = 25^\circ \dots 40^\circ$) будет находиться на уровне 2...3. В этом диапазоне L согласно рис. 4 значение K_I для варианта заполнения в пределах отверстия в 2,5 раза больше, чем для трещины без заполнения, а для полного

заполнения – в 2 раза. Таким образом, присутствие заполнения повышает склонность к развитию трещин в структуре морского льда, причем это влияние возрастает по мере роста трещин.

Рассмотренные примеры показывают, что существуют варианты сценария разрушения в зависимости от характера заполнения капилляров жидкостью (рассолом) и их взаимного расположения. В частности, в замкнутых заполненных жидкостью порах при сжатии возникает внутреннее давление, усиливающее локальное растяжение на границе поры и способствующее развитию трещин нормального разрыва.

Заполнение повышает уровень коэффициента интенсивности напряжений в вершине трещин в окрестности пор, т.е. склонность материала к хрупкому разрушению. Кроме того, обращает внимание близость значений коэффициента интенсивности напряжений для двух рассмотренных вариантов заполнения – в пределах начального контура поры и вместе с растущим объемом трещины, по крайней мере, в области относительно коротких трещин ($L < 1$). Следовательно, в этой области значений L характер растекания жидкости при заполнении практически не влияет на условия разрушения. При больших длинах трещин более опасным является вариант, когда заполняющая жидкость не вытекает за контур отверстия.

Список литературы

1. Тышко К.П. Кристаллическое строение морского ледяного покрова / К.П. Тышко, Н.В. Черепанов, В.И. Федотов. – СПб.: Гидрометеоздат, 2000. – 66 с.
2. Schulson E.M. Brittle failure of ice / E.M. Schulson // *Engineering Fracture Mechanics*. – 2001. – Т. 68. – № 17–18. – С. 1839–1887. – DOI: 10.1016/S0013-7944(01)00037-6.
3. Gao Z. A generalized anisotropic failure criterion for geomaterials / Z. Gao, J. Zhao, Y. Yao // *International Journal of Solids and Structures*. – 2010. – Т. 47. – № 22. – С. 3166–3185. – DOI: 10.1016/j.ijsolstr.2010.07.016.
4. Ji S. Influence of the loading direction on the uniaxial compressive strength of sea ice based on field measurements / S. Ji, X. Chen, A. Wang // *Annals of Glaciology*. – 2020. – Т. 61. – № 82. – С. 86–96. – <https://doi.org/10.1017/aog.2020.14>.
5. Timco G.W. Confined compression test: outlining the failure envelope of columnar sea ice / G.W. Timco, R.M.W. Frederking // *Cold Regions Science and Technology*. – 1986. – № 12. – С. 13–28.
6. Li Z. Experimental study on the effect of porosity on the uniaxial compressive strength of sea ice in Bohai Sea / Z. Li, L. Zhang, P. Lu et al. // *Science China Technological Sciences*. – 2011. – Т. 54. – № 9. – С. 2429–2436.
7. Smith T.R. Brittle compressive failure of salt-water columnar ice under biaxial loading / T.R. Smith, E.M. Schulson // *Journal of Glaciology*. – 1994. – Т. 40. – № 135. – С. 265–276.
8. Gupta V. A progressive damage model for failure by shear faulting in polycrystalline ice under biaxial compression / V. Gupta, J.S. Bergström // *International Journal of Plasticity*. – 2002. – Т. 18. – № 4. – С. 507–530.

9. Picu R.C. Crack nucleation in columnar ice due to elastic anisotropy and grain boundary sliding / R.C. Picu, V. Gupta // *Acta Materialia*. – 1995a. – Т. 43. – № 10. – С. 3783–3789.
10. Picu R.C. Observations of crack nucleation in columnar ice due to grain boundary sliding / R.C. Picu, V. Gupta // *Acta Materialia*. – 1995b. – Т. 43. – № 10. – С. 3791–3797.
11. Picu R.C. Crack nucleation mechanism in saline ice / R.C. Picu, V. Gupta, H.J. Frost // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. – 1994. – Т. 99. – № B6. – С. 11775–11786. – <https://doi.org/10.1029/94JB00685>
12. Kuehn G.A. The mechanical properties of saline ice under uniaxial compression / G.A. Kuehn, E.M. Schulson // *Annals of Glaciology*. – 1994. – Т. 19. – С. 39–48.
13. Гольдштейн Р.В. Структуры в процессах разрушения / Р.В. Гольдштейн, Н.М. Осипенко // *Изв. РАН. МТТ*. – 1999. – № 5. – С. 49–71.
14. Гольдштейн Р.В. Разрушение при сжатии // *Успехи механики*. – 2003. – Т. 2. – № 2. – С. 3–20.
15. Goldstein R.V. Some questions on ice and ice cover fracture in compression / R.V. Goldstein, N.M. Osipenko // *Ice-structure interaction: IUTAM-IAHR Symp. St. John's, New Foundland, Canada*. – Berlin; Heidelberg: Springer-Verl., 1991. – С. 251–266.
16. Lajtai E.Z. The collapse of cavities / E.Z. Lajtai, V.N. Lajtai // *Intern. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.* – 1975. – № 12. – С. 81–86.
17. Haimson B. Compaction bands and the formation of slot-shaped breakouts in St. Peter sandstone / B. Haimson, A. Klaetsch // *Geological Society, London*. – 2007. – Т. 284. – № 1. – С. 89–105.
18. Мокряков В.В. Моделирование упорядоченного разрушения двухмасштабной пористой среды при сжатии / В.В. Мокряков, Н.М. Осипенко // *Известия Российской академии наук. Механика твердого тела*. – 2020. – № 4. – С. 115–125.
19. Гольдштейн Р.В. Некоторые вопросы механики прочности морского льда / Р.В. Гольдштейн, Н.М. Осипенко // *Физ. мезомех.* – 2014. – Т. 17. – № 6. – С. 59–69.
20. Никитин Л.В. Механика отрывного разрушения сжатых газонасыщенных горных пород / Л.В. Никитин, В.П. Одинцев // *Изв. АН СССР МТТ*. – 1988. – № 6. – С. 135–144.
21. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения / Г.П. Черепанов. – М.: Наука, 1974. – 640 с.
22. Sammis C.G. The failure of brittle porous solids under compressive stress states / C.G. Sammis, M.F. Ashby // *Acta Metallurgica*. – 1986. – Т. 34. – № 3. – С. 511–526.
23. Черепанов Г.П. Механика разрушения горных пород в процессе бурения / Г.П. Черепанов. – М.: Недра, 1987. – 308 с.
24. Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений / под ред. Ю. Мураками. – М.: Мир, 1990. – 448 с.
25. Джонсон К. Механика контактного взаимодействия / К. Джонсон. – М.: Мир, 1989. – 510 с.
26. Назинцев Ю.Л. Фазовый состав и теплофизические характеристики морского льда / Ю.Л. Назинцев, В.В. Панов. – СПб.: Гидрометеиздат, 2000. – 83 с.

Intermediate structures at local fracturing of seawater ice

N.M. Osipenko

Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences (IPMech RAS),
Block 1, Bld. 101, prospect Vernadskogo, Moscow, 119526, Russian Federation
osipnm@mail.ru

Abstract. When horizontally compressed (across the columnar-granulated structure), the seawater ice deteriorates with forming of the intermediate breaking structures, where the local shift faults along the grain boundaries and their “plumage” with tensile cracks (a wing crack system) are the major actors. Meanwhile, evolution of a local shift fault along the crystal boundary as a necessary initial stage of breaking-out is the autonomous local process, where the elements of the ice crystal borderline structure participate. These are the partially enclosed capillary pores filled with the salt brine. The paper highlights few scenarios how such an intermediate structure develops within the shift fault area.

Keywords: sea ice, structure, strength, fracturing, porosity.

References

1. TYSHKO, K.P., N.V. CHEREPANOV, V.I. FEDOTOV. *Crystalline structure of seawater ice floe* [Kristallicheskoye stroeniye morskogo ledyanogo pokrova]. St. Petersburg: Gidrometeoizdat, 2000. (Russ.).
2. SCHULSON, E.M. Brittle failure of ice. *Engineering Fracture Mechanics*, 2001, vol. 68, no. 17–18, pp. 1839–1887, ISSN 0013-7944. DOI: 10.1016/S0013-7944(01)00037-6.
3. GAO, Z., J. ZHAO, Y. YAO. A generalized anisotropic failure criterion for geomaterials. *International Journal of Solids and Structures*, 2010, vol. 47, no. 22, pp. 3166–3185, ISSN 0020-7683. DOI: 10.1016/j.ijsolstr.2010.07.016.
4. JI, S., X. CHEN, A. WANG. Influence of the loading direction on the uniaxial compressive strength of sea ice based on field measurements. *Annals of Glaciology*, 2020, vol. 61, no. 82, pp. 86–96, ISSN 0260-3055. <https://doi.org/10.1017/aog.2020.14>.
5. TIMCO, G.W., R.M.W. FREDERKING. Confined compression test: outlining the failure envelope of columnar sea ice. *Cold Regions Science and Technology*, 1986, no. 12, pp. 13–28, ISSN 0165-232X.
6. LI, Z., L. ZHANG, P. LU et al. Experimental study on the effect of porosity on the uniaxial compressive strength of sea ice in Bohai Sea. *Science China Technological Sciences*, 2011, vol. 54, no. 9, pp. 2429–2436, ISSN 1674-7321.
7. SMITH, T.R., E.M. SCHULSON. Brittle compressive failure of salt-water columnar ice under biaxial loading. *Journal of Glaciology*, 1994, vol. 40, no. 135, pp. 265–276, ISSN 0022-1430.
8. GUPTA, V., J.S. BERGSTRÖM. A progressive damage model for failure by shear faulting in polycrystalline ice under biaxial compression. *International Journal of Plasticity*, 2002, vol. 18, no. 4, pp. 507–530, ISSN 0749-6419.
9. PICU, R.C., V. GUPTA. Crack nucleation in columnar ice due to elastic anisotropy and grain boundary sliding. *Acta Materialia*, 1995a, vol. 43, no. 10, pp. 3783–3789, ISSN 1359-6454.
10. PICU, R.C., V. GUPTA. Observations of crack nucleation in columnar ice due to grain boundary sliding. *Acta Materialia*, 1995b, vol. 43, no. 10, pp. 3791–3797, ISSN 1359-6454.
11. PICU, R.C., V. GUPTA, H.J. FROST. Crack nucleation mechanism in saline ice. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1994, vol. 99, no. B6, pp. 11775–11786. <https://doi.org/10.1029/94JB00685>
12. KUEHN, G.A., E.M. SCHULSON. The mechanical properties of saline ice under uniaxial compression. *Annals of Glaciology*, 1994, vol. 19, pp. 39–48, ISSN 0260-3055.
13. GOLDSHTEIN R.V., N.M. OSIPENKO. Structure in fracture processes [Struktury v protsessakh razrusheniya]. *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk. Mekhanika Tverdogo Tela*, 1999, no. 5, pp. 49–71, ISSN 1026-3519. (Russ.).
14. GOLDSHTEIN R.V. Breakdown along with compression [Razrusheniye pri szhatii]. *Uspekhi Mekhaniki*, 2003, vol. 2, no. 2, pp. 3–20, ISSN 1684-0429. (Russ.).
15. GOLDSTEIN, R.V., N.M. OSIPENKO. Some questions on ice and ice cover fracture in compression. In: *Ice-structure interaction: IUTAM-IAHR Symp.* St. John's, New Foundland, Canada. Berlin; Heidelberg: Springer-Verl., 1991, pp. 251–266.
16. LAJTAI, E.Z., V.N. LAJTAI. The collapse of cavities. *Intern. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.*, 1975, no. 12, pp. 81–86, ISSN 1365-1609.
17. HAIMSON, B., A. KLAETSCH. Compaction bands and the formation of slot-shaped breakouts in St. Peter sandstone. *Geological Society, London*, 2007, vol. 284, no. 1, pp. 89–105, ISSN 0305-8719.
18. MOKRYAKOV, V.V., N.M. OSIPENKO. Modelling normalized demolition of a binary-scaled porous medium when it is compressed [Modelirovaniye uporydochennogo razrusheniya dvukhmasshtabnoy poristoy sredy pri szhatii]. *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk. Mekhanika Tverdogo Tela*, 2020, no. 4, pp. 115–125, ISSN 1026-3519. (Russ.).
19. GOLDSHTEIN R.V., N.M. OSIPENKO. Some issues of strength mechanics for seawater ice [Nekotoryye voprosy mekhaniki prochnosti morskogo lda]. *Fizicheskaya Mezomekhanika*, 2014, vol. 17, no. 6, pp. 59–69, ISSN 1683-805X. (Russ.).
20. NIKITIN, L.V., V.P. ODINTSEV. Mechanics of breakout for compressed gas-saturated rocks [Mekhanika otrivnogo razrusheniya szhatykh gazonasyshchennykh gornykh porod]. *Izvestiya Akademii Nauk SSSR. Mekhanika Tverdogo Tela*, 1988, no. 6, pp. 135–144.
21. CHEREPANOV, G.P. Mechanics of fragile breaking [Mekhanika khрупkogo razrusheniya]. Moscow: Nauka, 1974. (Russ.).
22. SAMMIS, C.G., M.F. ASHBY. The failure of brittle porous solids under compressive stress states. *Acta Metallurgica*, 1986, vol. 34, no. 3, pp. 511–526, ISSN 0001-6160.
23. CHEREPANOV, G.P. *Mechanics of rock fracturing in course of drilling* [Mekhanika razrusheniya gornykh porod v protsesse bureniya]. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
24. MURAKAMI, Y. (ed.). *Stress intensity factors handbook* [Spravochnik po koeffitsiyentam intensivnosti napryazheniy]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1990. (Russ.).
25. JOHNSON, K. *Mechanics of contact interaction* [Mekhanika kontaktного vzaimodeystviya]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1989. (Russ.).
26. NAZINTSEV, Yu.L., V.V. PANOV. *Phase composition and thermophysical characteristics of sea ice* [Fazovyy sostav i teplofizicheskiye kharakteristiki morskogo lda]. St. Petersburg: Gidrometeoizdat, 2000. (Russ.).

УДК 629.584:553.98

Разработка модульно-унифицированных систем управления манипуляторными комплексами и автономными необитаемыми подводными аппаратами интервенционного класса для решения задач автоматического пробоотбора грунта

А.М. Маевский^{1,2*}, В.Ю. Занин¹

¹ АО «НПП ПТ «Океанос», Российская Федерация, 194295, г. Санкт-Петербург, б-р Поэтический, д. 2, литер А, пом. 1384

² ЮФУ, Российская Федерация, 344006, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, ул. Большая Садовая, д. 105/42

* E-mail: maevskiy_andrey@mail.ru

Ключевые слова: интервенционный подводный аппарат, АНПА, система управления, отбор проб грунта, резидентные подводные технологии.

Тезисы. 24 января 2020 г. ученые Океанографического института в Вудс-Хоуле (*англ.* Woods Hole Oceanographic Institution) осуществили погружение гибридного необитаемого подводного аппарата Neried в Эгейском море на глубину более 500 м для исследования подводного вулкана Колумбо. Во время работ также впервые осуществлен автоматический отбор проб грунта в условиях открытого моря. Подобные исследования крайне важны с точки зрения освоения океана и шельфовой зоны. Дно морей и океанов – одна из самых биологически разнообразных и наименее изученных экосистем на планете, при этом подвергающаяся интенсивным прямым и косвенным воздействиям жизнедеятельности человечества. Контроль и оценка результатов этого воздействия требует применения робототехнических комплексов, в том числе для отбора проб грунта, биологических организмов и др.

В статье описываются результаты, достигнутые учеными и инженерами компании АО «НПП ПТ «Океанос» в сфере проектирования и применения легкого интервенционного автономного необитаемого подводного аппарата, предназначенного для взятия проб грунта. Полученные результаты исследований и натурных испытаний доказывают возможность применения разработанной технологии и устройства в режимах реальной эксплуатации.

Сегодня подводная робототехника широко применяется в сфере исследования и освоения дна морей и океанов. Например, Океанографический институт в Вудс-Хоуле в январе 2020 г. организовал погружение своего гибридного телеуправляемого подводного аппарата (ТНПА) Neried в Эгейском море в районе о-ва Санторини, где на глубине более 500 м ТНПА осуществил забор проб грунта (рис. 1). Целями исследования являлись изучение автоматической работы заборного устройства и получение данных о загрязненных породах и осадках в окрестностях вулкана Колумбо [1].

Другая зарубежная разработка – специализированный гибкий манипулятор (рис. 2), установленный на подводном обитаемом аппарате Triton 3К3.



Рис. 1. Выполнение ТНПА Neried работ по забору фракций грунта



Рис. 2. Выполнение работ гибким манипулятором в районе архипелага Фернанду-ди-Норонья (Бразилия)

Это корпоративный проект 2018–2020 гг. Кембриджского института и других научных лабораторий. Комплекс позволяет осуществлять высокоточные операции на основе движений кисти оператора. Технология обеспечивает забор хрупких биологических проб, таких, например, как кораллы [2].

В РФ подобные работы на базе отечественных разработок единичны. Так, с 2016 г. АО «НПП ПТ «Океанос» ведет разработку автоматизированного подводного манипуляторного комплекса (МК) для телеуправляемой и автономной подводной робототехники, который в части телеуправляемой тематики коммерциализован для самоходного подводного аппарата из состава комплекса «Александрит-ИСПУМ-Э» АО «ГНПП «Регион», а в части автономной тематики прошел успешное апробирование в рамках натурных испытаний на полигоне подводной робототехники испытательного бассейна ФГБОУ ВО СПбГМТУ. Данная работа ведется в рамках развития направления резидентных подводных технологий, в том числе разработки легкого интервенционного автономного обитаемого подводного аппарата (ЛИ АНПА) [3–5].

Применение резидентных технологий в морской нефтегазодобывающей отрасли

Резидентная робототехника – новейший класс морских робототехнических комплексов, функционирующих в составе донной инфраструктуры нефтегазового месторождения. Как правило, аппараты такого рода базируются на донных станциях и имеют возможность как дистанционного, так и автономного управления. Разработанное программное обеспечение должно быть адаптивным и реконфигурируемым для оперативного изменения под формирующиеся задачи. На данный момент к уровню практической реализации в мире

подошло только несколько компаний: норвежская компания IKM Subsea & Technology с аппаратом Merlin UCV, американская компания Oceaneering Int. с аппаратами Freedom и E-ROV, шведская компания Saab Seaeeye с аппаратом Sabertooth и итальянская компания Saipem с аппаратом Hydrone-R (рис. 3). Перечисленные аппараты имеют на борту различные по имеющимся степеням свободы манипуляторные комплексы для осуществления работ, связанных с сервисным обслуживанием донной инфраструктуры месторождений.

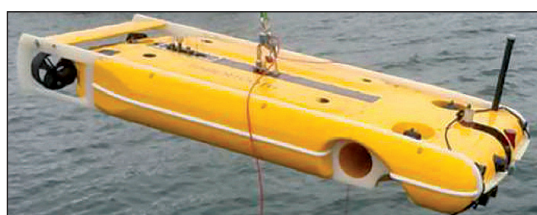
Аппараты такого типа обычно осуществляют следующие работы:

- обследование и инспекцию элементов подводной инфраструктуры (трубопроводов, подводных добывающих комплексов (ПДК)) [6];
- сервисное обслуживание подводных панелей ПДК [7];
- исследование дна, поиск месторождений полезных ископаемых, в том числе углеводородов [8];
- отбор проб грунта [9].

Все перечисленные работы крайне сложны и трудоемки, требуют комплексного решения многих задач. Так, необходимо обеспечить корректное управление как АНПА, так и установленным на борту МК. Многие системы на сегодняшний момент спроектированы таким образом, что подразумевают частичное вмешательство оператора в процесс управления аппаратом. Однако сфера резидентных технологий предполагает максимальную автоматизацию. Исходя из этого перед разработчиками ставятся многочисленные задачи, связанные с необходимостью обеспечить полноценное автономное функционирование аппарата в неизвестной динамически изменяющейся среде с возможными статическими и движущимися препятствиями.



Рис. 3. Резидентные аппараты зарубежных компаний



Разработка системы управления манипуляторным комплексом

Для обеспечения безопасной работы МК на борту ЛИ АНПА необходимо предварительно решить задачу определения допустимых рабочих положений МК и сформировать области ограничений, включая форму корпуса ЛИ АНПА и возможных внешних препятствий. Кроме того, важно создать систему автоматического управления (САУ) МК, способную обрабатывать заданные положения в режиме реального времени, с возможностью ее будущего совершенствования и добавления алгоритмов обхода препятствий.

Задачу определения зон ограничений ЛИ АНПА решали методом сеточной триангуляции модели. Разработанная трехмерная модель аппарата в среде Matlab была преобразована в триангуляционную модель, состоящую из сформированных массивов элементов и узлов (рис. 4). Для проверки работоспособности алгоритма в разработанной симуляционной модели сформирована точка проверки Check Point, после задания которой осуществляется проверка нахождения данной точки внутри триангуляционной модели.

Алгоритм проверки следующий (рис. 5):

- 1) строится замкнутая модель триангуляции аппарата, в структуре данных которой хранится информация о гранях F и вершинах P в трехмерных координатах x, y, z для каждой грани;
- 2) на основании полученных данных из массивов триангуляционная модель заполняется вокселями, после чего формируется массив всех внутренних вокселей модели;
- 3) сформированные воксели состоят из шести прямоугольных полигонов;
- 4) от имеющейся точки строятся лучи по направлениям к каждой вершине каждого полигона;
- 5) происходит проверка, находится ли луч на той же стороне ребра, что и противоположная вершина;
- 6) если условие 5 выполняется для всех ребер, то точка лежит в области модели.

На следующем этапе необходимо разработать общую симуляционную модель МК. В таблице представлены параметры D-H-матрицы рассматриваемого МК.

Механическая конструкция МК накладывает следующие ограничения на допустимые углы поворота θ каждого из сочленений:

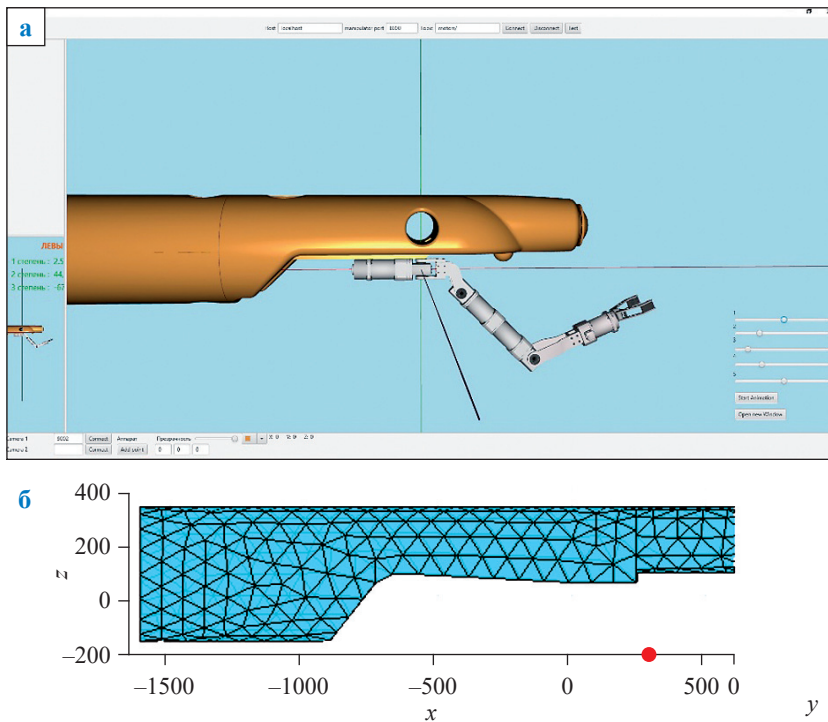


Рис. 4. 3D-модель передней части корпуса ЛИ АНПА (а) и ее триангуляционная модель в среде Matlab (б)

$$\begin{aligned} \theta_1 &= [-90;90]; \theta_2 = [-90;180]; \\ \theta_3 &= [-135;135]. \end{aligned} \quad (1)$$

Из полученной матрицы находят матрицы взаимосвязи всех сочленений манипулятора и его рабочего органа:

$$FK = [T_1^0, T_2^1, T_3^2]. \quad (2)$$

На основании полученных матриц можно вычислить координаты окончания каждого из сочленений:

$$\begin{aligned} Q_1 &= [FK(1,4), FK(1,8), FK(1,12)]; \\ Q_2 &= [FK(2,4), FK(2, 8), FK(2,12)]; \\ Q_3 &= [FK(3,4), FK(3, 8), FK(3,12)]. \end{aligned} \quad (3)$$

Система автоматического управления МК основана на методе псевдообратной кинематики на основе матрицы якобиана манипулятора. Для этого рассчитаем якобиан манипулятора по следующей формуле

$$J = [J_1; J_2; J_3], \quad (4)$$

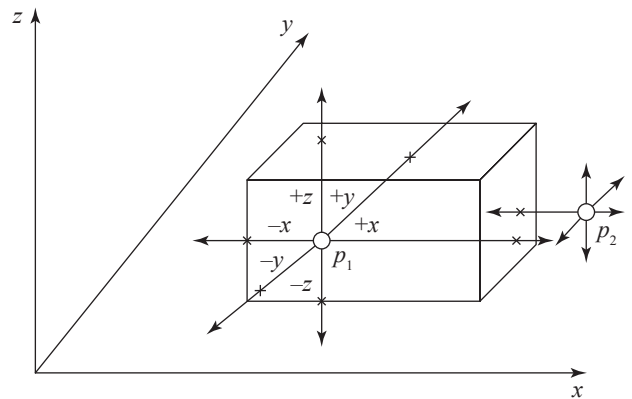


Рис. 5. Схема проверки нахождения точки внутри voxela триангуляционной модели ЛИ АНПА

Параметры матрицы Денавита – Хартенберга рассматриваемого МК

Сочленение	<i>a</i> , мм	Угол расположения звена относительно предыдущего звена, рад.	Смещение звена относительно предыдущего звена МК, мм	Угол поворота, рад.
1	193	$\pi/2$	-117	θ_1
2	552	0	0	θ_2
3	596	0	0	θ_3

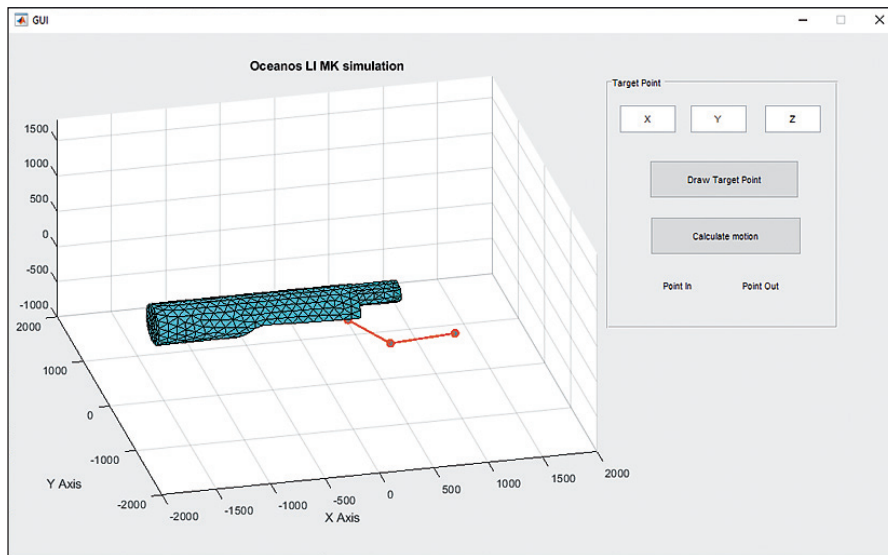


Рис. 6. Окно симуляции

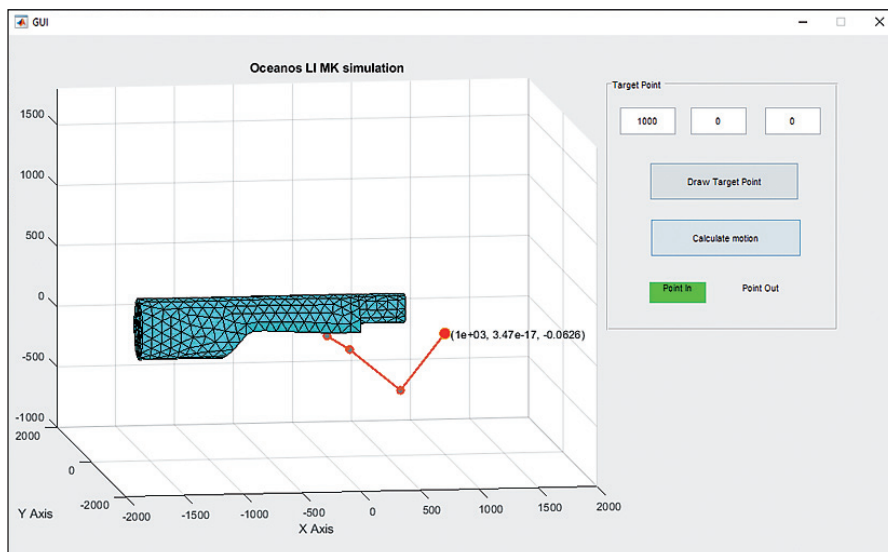
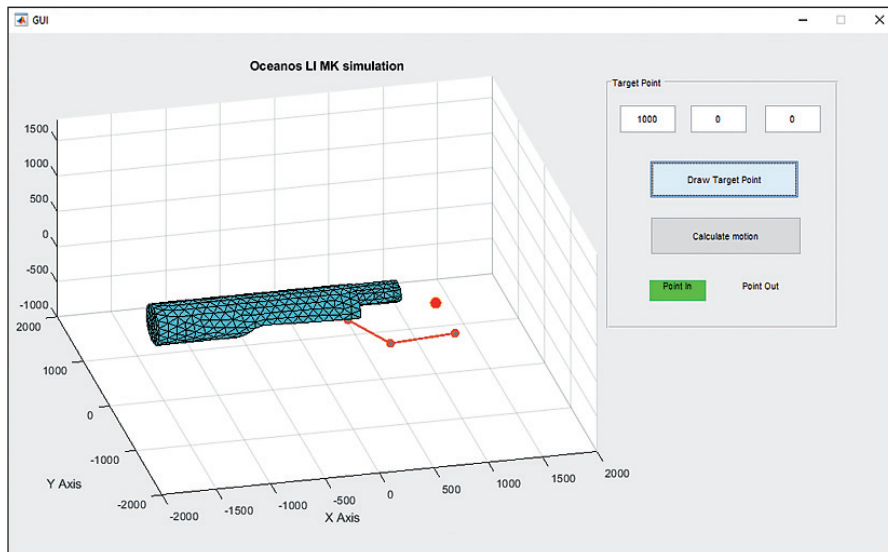


Рис. 7. Установка целевой точки в передней части ЛИ АНПА

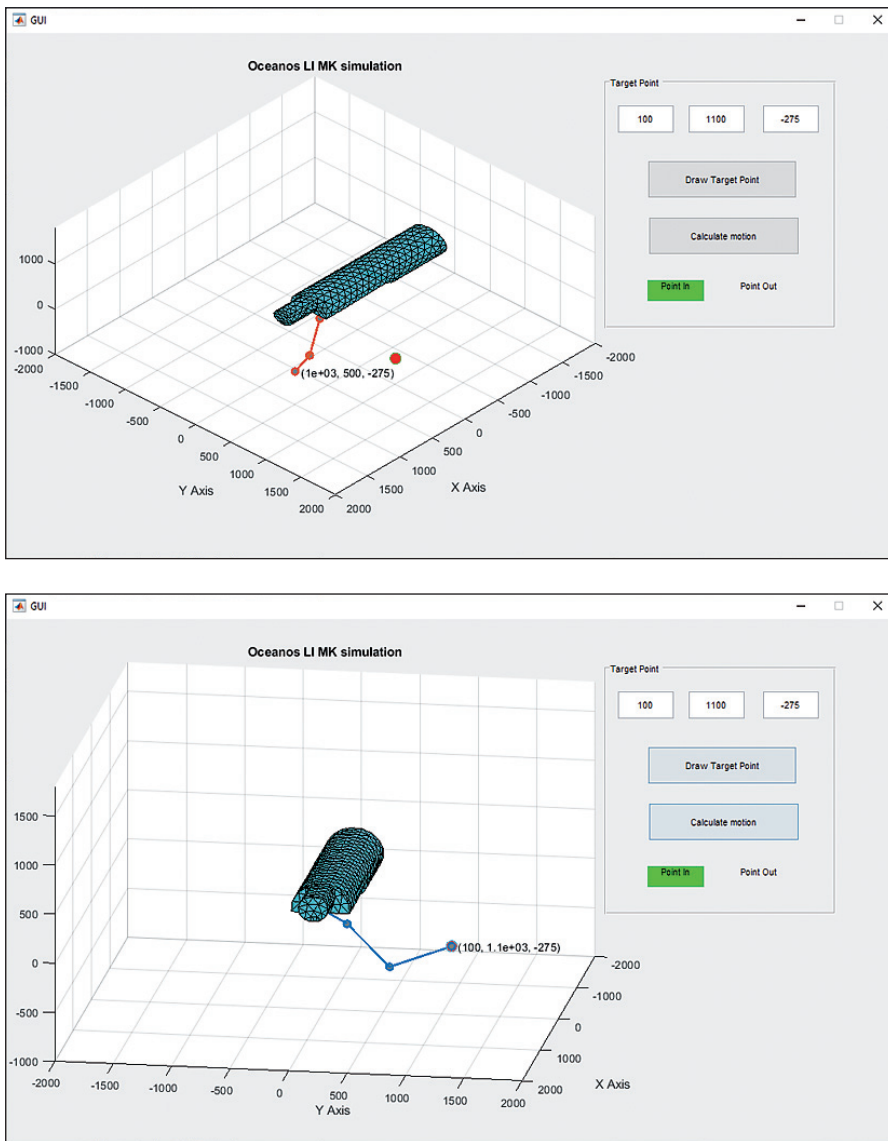


Рис. 7'. Установка целевой точки с левого борта ЛИ АНПА

где $J_i = \left[\frac{Z_{i-1}(O_n - O_{i-1})}{Z_{i-1}} \right]$, i – номер сочленения

МК; O_n – координаты рабочего органа манипулятора; Z_i – первые три элемента 3-й колонны матрицы T_i^0 ; O_i – первые три элемента 4-й колонны матрицы T_i^0 .

Поскольку матрица J квадратная размерностью 3×3 , то справедливым сочтем следующее выражение:

$$\dot{q} = J^{-1}(q)\dot{X}, \tag{5}$$

где \dot{X} – приращение координат x, y, z с равным шагом, найденное как $(\text{pos_target} - \text{pos_start})/k$; pos_target – целевая позиция рабочего органа МК; pos_start – стартовая

позиция рабочего органа МК; k – коэффициент шага приращения, фактически влияющий на угловую скорость перемещения манипулятора; J^{-1} – псевдообратная матрица МК. В ходе вычисления \dot{q} необходимо установить допустимый предел ошибки приращения $\epsilon = \min(\text{pos_target} - \text{pos_start}) = 10^{-2}$.

В результате разработан симулятор (рис. 6), позволяющий проверить работоспособность описанных алгоритмов управления.

На рис. 4 видно, что манипулятор всегда находится в начальном положении $q_{\text{start}} = [0; -45; 50]$. Данное положение выбрано как начальное рабочее. Зададим ряд целевых точек pos_start различного положения в пространстве. Некоторые из этих точек

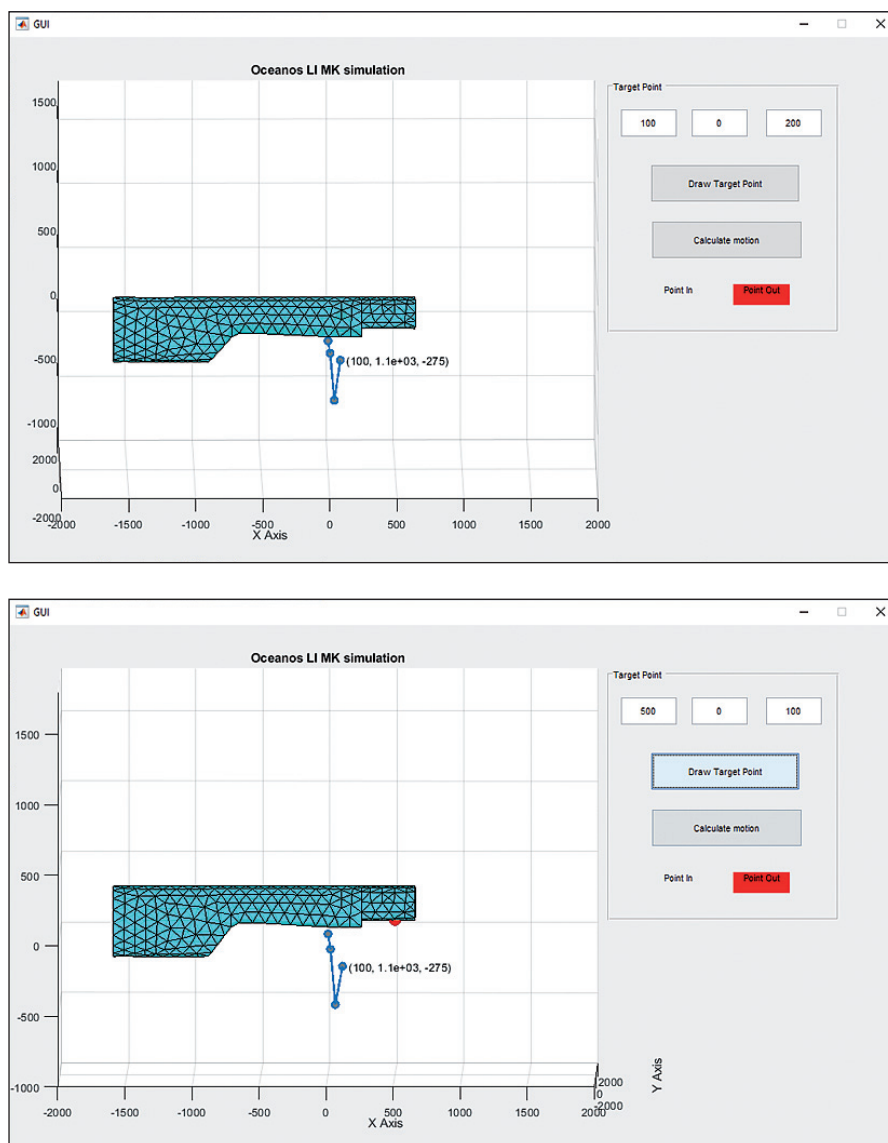


Рис. 7". Установка целевой точки внутри области корпуса ЛИ АПНА

будут находиться в области корпуса ЛИ АПНА, на что в симуляторе укажет соответствующий индикатор. Пример работы симулятора, подтверждающий работоспособность алгоритма проверки доступности целевой точки, представлен на рис. 7–7".

Алгоритм функционирования ЛИ АПНА и его систем движения и стабилизации подробно описан ранее [4, 10]. Следует отметить, что работа САУ МК также способна обеспечить выполнение забора грунта при возможных недетерминированных воздействиях, оказываемых на аппарат.

Результаты натуральных испытаний

Разработанные алгоритмы апробированы в рамках натуральных испытаний. По результатам испытаний опубликованы работы, демонстрирующие работоспособность данной системы при решении задач на макете рабочей панели ПДК (рис. 8) [10]. Там также перечисляются смежные технологии, используемые в «демонстраторе технологии» ЛИ АПНА, например, такие как система оптического обмена информацией, безджойстиковое управление МК, система технического зрения [10].

Следующим этапом испытаний стал забор фракций грунта. Для выполнения поставленных задач МК необходимо последовательно перевести в ряд определенных позиций. (График изменения положения сочленений МК

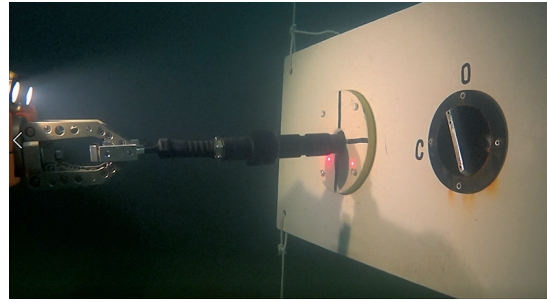
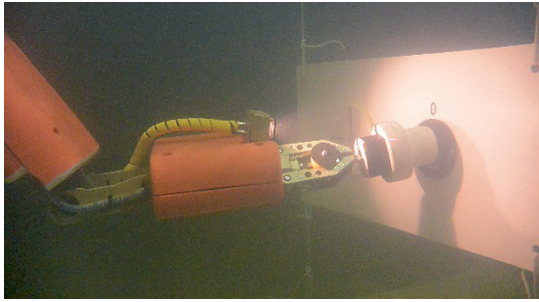


Рис. 8. Результаты испытаний ЛИ АНПА и работы МК с макетом рабочей панели

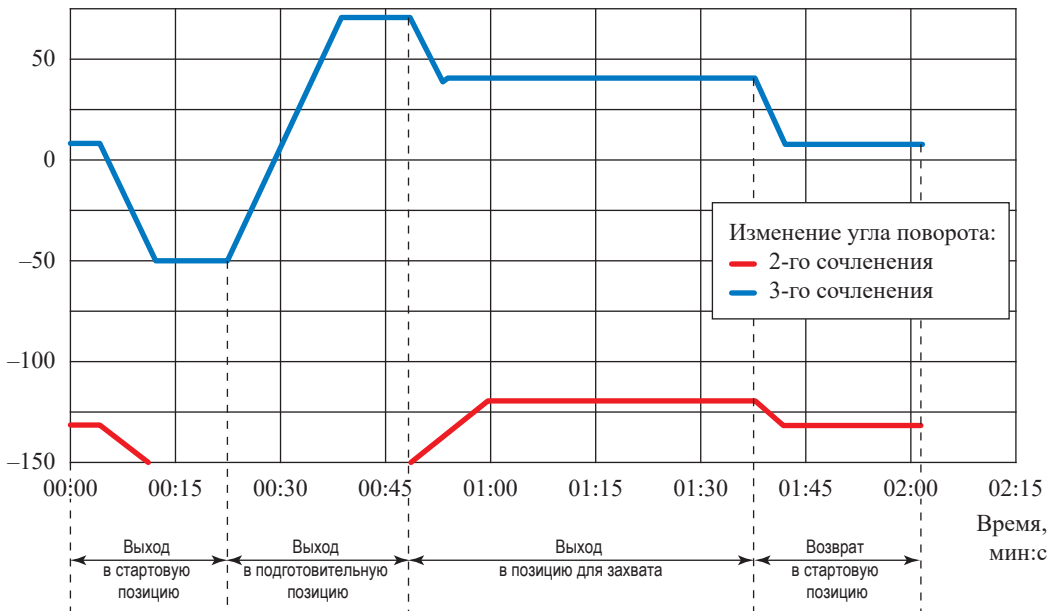


Рис. 9. Позиции изменения углов поворота сочленений МК

изображен на рис. 9.). По достижении дна МК переходил в режим забора, после чего осуществлял захват фракций грунта (рис. 10). По окончании процесса забора МК с захваченными образцами переходил в транспортное положение.

В ходе выполнения задачи для более стабильного захвата фракций САУ ЛИ АНПА компенсировала как внутренние возмущения со стороны МК, так и возмущения со стороны внешней среды. На рис. 11 отражена работа системы стабилизации на основных этапах выполнения задачи. Моменты изменения положения сочленений МК и глубины погружения аппарата околнурены черным. На графиках видно, что разработанная система с достаточной степенью точности способна удерживать аппарат на заданной глубине. Существенное отклонение по дифференту (оранжевая линия на графике) наблюдается в момент забора грунта и указывает на то, что МК аппарата

«уперся» в дно. Для компенсации данного явления необходима более точная настройка САУ, в частности контура управления, отвечающего за дифферент аппарата.

В АО «НПП ПТ «Океанос» разработана САУ МК ЛИ АНПА, позволяющая организовать перемещение МК как по заданным координатам, так и в режиме прямого управления. В САУ встроены алгоритмы проверки доступности целевых точек на основании построенной трехмерной триангуляционной модели корпуса ЛИ АНПА. Также алгоритм способен осуществлять проверку пересечения промежуточных точек, которые могут описывать отдельные сочленения МК. Это позволит избежать ситуаций, в которых отдельные сочленения МК могут пересекать области ограничений (например, перекрытие оптического канала

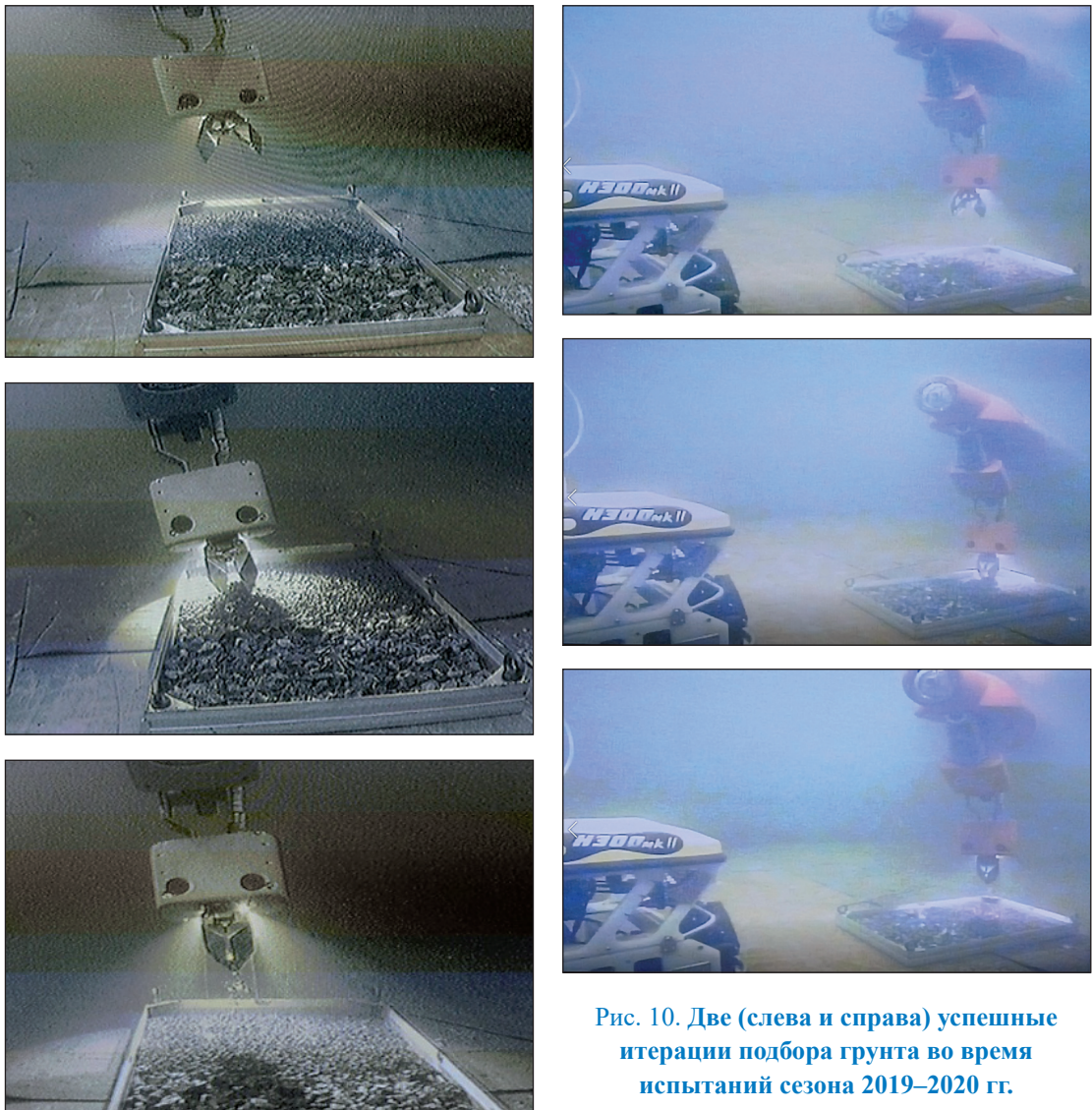


Рис. 10. Две (слева и справа) успешные итерации подбора грунта во время испытаний сезона 2019–2020 гг.

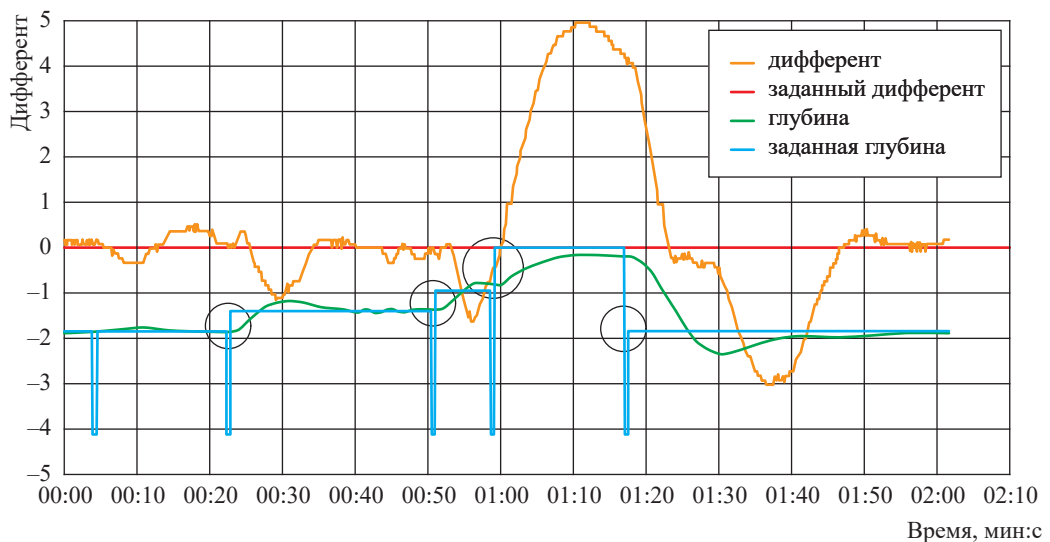


Рис. 11. Работа систем стабилизации ЛИ АНПА при заборе грунта

связи 3-й степенью МК в режиме работы по такому каналу). Разработанный алгоритм подвергается легкой модернизации и адаптации, позволяет учесть дополнительные ограничения, накладываемые на движение МК, например,

внешние препятствия. САУ способна легко интегрировать различные системы планирования траектории МК в недетерминированных средах, чему будут посвящены дальнейшие исследования авторов.

Список литературы

1. WHOI underwater robot takes first known automated sample from ocean // Woods Hole Oceanographic Institution. – 08.01.2020. – <https://www.whoi.edu/press-room/news-release/whoi-underwater-robot-takes-first-known-automated-sample-from-ocean>
2. Phillips B.T. A dexterous, glove-based teleoperable low-power soft robotic arm for delicate deep-sea biological exploration / Brennan T. Phillips, Kaitlyn P. Becker, Shunichi Kurumaya, etc. // *Scientific Reports*. – 2018. – Т. 8. – Ст. № 14779.
3. Применение подводных глайдеров для геологоразведки // *RoboTrends*. – <http://robotrends.ru/pub/1837/primenenie-podvodnyh-glyayderov-dlya-geologorazvedki>
4. Маевский А.М. Разработка легкого интервенционного автономного необитаемого подводного аппарата в целях использования в подводных резидентных системах / А.М. Маевский, Б.А. Гайкович // Матер. XIV Всероссийской научно-практической конференции и X Молодежной школы-семинара «Управление и обработка информации в технических системах». – Ростов н/Д.; Таганрог: Изд-во ЮФУ, 2019. – С. 83–98.
5. Занин В.Ю. Разработка элементов подводных робототехнических резидентных систем на примере отечественного автономного необитаемого подводного аппарата интервенционного класса и сопутствующих технологий / В.Ю. Занин, А.М. Маевский и др. // Сб. работ лауреатов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа. – 2019. – С. 18–26. – https://oceanos.ru/s1/files/File/2019_Arctic_residential.pdf
6. Capocci R. Inspection-class remotely operated vehicles – A review / R. Capocci, G. Dooly, E. Omerdic, et al. // *Journal of Marine Science and Engineering*. – 2017. – Т. 5. – № 1. – С. 13. – <https://doi.org/10.3390/jmse5010013>.
7. Total marine technology ROV and subsea tooling handbook. – https://www.tmtrov.com.au/sites/default/files/tmt_rov_and_tooling_handbook_2017.pdf
8. Маевский А.М. Разработка гибридных автономных необитаемых аппаратов для исследования месторождений углеводородов / А.М. Маевский, Б.А. Гайкович // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 2 (39): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 30–41.
9. Hwang J. AUV adaptive sampling methods: a review / Hwang J., N. Bose, Sh. Fan // *Applied Sciences*. – 2019. – № 9 (15). – № 3145. – <https://doi.org/10.3390/app9153145>.
10. Занин В.Ю. Использование морской робототехники в задачах оперативной океанографии. Отечественный и зарубежный опыт / В.Ю. Занин, А.М. Маевский, И.В. Кожемякин и др. // Морские информационно-управляющие системы. – 2020. – № 1 (17). – С. 94–102. – http://oceanplatform.ru/wp-content/uploads/2020/08/journal_07_2020.pdf

Designing modular-unified control systems for manipulator complexes and autonomous unmanned submarine vehicles of interventional class to implement tasks of automated sampling of soil

A.M. Mayevskiy^{1,2*}, V.Yu. Zanin¹

¹ OCEANOS JSC, off. 1384, Bld. 2, liter A, Poeticheskiy boulevard, St. Petersburg, 194295, Russian Federation

² Southern Federal University, Bld. 105/42, Bolshaya Sadovaya street, Rostov-on-Don, Rostov region, 344006, Russian Federation

* E-mail: maevskiy_andrey@mail.ru

Abstract. On January 24, 2020, the Woods Hole Oceanographic Institution scientists carried out the 500 meter dive of the Neried hybrid unmanned submarine apparatus in Aegean Sea to examine the underwater volcano Kolumbo. During these works, there was the first automated sampling of bottom soil in open waters. Such explorations are rather actual in context of mastering the ocean and the shelf zones.

The bottom of the seas and the oceans is one of the most biologically diverse and the least studied ecosystems in the world; at that, it is subject of the intensive direct and indirect manmade exposure. Control and assessment of this effect demand application of the robotic machinery including sampling of soil, biological organisms etc. The article describes the achievements of the OCEANOS JSC scientists and engineers in designing and applying a light interventional autonomous unmanned submarine vehicle for soil sampling. The results of studies and the field tests assert the possibility to use the named technology and equipment in practice.

Keywords: interventional submarine vehicle, automated unmanned submarine vehicle, control system, sampling of soil, resident submarine technologies.

References

1. WHOI underwater robot takes first known automated sample from ocean. *Woods Hole Oceanographic Institution* [online]. 8 January 2020. Available from: <https://www.whoi.edu/press-room/news-release/whoi-underwater-robot-takes-first-known-automated-sample-from-ocean>.
2. PHILLIPS, B.T., K.P. BECKER, Sh. KURUMAYA, etc. A dexterous, glove-based teleoperable low-power soft robotic arm for delicate deep-sea biological exploration. *Scientific Reports*, 2018, vol. 8, paper no. 14779.
3. Application of submarine gliders for geological prospecting [Primeneniye podvodnykh glyayderov dlya geologorazvedki]. *RoboTrends* [online]. Available from: <http://robotrends.ru/pub/1837/primenenie-podvodnyh-glyayderov-dlya-geologorazvedki>. (Russ.).
4. MAYEVSKIY, A.M., B.A. GAYKOVICH. Development of light interventional autonomous uninhabited submarine vehicle aimed at application within submarine resident systems [Razrabotka legkogo interventsionnogo avtonomnogo neobitayemogo podvodnogo apparata v tselyakh ispolzovaniya v podvodnykh rezidentnykh sistemakh]. In: *14th All-Russia R&D conference and 10th Youthful school-seminar "Control and processing of information in technical systems"*. Rostov-on-Don and Taganrog, Russia: Southern Federal University, 2019, pp. 83–98. (Russ.).
5. ZANIN, V.Yu., A.M. MAYEVSKIY. Designing elements of robotic resident systems as exemplified by a domestic autonomous inhabited submarine vehicle of interventional class and related technologies [Razrabotka elementov podvodnykh robototekhnicheskikh sistem na primere otechestvennogo avtonomnogo neobitayemogo podvodnogo apparata interventsionnogo klassa i sopuststvuyushchikh tekhnologiy]. In: *Collected awardee papers of the International contest of scientific, R&D and innovational projects aimed at development of the Arctic and the continental shelf*, 2019, pp. 18–26. (Russ.). Available from: https://oceanos.ru/s1/files/File/2019_Arctic_residential.pdf
6. CAPOCCI, R., G. DOOLY, E. OMERDIC, et al. Inspection-class remotely operated vehicles – A review. *Journal of Marine Science and Engineering* [online], 2017, vol. 5, no. 1, pp. 13, ISSN 2077-1312. Available from: <https://doi.org/10.3390/jmse5010013>.
7. *Total marine technology ROV and subsea tooling handbook*. Available from: https://www.tmtrov.com.au/sites/default/files/tmt_rov_and_tooling_handbook_2017.pdf
8. MAYEVSKIY, A.M., B.A. GAYKOVICH. Designing hybrid autonomous unmanned vehicles for exploration of hydrocarbon fields [Razrabotka gibridnykh neobitayemykh apparatov dlya issledovaniy mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 2 (39): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 30–41. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. HWANG, J., N. BOSE, Sh. FAN. AUV adaptive sampling methods: a review. *Applied Sciences*, 2019, no. 9(15), paper no. 3145, ISSN 1454-5101. Available from: <https://doi.org/10.3390/app9153145>.
10. ZANIN, V.Yu., A.M. MAYEVSKIY, I.V. KOZHEMYAKIN, et al. Application of marine robotics for tasks of real-time oceanography. Domestic and foreign practice [Ispolzovaniye morskoy robototekhniki v zadachakh operativnoy okeanografii. Otechestvennyy i zarubezhnyy opyt]. *Morskiye Informatsionno-Upravlyayushchiye Sistemy*, 2020, no. 1(17), pp. 94–102, ISSN 2308-2119. (Russ.). Available from: http://oceanplatform.ru/wp-content/uploads/2020/08/journal_07_2020.pdf

УДК 556.06:551.326

Электромагнитная эмиссия при сжатии и разрушении льда

А.Г. Танурков^{1,2*}, А.В. Марченко¹

¹ Университетский центр на Шпицбергене (UNIS), Норвегия, Лонгйир, Svalbard Science Centre, P.O. Box 156, N-9171

² Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет), Российская Федерация, 141701, Московская обл., г. Долгопрудный, Институтский пер., д. 9

* E-mail: Tanurkov.A@phystech.edu

Тезисы. В статье рассматривается электромагнитная эмиссия, зарегистрированная в ходе экспериментов по сжатию столбчатого пресного и морского льда. Образцы пресного льда – естественные, вырезанные из озерного льда. Образцы морского льда подготовлены из молодого тонкого морского льда смешанной структуры. Натурные эксперименты по разрушению проводились на о. Шпицберген. Образцы льда прямоугольной формы с характерными размерами 5×5×2 см помещались в самодельную установку, включающую ревертор, преобразующий раздвигающее усилие гидроцилиндра в сжимающее. В испытаниях на сжатие лед разрушался преимущественно хрупким образом. Одно из испытаний на изгиб балки с закрепленными концами было проведено с измерением электромагнитной эмиссии. Разрушение балки произошло в результате последовательного образования трех несквозных трещин и зон сжатия. Для регистрации электромагнитных сигналов в тестах использовались два медных электрода. Электроды были подключены к осциллографу и заземлены. Ревертор приводился в движение ручным гидравлическим домкратом. В нескольких опытах по сжатию льда акустическая эмиссия регистрировалась синхронно с электромагнитной эмиссией для выявления временной синхронизации акустических и электромагнитных сигналов. Испытания также повторялись без регистрации акустических сигналов, чтобы исключить влияние пьезоэлемента в акустическом приемнике на электромагнитный сигнал, вызванный разрушением льда. Электромагнитные сигналы, зарегистрированные при разрушении льда при сжатии в испытании с балкой с закрепленными концами, оказались короче и отличались по форме от сигналов, зарегистрированных при испытаниях на сжатие льда, когда лед разрушался хрупким образом.

Ключевые слова: столбчатый пресный и морской лед, натурные эксперименты по одноосному сжатию, испытание на изгиб балки с закрепленными концами, измерение электромагнитной эмиссии, измерение акустической эмиссии.

Разрушение конденсированных материалов сопровождается излучением электромагнитных волн из-за электромагнитной природы межатомных связей [1, 2]. Физические механизмы электромагнитной эмиссии (ЭМЭ), вызванной разрушением льда, связаны с переносом водородного заряда [3, 4] и разделением заряда в микротрещинах [5]. ЭМЭ, инициированная быстрой кристаллизацией капель воды [6], может быть связана с разрушением морского льда, поскольку морской лед имеет карманы и каналы, заполненные жидким рассолом [7]. Проведены лабораторные исследования ЭМЭ, вызванной разрушением свежего льда [3, 4, 8–10]. Полевые наблюдения за ЭМЭ, вызванной снежными лавинами и подвижками ледников, описаны Качуриным и др. [11]. Степанюк и Смирнов [12] описали обнаружение ЭМЭ, вызванной деформациями и торошением морского льда в Арктике, в радиодиапазоне посредством бортовой антенны. Лабораторные измерения ЭМЭ, вызванной разрушением морского льда, в научной литературе не упоминались.

Акустическая эмиссия (АЭ), вызванная разрушением льда, также неоднократно исследовалась [13–16]. Обнаружено, что зарождение трещин сопровождается АЭ на частоте около 150 кГц. Длина p -волн такой частоты во льду составляет 2...3 см. Пространственное затухание этих волн становится значительным на высоте более 1 м из-за радиального рассеяния. Поэтому измерения АЭ следует проводить на относительно небольшом расстоянии от мест обрушения льда. Что касается измерений ЭМЭ во льду, следует иметь в виду, что она представлена электромагнитными волнами с периодами в несколько килогерц [8]. Длина волны в таком случае может достигать нескольких десятков километров. Регистрация таких низкочастотных волн потенциально возможна бортовыми антеннами [12].

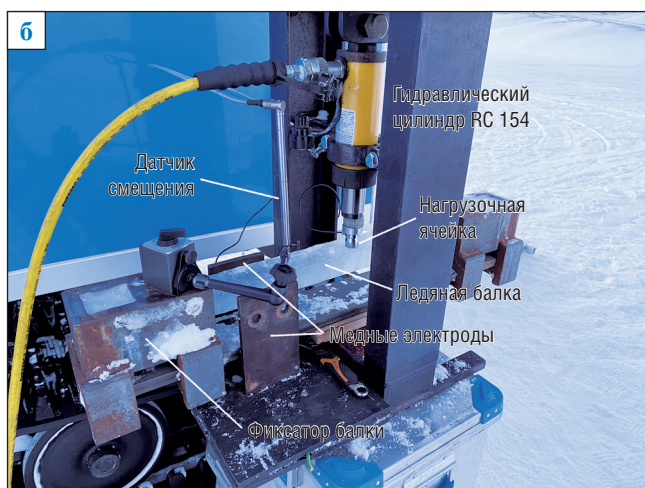


Рис. 1. Тесты с разрушением ледяных кубиков (а) и с балкой с закрепленными концами (б)

В настоящей работе описываются эксперименты по измерению ЭМЭ и АЭ в испытаниях на одноосное сжатие природного озерного и морского льда и на изгиб морского льда. Основные результаты и достижения представлены в заключение.

Оборудование и материалы

Для измерения электромагнитных сигналов на электродах использовались комбинированный осциллограф¹ Tektronix MDO 4104C с пассивным щупом напряжения P2220². На пластиковой платформе на расстоянии 11 см друг от друга были закреплены два медных электрода (18×10×1 см). Контакт

с компрессионными установками, образцами льда и грунтом во время испытаний у электродов не было. Для измерения акустических сигналов синхронно с ЭМЭ использовался акустический преобразователь³ акустической системы «Пульсар 2.2», предназначенный для измерения скоростей p -волн в материале. Удельное сопротивление пьезокристалла при постоянном токе составляет несколько гигаомметров, а диаметр – 20,4 мм. Акустический преобразователь подключался к осциллографу вместе с зондом P2220 для синхронизации по времени записей ЭМЭ и АЭ.

Нагрузка на образцы льда создавалась гидроцилиндром, соединенным с ручным гидравлическим домкратом Енергас Р842 с максимальным давлением масла 69 МПа. Гидравлические цилиндры одностороннего действия Енергас RC 50 с максимальной нагрузкой 5 т и Енергас RC 154 с максимальной нагрузкой 15 т использовались соответственно в испытаниях на сжатие льда и в испытаниях с балкой с закрепленными концами. При испытаниях на сжатие льда образцы помещались между двумя внутренними пластинами ревертора, преобразуя расходящееся движение двух внешних пластин ревертора в сходящееся движение двух внутренних пластин. Малый гидроцилиндр Енергас RC 50 помещался между внешней и внутренней пластинами (рис. 1, см. а). Движение поршня приводило к сжатию образца льда между двумя внутренними пластинами и не оказывало никакого влияния на пластиковую платформу и электроды. Акустический приемник устанавливался под промежуточной пластиной ревертора (см. рис. 1а) во время нескольких испытаний. Измерения ЭМЭ проводились с акустическим приемником и без него, чтобы исключить влияние пьезокристалла на ЭМЭ.

На рис. 1б показано испытание на центральный изгиб ледяной балки с закрепленными концами: концы балки были предварительно заморожены в крепления на концах установки. Крепления соединены друг с другом металлической лентой толщиной 2 см. Каждое крепление прижимается к ленте четырьмя болтами. Нагрузка прикладывалась к центру балки в направлении вниз поршнем гидроцилиндра Енергас RC 154. Гидравлический цилиндр

¹ См.: <https://www.tek.com/en/products/oscilloscopes>

² См.: <https://www.tek.com/en/datasheet/passive-voltage-probe-1x-10x>

³ См.: <https://www.interpribor.ru/ultrasonic-flaw-detector-the-pulsar-2.2>

был установлен на другой установке. Медные электроды находились на расстоянии около 5 см от образца льда при испытаниях на сжатие (см. рис. 1а) и на расстоянии 3 см от поверхности льда при испытаниях балки с закрепленными концами (см. рис. 1б).

Тензодатчик НВМ С9С 5 кН был соединен с поршнем и измерял приложенную силу в испытании с балкой с закрепленными концами. Датчик перемещения LVDT НВМ с ходом 5 см измерял вертикальное смещение поверхности балки посередине между точкой нагружения и закрепленным концом балки (см. рис. 1б). Данные тензодатчика и датчиков перемещения собирались усилителем SomatXR MX840В-R с интервалом дискретизации 5 кГц.

Параметры экспериментов

Во избежание влияния электромагнитных помех все испытания были организованы в удаленных от города местах. Часть испытаний проводилась в долине Бьерндален (норв. Bjørndallem) около г. Лонгйир (норв. Longyearbyen) (рис. 2, см. А), где сигналы телеантенн и портовых

радаров были достаточно слабыми, чтобы увидеть сигналы, испускаемые при разрушении льда. Еще одна серия испытаний проведена во фьорде Ван Мейн (норв. Van Mijen) в лагуне Валлунден (норв. Vallunden) около поселка Свея (норв. Svea) (см. рис. 2В). В 2021 г. электропитание осциллографа обеспечивалось генератором, расположенным на расстоянии 30 м от места испытаний. В 2022 г. осциллограф питался от инвертора 12-220, работавшего от автомобильного аккумулятора. Во время испытаний осциллограф находился в теплых местах: либо в салоне автомобиля, либо в вездеходе.

Образцы льда отбирались из пресноводного озера в районе г. Лонгйир и из припайного льда во фьорде Ван Мейн в районе Свея в 2021 и 2022 гг. Озерный лед и морской лед имели столбчатую структуру и относились к типу S2 (рис. 3). Диаметр столбиков в пресном льду составлял менее 1 см, максимальный диаметр столбиков в морском льду достигал 2...3 см. Столбы пресного льда имели горизонтальные поперечные сечения многоугольной формы. Форма горизонтальных сечений столбов

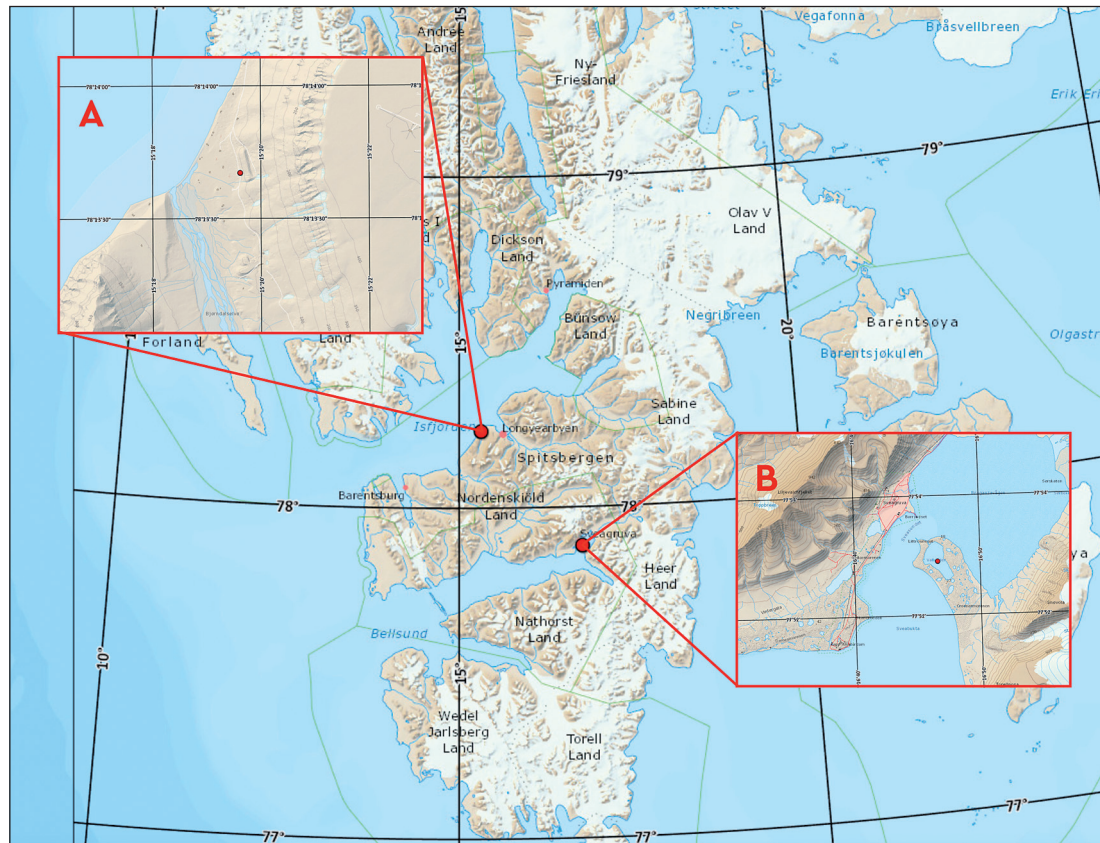


Рис. 2. Карта о. Шпицберген с местами проведения экспериментов: А – долина Бьерндален; В – лагуна Валлунден во фьорде Ван Мейн

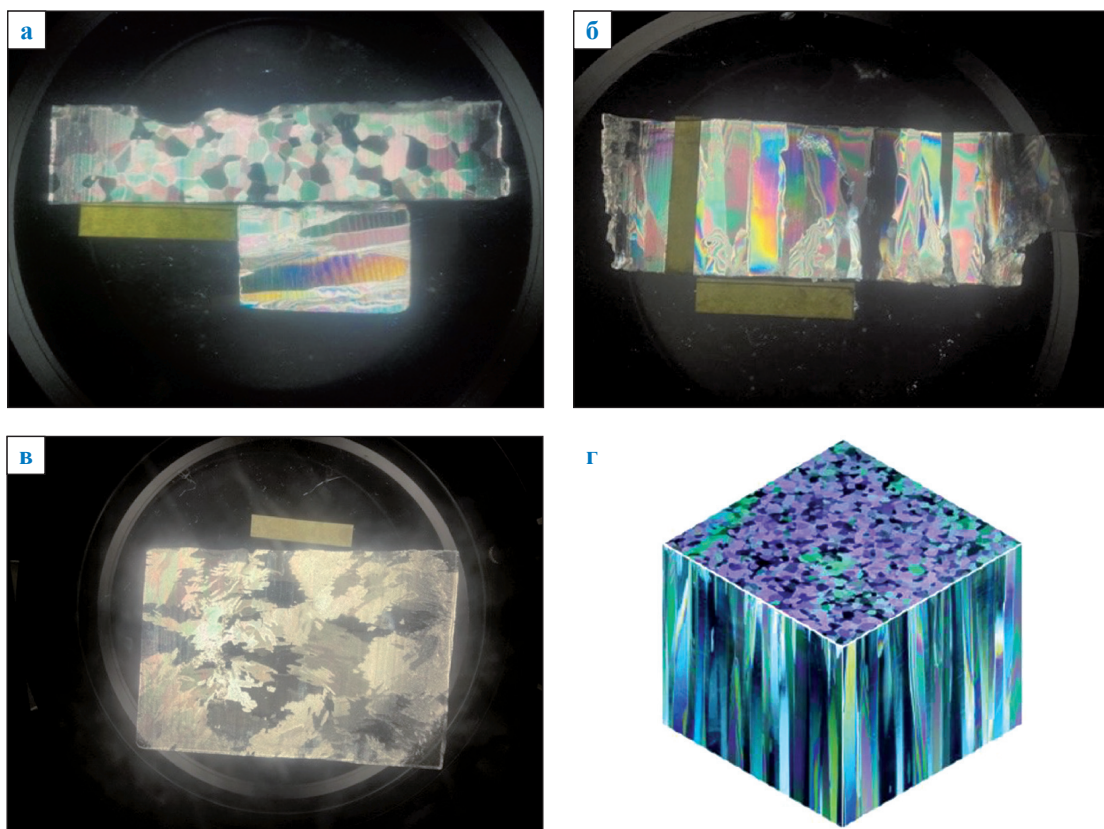


Рис. 3. Изображения горизонтальных и вертикальных шлифов озерного льда (а), вертикальных (б) и горизонтальных (в) сечений морского льда, а также схематическое изображение столбчатого гранулированного льда (г). Длина бумажной полоски – 5 см

Таблица 1

Параметры образцов льда в экспериментах 2021 г.:
S – образцы морского льда; L – образцы пресного озерного льда

№ образца	Дата эксперимента	T , °C	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Соленость, тыс. ⁻¹
S ₁ ...S ₉	22.04.2021	-9	25	30	40	4,2
L ₁ ...L ₆	22.04.2021	-9	25	30	40	0
S ₁₀ ...S ₂₁	23.04.2021	-10	25	25	30	4,7

морского льда не имела правильной геометрической структуры.

Размеры, температура (T) и соленость прямоугольных образцов льда, использовавшихся при испытаниях на сжатие в 2021 г., приведены в табл. 1. Длина, ширина и толщина балок с закрепленными концами составляли соответственно 55; 5 и 3 см. Одно испытание балки с закрепленными концами, вырезанной из морского льда в горизонтальном направлении, проведено на припайном льду лагуны Валлунден 01.04.2022. Толщина льда в лагуне составила 85 см, температура льда – минус 20 °C, а соленость льда – 5 ‰. Небольшая соленость льда, показанная

в табл. 1, объясняется утечкой и испарением рассола при транспортировке.

Схема разрушения льда при испытаниях с закрепленными на концах балками представлена на рис. 4. Центральная сила F влияет на изгиб и образование зон сжатия и растяжения льда. Серые области обозначают зоны сжатия. Растяжение влияет на образование трещин CR1, CR2 и CR3. После образования трещины лед еще не полностью разрушен, при этом сжимающие напряжения в зоне сжатия поддерживают несущую способность балки. Обычно несущая способность заканчивается, когда центральное смещение балки $\delta(0, t)$ примерно равно толщине балки h . Деформации льда в зонах

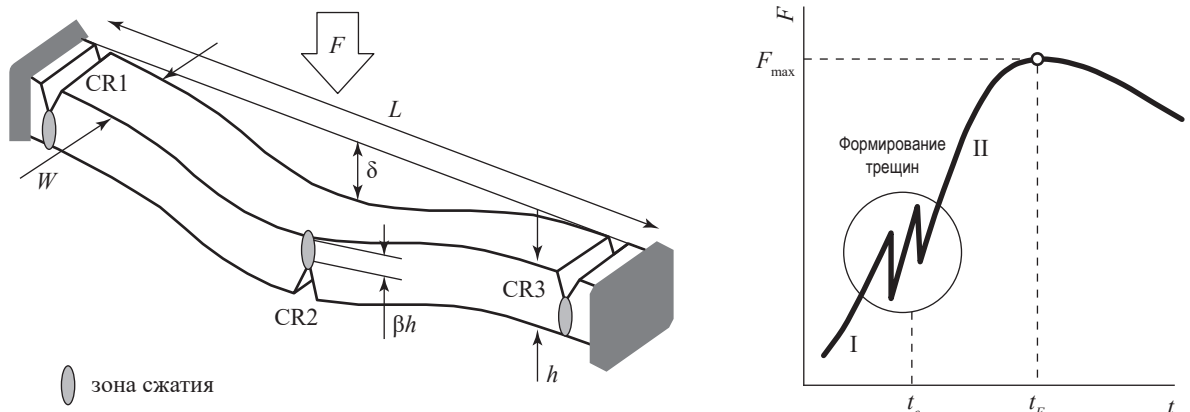


Рис. 4. Деформация и разрушение балки в испытаниях балки с закрепленными концами: CR1, CR2 и CR3 – трещины, образовавшиеся при растяжении; $\delta(x, t)$ – смещение поверхности балки в вертикальном направлении в зависимости от времени t

сжатия сопровождаются постоянным образованием микротрещин, влияющих на АЭ и ЭМЭ.

Предварительные результаты испытаний

При испытаниях на сжатие лед разрушался в результате хрупкого дробления с образованием трещин и мелких кусков (рис. 5). Кусочки льда имели различные размеры – от нескольких сантиметров до миллиметра и даже меньше. Некоторые образцы взрывались при сжатии. Приложенная нагрузка и перемещение во время испытаний не замерялись. По личным ощущениям, максимальное усилие, приложенное к домкрату, было разным в разных тестах, но после разрушения льда усилия сразу уменьшались.

Отдельные записи ЭМЭ и АЭ в зависимости от времени при испытаниях на сжатие льда показаны на рис. 6–9. К ряду данных был применен фильтр низких частот с частотой



Рис. 5. Фрагменты льда, образовавшиеся во время испытаний на сжатие льда, и образец льда перед испытанием

среза 200 Гц. Записи ЭМЭ и АЭ при испытаниях с морским и озерным льдом представлены соответственно на рис. 6 и 7. На рис. 8 и 9 показаны записи ЭМЭ в испытаниях, проведенных без акустического приемника. Электромагнитное поле, создаваемое пьезокристаллом, в этих тестах отсутствует. Обнаружены сигналы ЭМЭ треугольной (см. рис. 6а,б; рис. 7а,б; рис. 8) и импульсной (см. рис. 9) форм. Для сигналов треугольной формы вычислялись длительность (τ_d), максимальная амплитуда (A) и время нарастания (τ_r). После определения начала (точки S) и окончания (точки F) сигналов вычислялась максимальная амплитуда по формуле

$$A = \frac{2}{\tau_d} \int_S^F a dt, \quad (1)$$

где $a(t)$ – напряжение, измеренное осциллографом с дискретизацией $5 \cdot 10^{-7}$ с. Затем вычислялось время нарастания как интервал времени между началом сигнала (см. точки S на рис. 6–8) и моментом, когда a сравнялось с A (см. точки M на рис. 6–8).

Характеристики сигналов ЭМЭ треугольной формы приведены в табл. 2. Видно, что значения амплитуд, длительности и времени нарастания меньше в тесте, проведенном без акустического приемника. Характеристики сигналов ЭМЭ в опытах с образцами морского и пресного льда аналогичны. На рис. 6в,г и 7в,г видно, что сигнал АЭ был осциллирующим, а сигналы ЭМЭ (см. рис. 6а,б и 7а,б) также включали больше вариаций по сравнению с сигналами ЭМЭ на рис. 8 и 9. Продолжительность сигналов импульсной формы (см. рис. 9)

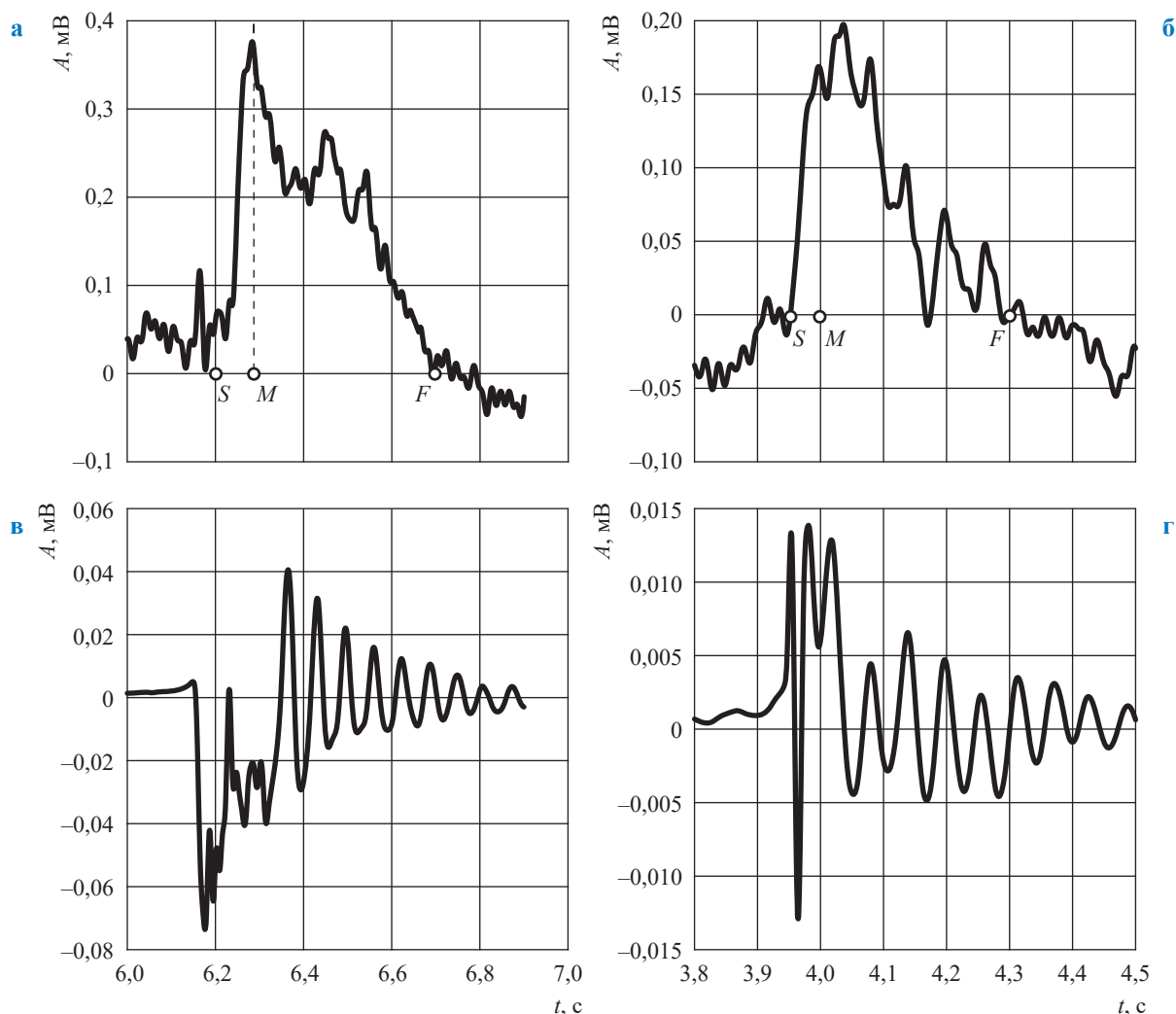


Рис. 6. Примеры сигналов ЭМЭ (а, б) и АЭ (в, г) в испытаниях на сжатие образцов морского льда S_3 (а, в) и S_6 (б, г) (см. табл. 1)

Таблица 2

**Характеристики сигналов ЭМЭ
треугольной формы**

Образец	τ_r, c	τ_d, c	A, mB
S_3	0,05	0,5	0,34
S_6	0,05	0,35	0,16
L_2	0,05	0,8	0,32
L_5	0,03	0,45	1,0
S_{13}	0,03	0,22	0,16
S_{19}	0,02	0,12	0,16

сопоставима с продолжительностью сигналов треугольной формы (см. рис. 8), но максимальные амплитуды сигналов импульсной формы были больше.

В испытании с закрепленными концами балки трещина CR3 образовалась до начала испытания. На рис. 10 показаны записи смещения

и нагрузки в зависимости от времени. Трещины CR1 и CR2 образовались в интервале между 0,3 и 0,5 секунды после начала роста нагрузки. Их формирование отмечено локальными максимумами нагрузки 175 Н и 150 Н, хорошо заметными на рис. 10в. Нагрузка достигала абсолютного максимума 500 Н через 10 с после начала испытания. Затем перемещение поршня останавливали вручную и удерживали его на уровне 6 мм в течение 115 с для записи данных. На рис. 10б показано вызванное релаксацией напряжения уменьшение нагрузки за это время. Дальнейшее увеличение нагрузки до 200 Н повлияло на увеличение водоизмещения. Как только смещение достигло значения толщины балки $h = 3$ см, балка потеряла несущую способность и примерно через 150 с после начала испытаний разрушилась. Скорость деформации в зонах сжатия оценивается в $(4,5 \dots 5) \cdot 10^{-4} c^{-1}$

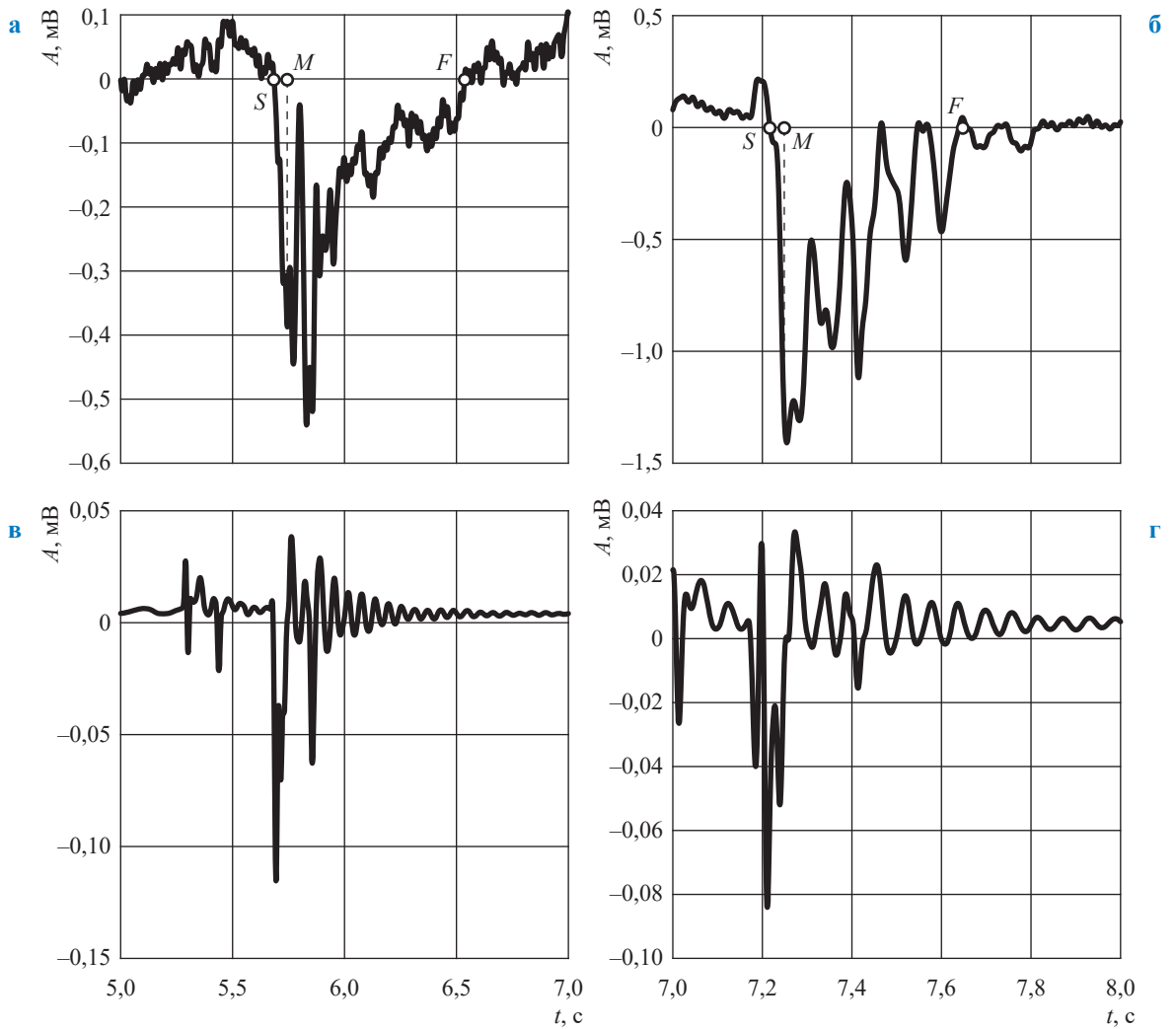


Рис. 7. Примеры сигналов ЭМЭ (а, б) и АЭ (в, г) в испытаниях на сжатие образцов пресного льда L_2 (а, в) и L_5 (б, г) (см. табл. 1)

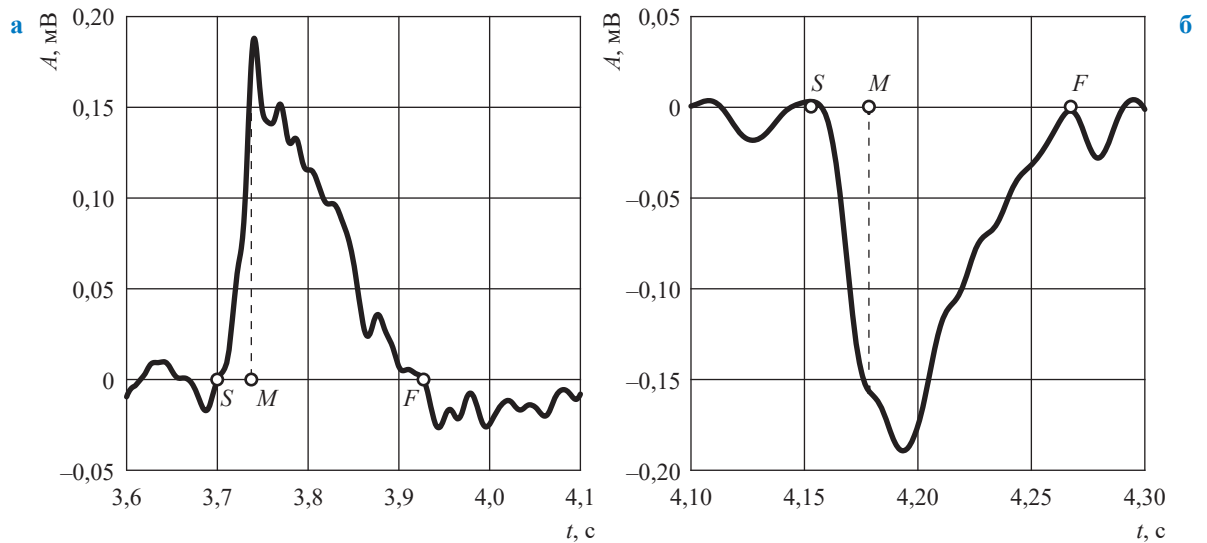


Рис. 8. Примеры сигналов ЭМЭ треугольной формы в испытаниях на сжатие образцов морского льда S_4 (а) и S_{10} (б) (см. табл. 1) без измерения АЭ

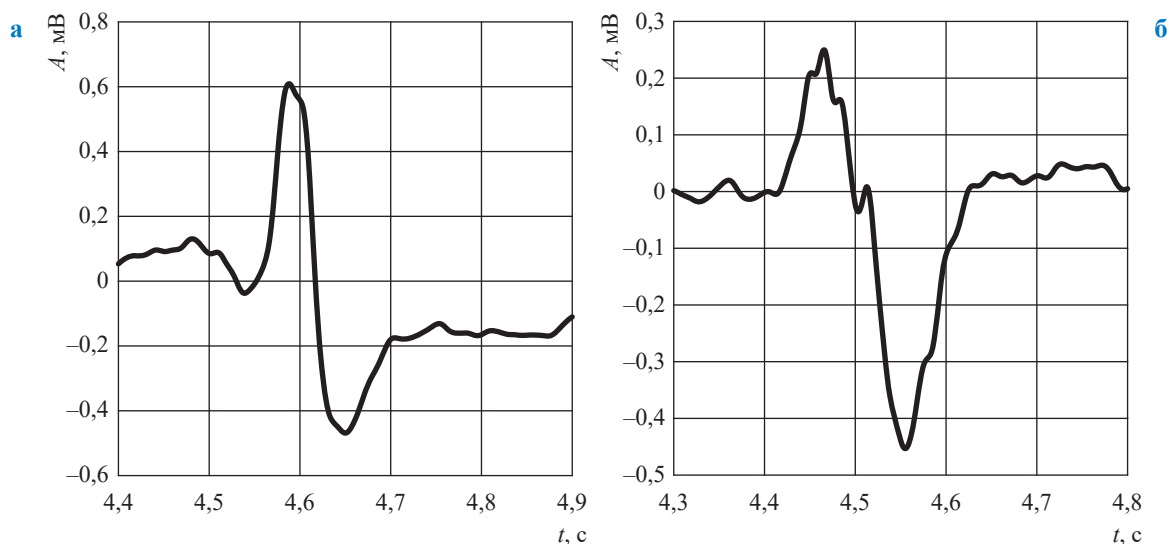


Рис. 9. Примеры сигналов ЭМЭ импульсной формы при испытаниях на сжатие образцов морского льда S_2 (а) и S_3 (б) (см. табл. 1) без измерения АЭ

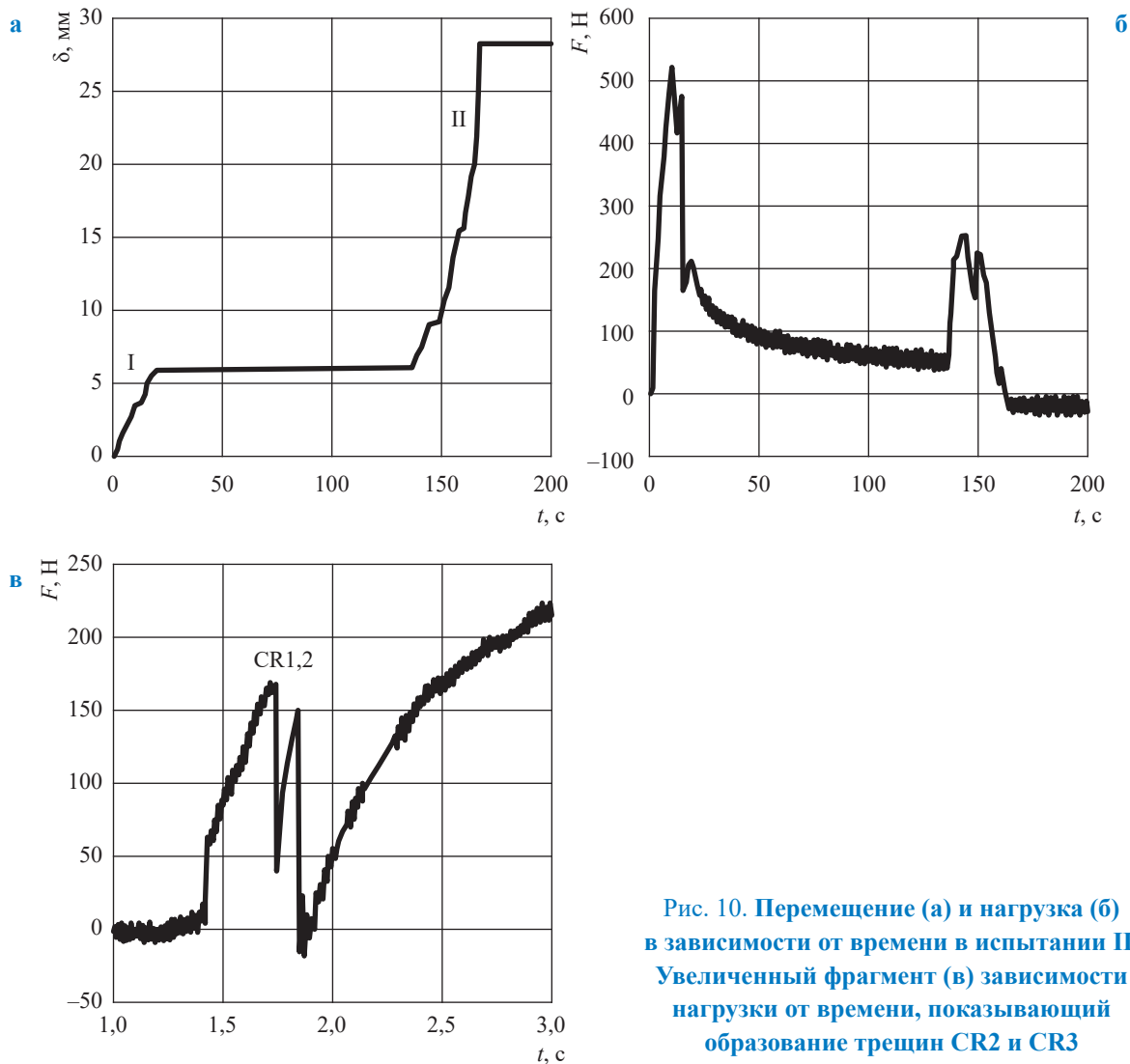


Рис. 10. Перемещение (а) и нагрузка (б) в зависимости от времени в испытании II. Увеличенный фрагмент (в) зависимости нагрузки от времени, показывающий образование трещин CR2 и CR3

в течение 20 с после начала испытаний (этап I) и $(6...7) \cdot 10^{-4} \text{ с}^{-1}$ между 140-й и 160-й секундами теста (этап II) (см. рис. 10а).

Были также записаны несколько сигналов ЭМЭ на этапах I и II теста по разрушению балки с закрепленными концами. На этих этапах по изменению цвета льда видно образование новых трещин в зонах сжатия. На рис. 11 показан фрагмент видеозаписи аналогичного теста, проведенного в холодной лаборатории. Динамическое образование трещин в зонах

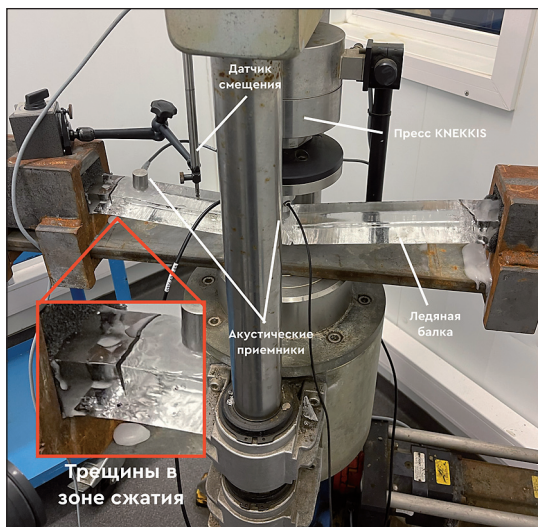


Рис. 11. Испытание балки с закрепленными концами в холодной лаборатории в UNIS

сжатия хорошо заметно на протяжении всего испытания после образования трех первоначальных трещин в центре балки и у корней балки. Образование трещины сопровождалось звуками, похожими на треск и скрип. На рис. 12 показаны записи с нагрузочной ячейки и акустического приемника (сила и частота сигналов соответственно) на протяжении всего эксперимента (с целью унифицированной градуировки шкалы, количество сигналов троекратно увеличено). Отчетливо видны моменты образования трех больших трещин (CR1, CR2, CR3) и соответствующие им всплески акустической эмиссии. Для балок с горизонтальным поперечным расположением граней характерно резкое увеличение интенсивности АЭ от зоны сжатия в момент, когда центральная часть льда значительно продавливается прессом. Увеличение интенсивности АЭ предвещает скорое разрушение балки.

Для лучшего визуального восприятия сигналов к необработанным данным ЭМЭ, записанным на этапе I, применен фильтр нижних частот с частотой среза 200 Гц, к необработанным данным ЭМЭ, записанным на этапе II, – полосовой фильтр с частотами среза 20 и 40 кГц. На рис. 13 (см. а) показан импульсный сигнал длительностью 0,06 с, зарегистрированный на I этапе испытаний. На рис. 13б показан осциллирующий сигнал длительностью 3 мс, зарегистрированный на этапе II теста. Частота

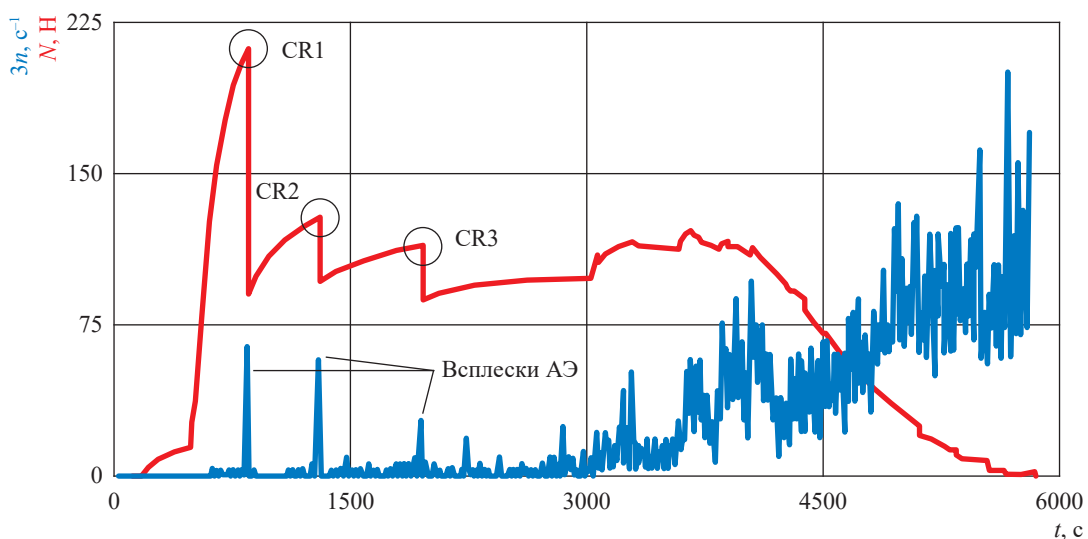


Рис. 12. Разрушение морской балки с горизонтальным поперечным расположением гранул: N – сила, приложенная к балке; n – количество регистрируемых в секунду акустических сигналов

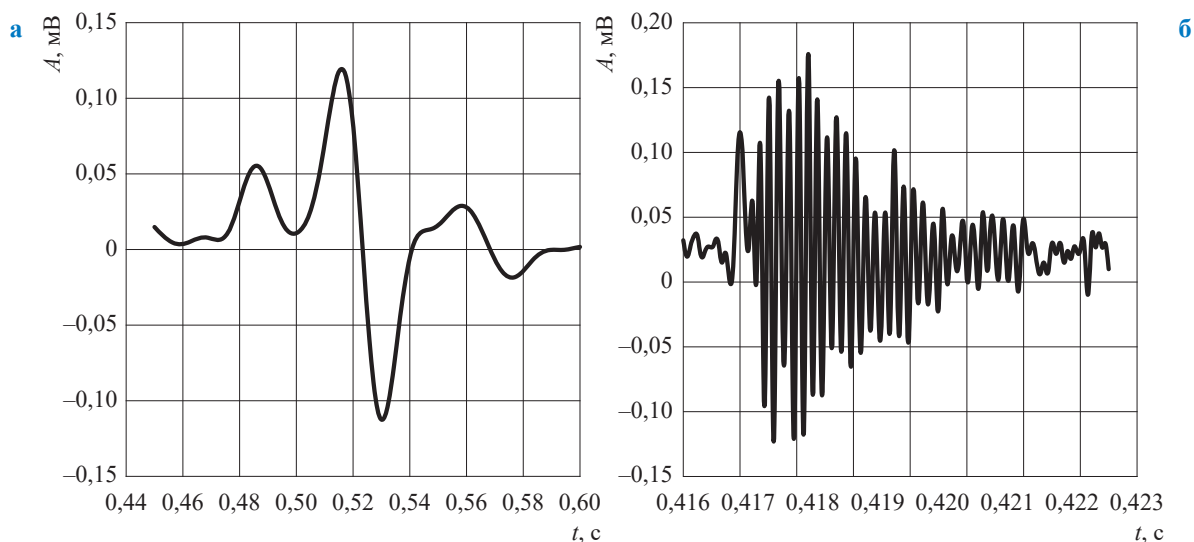


Рис. 13. Примеры зависимости от времени сигналов ЭМЭ, зарегистрированных на этапах I (а) и II (б) испытания ледяной балки с закрепленными концами

колебаний составляла около 5,5 кГц. Другие сигналы ЭМЭ, записанные на этапе II, также имели осциллирующий характер, но их частотный состав отличался. Их продолжительность составляла несколько миллисекунд.

Выводы

ЭМЭ измерялась в нескольких испытаниях на сжатие льда и в одном испытании на изгиб ледяной балки с закрепленными концами. Впервые проведены эксперименты с морским льдом.

Во всех испытаниях образцы льда разрушились из-за образования множественных трещин. Длительность сигналов ЭМЭ при испытаниях на сжатие варьировалась от 0,1 до 1 с. Этот временной масштаб соответствует реальной передаче сдвига с участием множества связей скольжения в различных зернах [9]. Продолжительность сигналов ЭМЭ в описанных экспериментах была намного больше продолжительности сигналов ЭМЭ, вызванных образованием одиночных трещин [3, 8]. Максимальная амплитуда сигналов от 0,16 до 1 мВ оказалась значительно ниже, чем в тестах [3, 8]. Это можно объяснить большим расстоянием между электродами и образцами. В тестах Фифолта и др. [8] расстояние составляло 1...2 мм, а в тестах Тиля [3] электроды помещались внутрь льда. В тестах Шабикова и др. [9] использовался плоский емкостной датчик, измеряющий ЭМЭ на расстоянии 5 мм от образцов льда. Амплитуды сигналов ЭМЭ в тестах Шабикова и др. [9] были ниже 1 мВ.

Эти амплитуды ЭМЭ сопоставимы с амплитудами, зарегистрированными в ходе экспериментов, выполненных авторами данной работы.

В нескольких тестах на сжатие льда для синхронизации записей сигналов АЭ и ЭМЭ использовался акустический приемник, предназначенный для измерения скоростей p -волн и имеющий рабочую частоту около 65 кГц. Зарегистрированные акустические сигналы продемонстрировали синхронность с сигналами ЭМЭ, но при этом не могут быть использованы для исследования параметров АЭ. Обнаружено, что акустический приемник влияет на характеристики сигналов ЭМЭ, увеличивая их амплитуду и продолжительность.

Обнаружено, что сигналы ЭМЭ в испытаниях на сжатие льда отличались от сигналов ЭМЭ, зарегистрированных в испытании с балкой с закрепленными концами, где лед также разрушается при сжатии. Также отличались результаты измерений прочности на сжатие в испытаниях на одноосное сжатие и в испытаниях балки с закрепленными концами [17].

В тесте с балкой с закрепленными концами регистрировались осциллирующие электромагнитные сигналы с частотой 5,5 кГц и выше, которые не регистрировались в тестах на сжатие льда. Колебания можно объяснить возбуждением упругих волн в деформированной и сжатой балке с небольшими трещинами. Циклические деформации льда, вызванные упругими волнами, влияют на разделение и релаксацию зарядов на краях трещины.

Работа выполнена при поддержке Исследовательского совета Норвегии в рамках проекта IntPart «Арктическое оффшорное и прибрежное проектирование в условиях меняющегося климата».

Список литературы

1. Головин Ю.И. Электромагнитные аспекты физики прочности и пластичности твердых тел / Ю.И. Головин // Вестник российских университетов. Математика. – 1996. – Т. 1. – С. 3–18.
2. Sharma S. A review on deformation-induced electromagnetic radiation detection: history and current status of the technique / S. Sharma, V. Chauhan, M. Sinapius // J. Mater. Sci. – 2021. – Т. 56. – С. 4500–4551.
3. Thiel D. Electromagnetic emission (EME) from ice crack formation: preliminary observations / D. Thiel // Cold Reg. Sci. Techn. – 1992. – Т. 21. – С. 49–60.
4. Shibkov A. Electromagnetic emission under uniaxial compression of ice. II: Analysis of the relationship between an electromagnetic signal and the dynamics of charged dislocation pile-ups / A. Shibkov, R. Kol'tsov, M. Zheltov // Crystallography Reports. – 2006. – Т. 51. – С. 96–103.
5. O'Keefe S. A mechanism for the production of electromagnetic radiation during fracture of brittle materials / S. O'Keefe, D. Thiel // Physics of the Earth and Planetary Interiors. – 1995. – Т. 89. – С. 127–135.
6. Bauerecker S. Electric effect during the fast dendritic freezing of supercooled water droplets / S. Bauerecker, T. Buttersack // J. Phys. Chem. B. – 2014. – Т. 118. – С. 13629–13635.
7. Timco G. A review of the engineering properties of sea ice / G. Timco, W. Weeks // Cold Regions Science and Technology. – 2010. – Т. 60. – С. 107–129.
8. Fifolt D. Preliminary study of electromagnetic emissions from cracks in ice / D. Fifolt, V. Petrenko, E. Schulson // Philosophical Magazine. – 1993. – Т. 3. – С. 289–299.
9. Shibkov A. Electromagnetic emission under uniaxial compression of ice. I: Identification of nonstationary processes of structural relaxation by electromagnetic signals / A. Shibkov, M. Zheltov, V. Skvortsov et al. // Crystallography Reports. – 2005. – Т. 50. – С. 994–1004.
10. Shibkov A. Electromagnetic emission under uniaxial compression of ice. III: Dynamics and statistics of dislocation avalanches and cracks / A. Shibkov, A. Kazakov // Crystallography Reports. – 2009. – Т. 54. – С. 299–305.
11. Качурин Л. Электромагнитное излучение снега и льда при динамических процессах / Л. Качурин, Н. Григоров, Ю. Кузин и др. // Доклады Академии наук СССР. – 1979. – Т. 248. – С. 583–585.
12. Степанюк И.А. Методы измерений характеристик динамики ледяного покрова / И.А. Степанюк, В.Н. Смирнов. – СПб.: Гидрометеоздат, 2001. – 135 с.
13. Lawrence F. Acoustic emission from polycrystalline ice / F. Lawrence, D. Cole. – Hanover, N.H.: U.S. Army Corps of Engineers: Cold Regions Research & Engineering Laboratory, 1982. – (CRREL Report).
14. Sinha N. Acoustic emission and microcracking in ice / N. Sinha // Proc. Japan Society for Mechanical Engineers. – Honolulu: SESA, 1982. – С. 767–772.
15. Weiss J. Acoustic emission in single crystal of ice / J. Weiss, J.-R. Grasso // J. Phys. Chem. B. – 1997. – Т. 101. – № 32. – С. 6113–6117.
16. Lishman B. Acoustic emissions from *in situ* compression and indentation experiments on sea ice / B. Lishman, A. Marchenko, P. Sammonds, et al. // Cold Reg. Sci. Techn. – 2020. – С. 172.
17. Marchenko A. Scale effects in compressive strength of sea ice / A. Marchenko, E. Karulin, M. Karulina, et al. // Proc. of the 24th IAHR Symposium on Ice. – Vladivostok, 2018.

Electromagnetic radiation at ice compression and failure

A.G. Tanurkov^{1,2*}, A.V. Marchenko¹

¹ The University Centre in Svalbard (UNIS), Svalbard Science Centre, P.O. Box 156, N-9171 Longyearbyen, Norway

² Moscow Institute of Physics and Technology (MIPT), Bld. 9, Institutskiy bystreet, Dolgoprudnyy, Moscow region, 141701, Russian Federation

* E-mail: Tanurkov.A@phystech.edu

Abstract. The article examines the electromagnetic radiation registered in course of the tests on compression of the columnar fresh-water and sea ice. The fresh-water samples were cut out from the natural lake ice. The sea ice samples were made of the young thin sea ice having the combined structure. The full-scale breakdown tests were carried out at the Island of Spitsbergen. The rectangular ice samples with dimensions of 5×5×2 cm were placed into a homemade stand, which included a reverter transforming the separating force of a hydraulic cylinder motor into the compressing stress. In course of the compression tests, the ice broke down mostly according to a brittle pattern. One of the flexural tests for a beam with fixed ends was accomplished with measurements of the electromagnetic radiation. The beam crashed due to the sequential growth of three part-through cracks and the zones of compression. To register the electromagnetic signals, two copper electrodes were plugged to an oscilloscope recorder and grounded. The reverter was driven by a hydraulic manual lifting jack. In few tests on ice compression, the acoustic emission was registered in tandem with the electromagnetic emission in order to unmask the time synchronization of acoustic and electromagnetic signals. There were also the duplicative tests without registration of the acoustic signals as a way to exclude the piezoid influence in the acoustic receiver on an electromagnetic signal resulting from the ice failure. In the tests of the fixed beam, the electromagnetic signals registered during the ice breaking after compression were shorter and their forms differed from the signals registered during the ice compression with the brittle crashing of the ice samples.

Keywords: columnar fresh-water and sea ice, full-scale uniaxial compression tests, flexural testing of a beam with fixed ends, measurements of electromagnetic radiation, measurements of acoustic emission.

References

1. GOLOVIN, Yu.I. Electromagnetic aspects of strength and plasticity of solids [Elektromagnitnyye aspekty fiziki prochnosti i plastichnosti tverdykh tel]. *Vestnik Rossiyskikh Universitetov. Matematika*, 1996, vol. 1, pp. 3–18. ISSN 2686-9667. (Russ.)
2. SHARMA, S., V. CHAUHAN, M. SINAPIUS. A review on deformation-induced electromagnetic radiation detection: history and current status of the technique. *J. Mater. Sci.*, 2021, vol. 56, pp. 4500–4551, ISSN 0022-2461.
3. THIEL, D. Electromagnetic emission (EME) from ice crack formation: preliminary observations. *Cold Reg. Sci. Techn.*, 1992, vol. 21, pp. 49–60, ISSN 0165-232X.
4. SHIBKOV, A., R. KOL'TSOV, M. ZHELTOV. Electromagnetic emission under uniaxial compression of ice. II: Analysis of the relationship between an electromagnetic signal and the dynamics of charged dislocation pile-ups. *Crystallography Reports*, 2006, vol. 51, pp. 96–103, ISSN 1063-7745.
5. O'KEEFE, S., D. THIEL. A mechanism for the production of electromagnetic radiation during fracture of brittle materials. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, 1995, vol. 89, pp. 127–135, ISSN 0031-9201.
6. BAUERHECKER, S., T. BUTTERSACK. Electric effect during the fast dendritic freezing of supercooled water droplets. *J. Phys. Chem. B*, 2014, vol. 118, pp. 13629–13635, ISSN 1520-6106.
7. TIMCO, G., W. WEEKS. A review of the engineering properties of sea ice. *Cold Regions Science and Technology*, 2010, vol. 60, pp. 107–129, ISSN 0165-232X.
8. FIFOLT, D., V. PETRENKO, E. SCHULSON. Preliminary study of electromagnetic emissions from cracks in ice. *Philosophical Magazine*, 1993, vol. 3, pp. 289–299, ISSN 1478-6435.
9. SHIBKOV, A., M. ZHELTOV, V. SKVORTSOV et al. Electromagnetic emission under uniaxial compression of ice. I: Identification of nonstationary processes of structural relaxation by electromagnetic signals. *Crystallography Reports*, 2005, vol. 50, pp. 994–1004, ISSN 1063-7745.
10. SHIBKOV, A., A. KAZAKOV. Electromagnetic emission under uniaxial compression of ice. III: Dynamics and statistics of dislocation avalanches and cracks. *Crystallography Reports*, 2009, vol. 54, pp. 299–305, ISSN 1063-7745.
11. KACHURIN, L., N. GRIGORYEV, Yu. KUZIN et al. Electromagnetic radiation of snow and ice during dynamical processes [Elektromagnitnoye izlucheniye snega i lda pri dinamicheskikh protsessakh]. *Doklady Akademii nauk SSSR*, 1979, vol. 248, pp. 583–585, ISSN 0002-3264. (Russ.)
12. STEPANYUK, I.A., V.N. SMIRNOV. *Methods for measuring dynamic parameters of sheet ice* [Metody izmereniy kharakteristik dinamiki ledyanogo pokrova]. St. Petersburg: Gidrometeoizdat, 2001. (Russ.)

13. LAWRENCE, F., D. COLE. Acoustic emission from polycrystalline ice. Hanover, N.H.: U.S. Army Corps of Engineers: Cold Regions Research & Engineering Laboratory, 1982. *CRREL Report*.
14. SINHA, N. Acoustic emission and microcracking in ice. In: *Proc. Japan Society for Mechanical Engineers*. Honolulu: SESA, 1982, pp. 767–772.
15. WEISS, J., J.-R. GRASSO. Acoustic emission in single crystal of ice. *J. Phys. Chem. B*, 1997, vol. 101, no. 32, pp. 6113–61176 ISSN 1520-6106.
16. LISHMAN, B., A. MARCHENKO, P. SAMMONDS, et al. Acoustic emissions from in situ compression and indentation experiments on sea ice. *Cold Reg. Sci. Techn.*, 2020, pp. 172, ISSN 0165-232X.
17. MARCHENKO, A., E. KARULIN, M. KARULINA, et al. Scale effects in compressive strength of sea ice. In: *Proc. of the 24th IAHR Symposium on Ice*. Vladivostok, 2018.

Сведения об авторах

<i>Амосова Надежда Викторовна</i>	главный инженер проекта АО «ЦКБ «Коралл». E-mail: office@cdbc corall.ru
<i>Благовидова Ирина Львовна</i>	заместитель начальника отдела АО «ЦКБ «Коралл», доцент Севастопольского государственного университета. E-mail: blagovidova@yandex.ru
<i>Бородкин Владимир Александрович</i>	старший научный сотрудник Арктического и антарктического научно-исследовательского института. E-mail: vaborodkin@ya.ru
<i>Бузников Никита Александрович</i>	д.ф.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: N_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Вагапов Руслан Кизитович</i>	к.х.н., начальник Лаборатории защиты от атмосферной и внутренней коррозии Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Васин Владислав Дмитриевич</i>	главный специалист Лаборатории безопасности освоения и аварийно-спасательного обеспечения морских месторождений Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: v_vasin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гереш Галина Михайловна</i>	главный геолог Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: G_Geresh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Греков Сергей Вячеславович</i>	к.т.н., заместитель начальника Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: sgrekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гречко Александр Георгиевич</i>	главный научный сотрудник Отдела ученого совета в Московской области ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Grechko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Грешняков Михаил Иванович</i>	начальник отдела ПАО «Газпром». E-mail: m.greshnjakov@adm.gazprom.ru
<i>Гужов Константин Николаевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: K_Guzhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Димитров Владимир Иванович</i>	начальник отдела АСО филиала «Газпромышленное управление» ООО «Газпром добыча Ямбург». E-mail: v.dimitrov@yamburg.gazprom.ru
<i>Жиров Алексей Владимирович</i>	главный специалист Лаборатории проектирования и научного сопровождения разработки морских месторождений Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Zhirov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Журавель Валентин Иванович</i>	к.т.н., старший научный сотрудник Государственного океанографического института им. Н.Н. Зубова
<i>Занин Владислав Юрьевич</i>	советник генерального директора АО «НПП ПТ «Океанос». E-mail: mfutkflot@gmail.com
<i>Запевалов Дмитрий Николаевич</i>	к.т.н., начальник Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Зацепа Сергей Николаевич</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, заведующий лабораторией Государственного океанографического института им. Н.Н. Зубова. E-mail: zatsepa@gmail.com

<i>Ибатуллин Константин Анатольевич</i>	к.х.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории защиты от атмосферной и внутренней коррозии Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: K_Ibatullin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ивченко Александр Александрович</i>	старший научный сотрудник Государственного океанографического института им. Н.Н. Зубова. E-mail: Alivch654@gmail.com
<i>Козинцев Виктор Михайлович</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник ИПМех им. А.Ю. Ишлинского РАН. E-mail: kozincev@mail.ru
<i>Маевский Андрей Михайлович</i>	научный сотрудник, руководитель проекта АО «НПП ПТ «Океанос». E-mail: maevskiy_andrey@mail.ru
<i>Марченко Алексей Валерьевич</i>	д.ф.-м.н., профессор Университетского центра на Шпицбергене (ЮНИС). E-mail: Aleksey.Marchenko@unis.no
<i>Мокиевский Вадим Олегович</i>	д.б.н., руководитель Лаборатории экологии прибрежных донных сообществ Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН. E-mail: vadim@ocean.ru
<i>Николаев Олег Валерьевич</i>	д.т.н., заместитель начальника Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Онищенко Дмитрий Арсеньевич</i>	к.ф.-м.н., начальник Лаборатории геотехники морских сооружений и моделирования внешних воздействий Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Onishchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Осипенко Николай Михайлович</i>	к.т.н., старший научный сотрудник ИПМех им. А.Ю. Ишлинского РАН. E-mail: osipnm@mail.ru
<i>Плосков Александр Александрович</i>	к.т.н., заместитель начальника Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Ploskov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Подoliaко Евгений Михайлович</i>	начальник отдела ПАО «Газпром». E-mail: e.podoliako@adm.gazprom.ru
<i>Попов Александр Леонидович</i>	д.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник ИПМех им. А.Ю. Ишлинского РАН. E-mail: popov@ipmnet.ru
<i>Сафонов Владимир Сергеевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Центра технологического прогнозирования и научно-технической информации ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Солбаков Вячеслав Викторович</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник Федерального исследовательского центра «Информатика и управление» РАН. E-mail: solbakov@ccas.ru
<i>Стоноженко Иван Васильевич</i>	начальник Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сулейманов Владимир Алекперович</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. E-mail: sul1943@mail.ru
<i>Танурков Алексей Геннадьевич</i>	Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет). E-mail: Tanurkov.A@phystech.edu
<i>Тертышников Александра Сергеевна</i>	начальник сектора АО «ЦКБ «Коралл». E-mail: tertyshnikova.a@mail.ru

<i>Харитонов Виктор Витальевич</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник Арктического и антарктического научно-исследовательского института. E-mail: kharitonov@aari.ru
<i>Чава Александра Ивановна</i>	инженер Лаборатории экологии прибрежных донных сообществ Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН. E-mail: cribrilina@gmail.com
<i>Челюбеев Дмитрий Анатольевич</i>	ведущий инженер ИПМех им. А.Ю. Ишлинского РАН. E-mail: da—ch@yandex.ru
<i>Шандрыгин Александр Николаевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории методико-аналитического сопровождения эксплуатации месторождений Отделения мониторинга и сопровождения эксплуатации месторождений Центра мониторинга и сопровождения эксплуатации месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Shandrygin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шифрин Ефим Ильич</i>	д.ф.-м.н., заведующий лабораторией ИПМех им. А.Ю. Ишлинского РАН. E-mail: shifrin@ipmnet.ru
<i>Шушпанников Павел Сергеевич</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории геотехники морских сооружений и моделирования внешних воздействий Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: P_Shushpannikov@vniigaz.gazprom.ru

Information about the authors

<i>Amosova Nadezhda Viktorovna</i>	chief engineer of a project at the Central Design Bureau “Corall” JSC. E-mail: office@cdbc corall.ru
<i>Blagovidova Irina Lvovna</i>	deputy head of a division at the Central Design Bureau “Corall” JSC, assistant professor at the Sevastopol State University. E-mail: blagovidova@yandex.ru
<i>Borodkin Vladimir Aleksandrovich</i>	senior research associate in the Arctic and Antarctic Research Institute. E-mail: vaborodkin@ya.ru
<i>Buznikov Nikita Aleksandrovich</i>	doctor of physics and mathematics, chief research associate in the Laboratory for intra-field transport of gas of the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: N_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Chava Aleksandra Ivanovna</i>	engineer in the Laboratory for ecology of littoral benthos communities at the P.P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences. E-mail: cribrilina@gmail.com
<i>Chelyubeyev Dmitriy Anatolyevich</i>	leading engineer at the Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences. E-mail: da—ch@yandex.ru
<i>Dimitrov Vladimir Ivanovich</i>	head of a division in the Gazpromyslovoye Upravleniye subsidiary of the Gazprom Dobycha Yamburg LLC. E-mail: v.dimitrov@yamburg.gazprom.ru
<i>Geresh Galina Mikhaylovna</i>	chief geologist of the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: G_Geresh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grechko Aleksandr Georgiyevich</i>	chief research associate in the Moscow region department of the Academician council at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Grechko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grekov Sergey Vyacheslavovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: sgrekov@viigaz.gazprom.ru
<i>Greshnyakov Mikhail Ivanovich</i>	head of a division at the Gazprom PJSC. E-mail: m.greshnjakov@adm.gazprom.ru
<i>Guzhov Konstantin Nikolayevich</i>	senior research associate in the Laboratory for modelling gas-liquid flows in production systems of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: K_Guzhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ibatullin Konstantin Anatolyevich</i>	candidate of chemistry, к.х.н., leading research associate in the Laboratory for prevention of outdoor and internal corrosion of the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: K_Ibatullin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ivchenko Aleksandr Aleksandrovich</i>	senior research associate in the Zubov State Oceanographic Institute. E-mail: Alivch654@gmail.com
<i>Kharitonov Viktor Vitalyevich</i>	candidate of physics and mathematics, senior research associate in the Arctic and Antarctic Research Institute. E-mail: kharitonov@aari.ru
<i>Kozinsev Viktor Mikhaylovich</i>	candidate of physics and mathematics, senior research associate at the Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences. E-mail: kozincev@mail.ru

<i>Marchenko Aleksey Valeryevich</i>	doctor of physics and mathematics, professor at the University Centre in Svalbard (UNIS). E-mail: Aleksey.Marchenko@unis.no
<i>Mayevskiy Andrey Mikhaylovich</i>	research associate, project manager at the NPP PT "Okeanos" JSC. E-mail: maevskiy_andrey@mail.ru
<i>Mokiyevskiy Vadim Olegovich</i>	doctor of biology, head of the Laboratory for ecology of littoral benthos communities at the P.P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences. E-mail: vadim@ocean.ru
<i>Nikolayev Oleg Valeryevich</i>	doctor of engineering, deputy head of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in production systems in the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Onishchenko Dmitriy Arsenyevich</i>	candidate of physics and mathematics, head of the Laboratory for geotechnics of marine facilities and simulation of external effects in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Onishchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Osipenko Nikolay Mikhaylovich</i>	candidate of engineering, senior research associate in the Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences. E-mail: osipnm@mail.ru
<i>Ploskov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Ploskov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Podolyako Yevgeniy Mikhaylovich</i>	head of a division at the Gazprom PJSC. E-mail: e.podoliako@adm.gazprom.ru
<i>Popov Aleksandr Leonidovich</i>	doctor of physics and mathematics, leading research associate at the Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences. E-mail: popov@ipmnet.ru
<i>Safonov Vladimir Sergeyeovich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Center for engineering prediction and scientific-technical information at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shandrygin Aleksandr Nikolayevich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for methodical and analytical support of field operation at the Division for monitoring and field operation support of the Center for monitoring and field operation support at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Shandrygin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shifrin Yefim Ilich</i>	doctor of physics and mathematics, head of a laboratory at the Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences. E-mail: shifrin@ipmnet.ru
<i>Shushpannikov Pavel Sergeyeovich</i>	leading research associate in the Laboratory for geotechnics of marine facilities and simulation of external effects of the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: P_Shushpannikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Solbakov Vyacheslav Viktorovich</i>	candidate of physics and mathematics, senior research associate at the Federal Research Center "Computer Science and Control" of the Russian Academy of Sciences. E-mail: solbakov@ccas.ru
<i>Stonozhenko Ivan Vasilyevich</i>	head of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in production systems in the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru

<i>Suleymanov Vladimir Alekperovich</i>	candidate of physics and mathematics, senior research associate in the Department for development of the offshore oil-gas fields at the Gubkin University. E-mail: sul1943@mail.ru
<i>Tanurkov Aleksey Gennadyevich</i>	Moscow Institute of Physics and Technology (MIPT). E-mail: Tanurkov.A@phystech.edu
<i>Tertyshnikova Aleksandra Segeyevna</i>	head of a sector at the Central Design Bureau “Corall” JSC. E-mail: tertyshnikova.a@mail.ru
<i>Vagapov Ruslan Kizitovich</i>	candidate of chemistry, head of the Laboratory for prevention of outdoor and internal corrosion in the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vasin Vladislav Dmitriyevich</i>	chief specialist of the Laboratory for safety of development and rescue support of marine fields in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: v_vasin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zanin Vladislav Yuryevich</i>	advisor of the general director at the NPP PT “Okeanos” JSC. E-mail: mfutkflot@gmail.com
<i>Zapevalov Dmitriy Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zatsepa Sergey Nikolayevich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate, head of a laboratory at the Zubov State Oceanographic Institute. E-mail: zatsepa@gmail.com
<i>Zhirov Aleksey Vladimirovich</i>	chief specialist of the Laboratory for design and scientific support of development of marine fields in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Zhirov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zhuravel Valentin Ivanovich</i>	candidate of engineering, senior research associate in the Zubov State Oceanographic Institute

В 38

Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 3 (55): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – 177 с. – ISSN 2306-8949.

Выпуск содержит 16 статей, исследующих разные аспекты освоения морских месторождений. Особое внимание уделяется работам в Арктике: предлагаются новые отечественные технологии бурения, выявлены узкие места нормативно-правового регулирования аварийно-спасательного обеспечения, рассматриваются актуальные вопросы гляциологии и гидробиологии. Также представлены материалы технико-экономической направленности, в том числе о возможном расширении поставок сжиженного природного газа в страны ЕС.

Сборник предназначен для ученых, инженеров и учащихся, занимающихся вопросами освоения и разработки морских углеводородных месторождений, а также созданием программного и аппаратного обеспечения этих процессов.

Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 3(55): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, 177 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).

Materials of this collected book (16 articles) expose different aspects of marine hydrocarbon production. The Arctic works are of particular emphasis; namely, the book highlights the following topics: novelties of domestic drilling technologies, bottlenecks in legal regulation of rescue provisions, vital issues of glaciology and hydrobiology. Besides, few economic challenges are studied, namely the possible problems of expanding LNG supplies to EU countries in connection with the transformation of the European energy market.

Revealed information could be interesting for a wide range of specialists occupied with exploration and development of the offshore hydrocarbon fields or with creation of the corresponding domestic software and hardware.