

# ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

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

Научно-технический  
сборник

# «Вести газовой науки»

№ 2 (39) / 2019

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

Издается

с 2010 г.

ISSN

2306-8949

Учредитель

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**

Свидетельство  
о регистрации СМИ

ПИ № ФС77-56652  
от 26.12.2013 г.

Главный редактор

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

Зам. главного редактора

*В.А. Истомин*, д.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
*А.Е. Рыжов*, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия

*М.А. Анисимов*, д.ф.-м.н., профессор, Мэрилендский университет, США  
*Б.А. Сулейманов*, д.т.н., профессор, Азербайджанская государственная нефтяная академия  
*В.Н. Башкин*, д.б.н., профессор, Институт физико-химических и биологических проблем  
почвоведения РАН  
*А.Н. Дмитриевский*, д.г.-м.н., профессор, академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН  
*И.Т. Мищенко*, д.т.н., профессор, Российский государственный университет нефти и газа  
(НИУ) имени И.М. Губкина

Научные редакторы

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

Рецензенты

*В.П. Безкоровайный*, д.т.н., профессор  
*А.И. Ермаков*, д.т.н., профессор

Над номером работали

Ответственный редактор

*Т.Г. Осияненко*

Редактор

*А.Я. Стефанова*

Корректор

*М.В. Бурова*

Редактор перевода

*А.Я. Стефанова*

Верстка

*Н.А. Владимиров*

Дизайн

*И.Ю. Белов*

Адрес редакции

142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка,  
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

E-mail: [vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru](mailto:vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru)

[www.vesti-gas.ru](http://www.vesti-gas.ru)

Подписано в печать 11.09.2019 г. Тираж 500 экз.

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

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка,  
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2019

Цена свободная.

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

## Слово редакторов

*Несмотря на экономические и политические реалии сегодняшнего дня, проблематика освоения Арктической зоны является крайне актуальной для нашей страны, что подтверждается созданием и направлением в п. Певек атомного плавучего энергоблока «Академик Ломоносов», наращиванием состава ледокольного флота и даже расширением полномочий федерального Министерства по развитию Дальнего Востока и Арктики в целях повышения эффективности государственного управления в сфере развития Арктической зоны.*

*В ряду насущных выделяется также задача освоения нефтегазовых месторождений шельфа арктических и дальневосточных морей, являющаяся, по существу, другой крупнейшей стратегической и инфраструктурной проблемой, которая потребует для своего решения создания и внедрения новых видов техники и технологий, а также строительства необходимых объектов инфраструктуры. Суровые природно-климатические условия добавляют еще один уровень сложности в проблемах освоения морских углеводородных месторождений. Кроме того, ключевой особенностью проектирования, строительства и эксплуатации объектов морских нефтегазовых проектов является их уникальность, поэтому каждый этап технического обеспечения освоения месторождений шельфа Арктики и дальневосточных морей должен предваряться, а иногда и сопровождаться, опережающими научными исследованиями, необходимыми для разработки конкретных морских месторождений.*

*В предлагаемый читателям тематический выпуск научно-технического сборника «Вести газовой науки» включены статьи разной научной направленности, широким спектром охватывающие состояние геологической изученности, подготовку к разработке и освоению морских месторождений углеводородов, а также факторы, влияющие на обеспечение надежности и безопасности при проведении буровых работ, эксплуатации морских платформ и осуществлении морского транспорта добытых углеводородов, включая технологические и технические аспекты эксплуатации подводных трубопроводов.*



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

## Содержание

- 3 **Дзюбло А.Д., Сторожева А.Е., Зонн М.С., Агаджанянц И.Г.**  
Ресурсы углеводородов дальневосточного шельфа и результаты их освоения
- 17 **Астафьев Д.А., Толстикова А.В., Наумова Л.А.**  
Возможности уточнения ресурсов углеводородов и направлений нефтегазопроисковых работ с учетом глубинных структур и геодинамических процессов в недрах Земли
- 29 **Маевский А.М., Гайкович Б.А.**  
Разработка гибридных автономных необитаемых аппаратов для исследования месторождений углеводородов
- 41 **Гайдаров А.М., Гереш Г.М., Мясичев В.Е., Хуббатова Ю.М.**  
Определение ингибирующих и консолидирующих свойств буровых растворов
- 46 **Андреев О.М., Гудошников Ю.П., Виноградов Р.А., Клячкин С.В.**  
Ледовые каналы как лимитирующий фактор при проектировании терминалов отгрузки углеводородов в прибрежной зоне арктических морей
- 53 **Осипенко Н.М.**  
Динамика обламывания кромки плавучего льда у преграды
- 61 **Шушпанников П.С., Онищенко Д.А.**  
Эффективная методика оценки воздействия ледового выпавания в песчаных грунтах на заглубленный трубопровод с помощью вычислительного пакета LS-DYNA
- 74 **Сулейманов В.А.**  
Неравновесная термодинамика процесса трубопроводного транспорта природного газа
- 80 **Курбатова Г.И., Ермолаева Н.Н.**  
Программные комплексы расчета параметров транспортировки газа и оледенения морских трубопроводов на арктическом шельфе
- 91 **Бузников Н.А., Сулейманов В.А.**  
Влияние водной фазы на режимы транспортировки газа с малым содержанием конденсата по протяженным морским трубопроводам
- 97 **Мансуров М.Н., Шеховцов А.В.**  
Контроль проектирования, строительства и эксплуатации морских трубопроводов на основе фреймово-продукционных моделей
- 110 **Голубин С.И.**  
Управление эксплуатационной надежностью магистральных трубопроводов в криолитозоне на основе анализа данных геотехнического мониторинга и прогнозного математического моделирования
- 118 **Сафонов В.С.**  
Современное состояние исследований конструктивной надежности танкеров для транспортировки СПГ и последствий аварийных разливов СПГ на водной поверхности
- 129 **Вагапов Р.К., Федотова А.И., Запелов Д.Н., Стрельникова К.О.**  
Коррозионная агрессивность различных эксплуатационных факторов на углеводородных месторождениях, содержащих диоксид углерода
- 136 **Гордиенко Д.М., Лагозин А.Ю., Мордвинова А.В., Шебеко Ю.Н., Некрасов В.П.**  
Обеспечение пожарной безопасности морских стационарных нефтегазодобывающих платформ
- 143 **Аминев В.Ф.**  
Обеспечение безопасности плавучих буровых установок в РФ: методы и пути решения конфликтов правового регулирования
- 149 **Марченко И.А.**  
Особенности инженерных изысканий для постановки буровых платформ в арктических морях
- 157 **Александров И.С., Герасимов А.А., Григорьев Б.А.**  
Термодинамические свойства технически важных органических рабочих веществ. Нормальный пентадекан
- 168 **Булейко В.М., Григорьев Б.А., Григорьев Е.Б., Сокотущенко В.Н.**  
Поведение многокомпонентных углеводородных смесей в сверхкритической фазе
- 180 **Сведения об авторах**
- 184 **Information about the authors**

УДК 553.981/982::551.462.32(571.6)

## Ресурсы углеводородов дальневосточного шельфа и результаты их освоения

А.Д. Дзюбло<sup>1,2</sup>, А.Е. Сторожева<sup>1\*</sup>, М.С. Зонн<sup>1</sup>, И.Г. Агаджанянц<sup>3</sup>

<sup>1</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

<sup>2</sup> Институт проблем нефти и газа РАН, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

<sup>3</sup> ВНИГНИ, Российская Федерация, 105118, г. Москва, шоссе Энтузиастов, д. 36

\* E-mail: stor\_anna@mail.ru

**Тезисы.** Статья подготовлена в целях исследования геолого-геофизической изученности дальневосточного шельфа РФ и анализа результатов морских нефтегазопроисловых работ в связи с оценкой ресурсов углеводородов (УВ). Рассмотрены структура начальных суммарных ресурсов Охотского моря и результаты глубокого бурения. Наибольшее внимание уделено оценке перспектив нефтегазоносности западнокамчатского шельфа. Для этой территории обоснованы зоны размещения коллекторов различных типов в отложениях среднего и позднего эоцена. На базе результатов бассейнового моделирования выделены очаги генерации УВ в основных сейсмокомплексах разреза. Дана характеристика нефтегазоматеринских толщ, и оценены геологические ресурсы УВ-бассейна. Оценка освоения нефтегазовых ресурсов представлена для сахалинского шельфа в акватории Охотского моря. Намечены основные направления дальнейших комплексных геолого-геофизических и исследовательских работ на дальневосточном шельфе РФ.

**Ключевые слова:** акватории дальневосточных морей РФ, изученность сейсмозаведкой и глубокого бурением, начальные суммарные ресурсы, коллектор, очаг нефтегазообразования, бассейновое моделирование акватории западнокамчатского шельфа, освоение нефтегазовых ресурсов сахалинского шельфа.

Геолого-геофизическая изученность недр дальневосточного шельфа в акваториях Охотского, Берингова и Японского морей в настоящее время неравнозначна (табл. 1, рис. 1). Основные результаты морских нефтегазопроисловых работ достигнуты в Охотском море, где состоялись открытия крупных нефтегазоконденсатных месторождений как в советский период, так и в последние годы. Поисково-разведочными работами доказана промышленная нефтегазоносность средне-верхнемиоценового, нижне-среднемиоценового и верхнеолигоценного комплексов.

### Охотское море

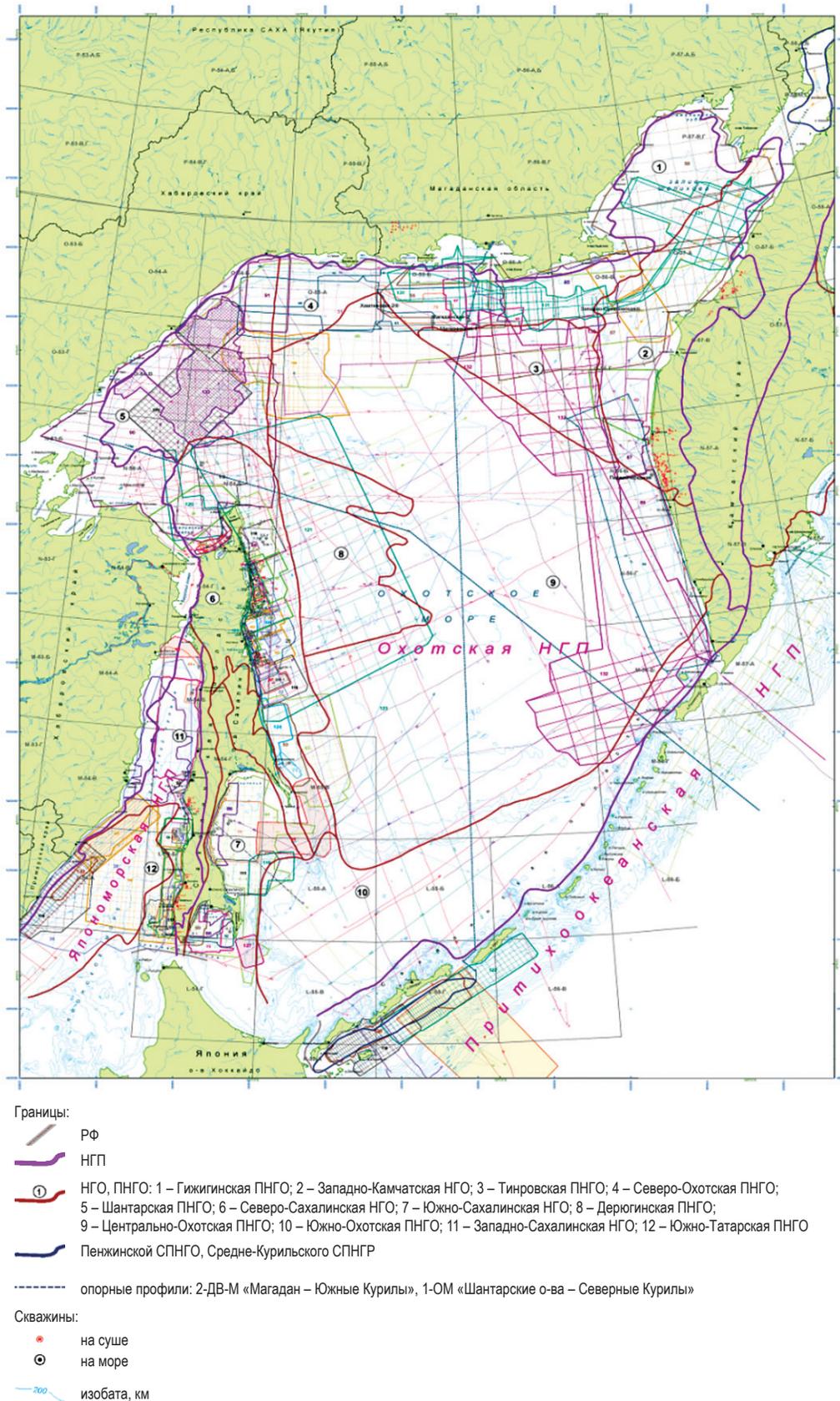
Охотское море представляет собой глобальный природный объект, включающий девять бассейнов, обладающих огромным нефтегазовым потенциалом в осадочном чехле. На северо-восточном шельфе Сахалина открыты крупные и уникальные нефтегазоконденсатные месторождения. Бурение поисковых скважин на магаданском и западнокамчатском шельфах до настоящего времени не принесло открытий месторождений. Масштабные геологоразведочные работы в Охотском море дали обширную информацию о строении региона, в том числе мезозойского дислоцированного фундамента.

Изучение глубинного строения Охотского моря и прилегающих районов началось в 1957 г. Институтом физики Земли АН СССР, затем было продолжено Сахалинским

Таблица 1

### Изученность акваторий дальневосточных морей РФ (по состоянию на 01.01.2015)

Море	Площадь акватории, тыс. км <sup>2</sup> , общая	Сейсмозаведка 2D		Бурение, кол-во скважин
		объем, тыс. пог. км	плотность, пог. км/км <sup>2</sup>	
Берингово (+ притихоокеанский сектор)	777,6	91,23	0,12	5
Охотское	1603	390,66	0,24	102
Японское	240	52,71	0,22	12



**Рис. 1. Геолого-геофизическая изученность дальневосточных морей:**

НГП – нефтегазоносная провинция; НГО – нефтегазоносная область; ПНГО – перспективная нефтегазоносная область; СПНГО – самостоятельная перспективная нефтегазоносная область; СПНГР – самостоятельный перспективный нефтегазоносный район

КНИИ СО АН и многими другими организациями. Первоначально выполнялось глубинное сейсмическое зондирование по сети региональных профилей, охватывающих всю акваторию Охотского моря. Начиная с 1976 г. и до настоящего времени трестом (ныне – ОАО) «Дальморнефтегеофизика» на акватории Охотского моря выполняются региональные и детальные сейсмические исследования методами отраженных волн, а также магнитные и гравиметрические съемки. На многих лицензионных участках Охотского моря нефтегазовыми компаниями выполнены значительные объемы 3D- и 4D-сейсморазведочных работ [1].

Начальные суммарные ресурсы (НСР) дальневосточных акваторий (Охотское, Берингово, Японское моря и Тихий океан) в пределах континентального шельфа РФ, по последним оценкам, составляют 10800 млн т условного топлива (у.т.), в том числе, млн т у.т.: НСР Охотского моря – примерно 9300 (табл. 2), Берингова моря – 900, Японского моря – 500, Тихого океана – 100. Накопленная добыча нефти в Охотском море по состоянию на 01.01.2018 составила 155 млн т, газа – 256 млрд м<sup>3</sup>, конденсата – 20,5 млн т.

### Магаданский шельф

На магаданском шельфе в середине восьмидесятых годов пробурена параметрическая скв. Магаданская-1 глубиной 3175 м, затем – поисковая скв. Магаданская-2 глубиной 2220 м, позже – скв. Хмитевская-2. В связи

с тем что в нижней части разреза (глубже 2500 м) скв. Магаданская-1 прошла по зоне разлома, а скв. Магаданская-2 и Хмитевская-2 остановлены в миоценовых отложениях, достоверных характеристик разреза палеогеновых отложений в настоящее время не существует. Низкие фильтрационно-емкостные свойства палеогенового разреза по скв. Магаданская-1, по мнению многих исследователей [2], отражают не первичные свойства горных пород, а свойства динамометаморфизованных пород, находящихся в зоне разлома.

В настоящее время на лицензионных участках Магадан-1, -2, -3 и Лисянском поисковые работы совместно ведут ПАО «НК «Роснефть» и норвежская компания «Статойл». На участке Магадан-1 в 2016 г. пробурена поисково-оценочная скв. Дукчинская-1 (2610 м). Во вскрытом разрезе залежи нефти и газа не выявлены, и неизвестен фазовый состав углеводородов. Скважина закончена строительством и ликвидирована. Оценка перспективных ресурсов участка неоднозначна, как и фазовый состав (либо нефть, либо газ с вероятностями 40 и 60 % соответственно).

На Лисянском лицензионном участке в 2016 г. пробурена поисково-оценочная скв. Ульбериканская-1 (1947 м) (рис. 2). В изученном разрезе коллектор представлен аркозовым песчаником. Залежи нефти и газа отсутствуют. Скважина закончена строительством и ликвидирована.

Таблица 2

### Структура НСР акваторий нефтегазогеологических элементов Охотского моря по состоянию на 01.01.2009

Нефтегазогеологический элемент	Перспективная площадь, тыс. км <sup>2</sup>	Ресурсы геолог. (извлек.)					Плотность НСР геолог. (извлек.), тыс. т н.э./км <sup>2</sup>	Плотность ресурсов кат. Д <sub>1</sub> +Д <sub>2</sub> геолог. (извлек.), тыс. т н.э./км <sup>2</sup>
		нефть, млн т	свободный газ, млрд м <sup>3</sup>	конденсат, млн т	растворенный газ, млрд м <sup>3</sup>	НСР, млн т у.т.		
Северо-Сахалинская НГО	96,0	3343,8 (962,5)	2967,3	277,1 (188,1)	262,6 (123,1)	6850,8 (4241,0)	71,4 (44,2)	37,1 (24,1)
Западно-Камчатская НГО	81,7	1427,5 (428,2)	1523,4	31,0 (20,2)	124,1 (81,9)	3106,0 (2053,7)	38,0 (25,1)	38,0 (25,1)
Южно-Сахалинская НГО	47,4	113,8 (34,1)	74,4	7,6 (5,4)	11,4 (3,7)	207,2 (117,6)	4,4 (2,5)	4,4 (2,5)
Северо-Охотская ПНГО	55,0	762,6 (228,8)	541,0	15,1 (10,5)	57,8 (28,5)	1376,5 (808,8)	25,0 (14,7)	25,0 (14,7)

Примечание: н.э. – нефтяной эквивалент.

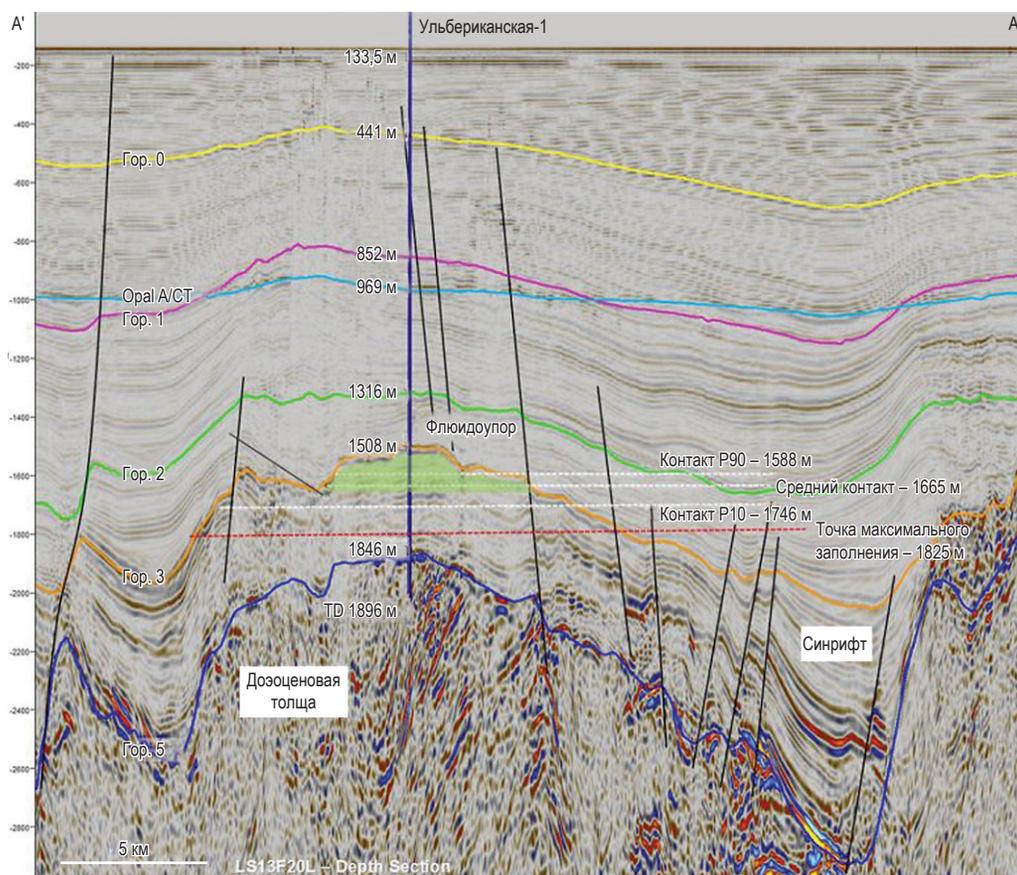


Рис. 2. Сейсмостратиграфический разрез скв. Ульбериканской-1

### Шельф Западной Камчатки

Изучаемый район относится к Охотоморскому геоблоку, который находится в зоне перехода Азиатского континента к Тихому океану (в зоне транзитали, по Л.И. Красному). Главными структурными элементами Охотоморского геоблока в пределах шельфа Западной Камчатки являются кайнозойские системы прогибов (Шелиховская и Западно-Камчатская), впадина ТИНРО и разделяющие их поднятия различной природы.

В разрезе района выделяются два структурных этажа: нижний мезозойский и верхний кайнозойский (эоцен-четвертичный). Они разделены между собой, главным образом на поднятиях, поверхностью углового несогласия. В строении нижнего структурного этажа (фундамента) участвуют интенсивно дислоцированные меловые кристаллические породы. Верхний структурный этаж представлен осадочным чехлом покровного строения, сложенным эоцен(олигоцен)-четвертичными образованиями. Дислоцированность (пликативная и дизъюнктивная) пород последнего значительно слабее, чем нижнего этажа. Пликативные складки

наблюдаются в зонах влияния главных разрывных нарушений, нередко имеющих долгоживущий характер и докайнозойское заложение.

На п-ове Камчатка в результате поисково-разведочных работ в пределах Колпаковского прогиба открыты четыре газоконденсатных месторождения: в 1983 г. – Кшукское (мелкое); в 1985 г. – Нижне-Квакчикское (среднее); в 1987 г. – Средне-Кунжикское (мелкое); в 1988 г. – Северо-Колпаковское (мелкое) (рис. 3).

На Западно-Камчатском лицензионном участке поисково-разведочные работы ведет ПАО «Газпром». К наиболее крупным структурам Западно-Камчатского шельфа относятся Колпаковский, Воямпольский и Ичинский прогибы, Моршечно-Утхолокское поднятие. К положительным структурам II порядка в пределах акваторий Ичинского прогиба относятся: Сухановская, Моршечная, Крутогоровская, Северо-Тундровая, Тхуклукская и Лиманская антиклинальные зоны.

В 2008 г. в своде Западно-Сухановской антиклинали ОАО «Роснефть» (ныне – ПАО «НК «Роснефть») пробурена параметрическая скв. Западно-Сухановская-1 (3025 м).



По данным геофизических исследований скважин (ГИС), нефтегазонасыщенные коллекторы в разрезе скважины не выделяются, но ниже 2620 м предположительно могут присутствовать углеводородонасыщенные (данные газового каротажа и ГИС) породы турбидитового типа (очень тонкое переслаивание более чистых песчаных и глинистых пропластков толщиной в несколько сантиметров) [3].

На Тхуклукском участке в 2011 г. ООО «Газфлот» (ныне – ООО «Газпром флот») пробурена скв. Первоочередная-1, которая по достижении глубины 3000 м была законсервирована. В скважине по ГИС выделены пласты с углеводородным насыщением в отложениях снатольской и неразделенных вивентекской и утхолокской свит (вивентекско-утхолокская свита).

По материалам сейсморазведки, данным бурения скважин на суше и в акватории в РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина выполнена оценка перспектив нефтегазоносности шельфа Западной Камчатки с бассейновым моделированием, установлены зоны развития коллекторов и выделены очаги генерации углеводородов в отдельных стратиграфических комплексах региона. Обоснование зон размещения коллекторов различных типов проведено в интервалах среднего-позднего (снатольская + ковачинская свиты) и позднего (эрмановская и эталонская свиты) эоцена. Методически исследование опиралось на комплексный анализ результатов:

- изучения структурного положения кровли отложений комплексов;
- прогнозирования литологии разреза по данным геологического моделирования с использованием программного пакета Temis-Suite;
- палеогеографического анализа обстановок осадконакопления;
- минералогического и катагенетического зонирования осадочных пород;
- моделирования изменения петрофизических свойств пород в зависимости от глубины максимального прогрета.

Результаты прогноза отображены на картах размещения зон коллекторов снатольской и ковачинской свит западнокамчатского шельфа (рис. 4). Наиболее перспективная зона распространения преимущественно поровых коллекторов в снатольской и ковачинской свитах приурочена к юго-восточной части Ичинского

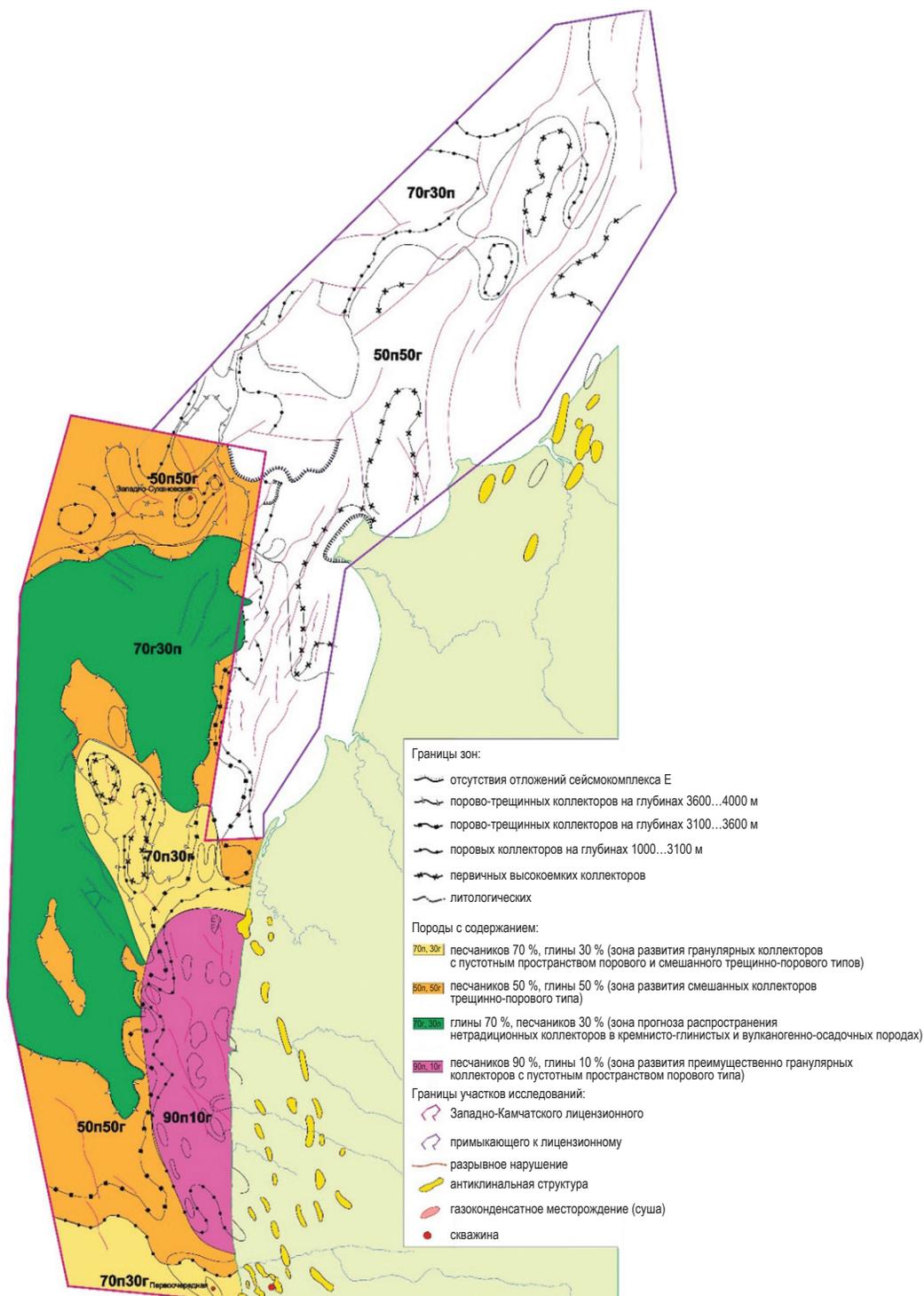
прогиба, где породы, залегающие на глубинах до 3100 м, находятся на стадии катагенеза МК<sub>1-2</sub>. Здесь могут преобладать поровые коллекторы открытой пористостью 20...30 % с подчиненным распространением трещинно-поровых и кавернозно-поровых.

В основу геохимических исследований и выделения очагов нефтегазообразования на акваторию западнокамчатского шельфа положены структурные карты по кровле основных отражающих сейсмокомплексов E, D, C (ООО «Дальморнефтегеофизика») и данные интерпретации региональных профилей 2D TP1001, TP1002, TP1004, выполненных в 2010–2011 гг. ООО «Газфлот». В результате исследований под руководством Т.А. Кирюхиной построены карты очагов нефтегазообразования по поверхности отдельных сейсмокомплексов в акватории западнокамчатского шельфа (рис. 5).

**Сейсмокомплекс E.** Очаг нефтегазообразования занимает почти всю исследованную акваторию западнокамчатского шельфа. Он захватывает большую часть Колпаковского прогиба, расположенного на юге Западно-Камчатской системы прогибов в зоне перехода между Соболевским поднятием платформенного типа и складчатыми структурами Ичинского прогиба. Очаг состоит из трех субпараллельно расположенных синклиналиных зон: Приморской, Кшукской и Половинной. Эти зоны можно рассматривать в качестве самостоятельных локальных очагов нефтеобразования.

**Сейсмокомплекс D.** В отложениях фиксируется только зона нефтеобразования, которая занимает значительно меньшую площадь по сравнению с нижележащим комплексом. Несмотря на это, депоцентр прогибания остается прежним и тяготеет к центральной, наиболее вогнутой части Колпаковского прогиба и его северного продолжения – Ичинского прогиба. В южной части Западной Камчатки ГЗН уходит на сушу. С этой территорией и связана основная нефтегазоносность сухопутной части Камчатки. Наиболее погруженная часть очага, так же как и в нижележащем комплексе, связана с впадиной ТИНРО.

**Сейсмокомплекс C.** Очаг нефтеобразования занимает крайнюю юго-западную часть исследуемого участка акватории Охотского моря. Очаг значительно сокращен по площади по сравнению с нижележащим очагом, и его



**Рис. 4. Карта зон коллекторов снатольской и ковачинской свит западнокамчатского шельфа**

границы не захватывают территории суши. Депоцентр прогибания смещен к юго-западу по сравнению с рассмотренными ранее сейсмокомплексами E и D.

Оценка потенциальных ресурсов Западно-Камчатского бассейна выполнена на основе характеристик нефтематеринских толщ (НГМТ) (табл. 3, 4).

Таким образом, суммарные геологические ресурсы Западно-Камчатского бассейна равны 4,73 млрд т у.т.

Локальные структуры выделены сейсмо-разведочными работами; это позволило, рассчитав площади локальных объектов для каждого сейсмо-стратиграфического комплекса в программном пакете ArcGis, произвести

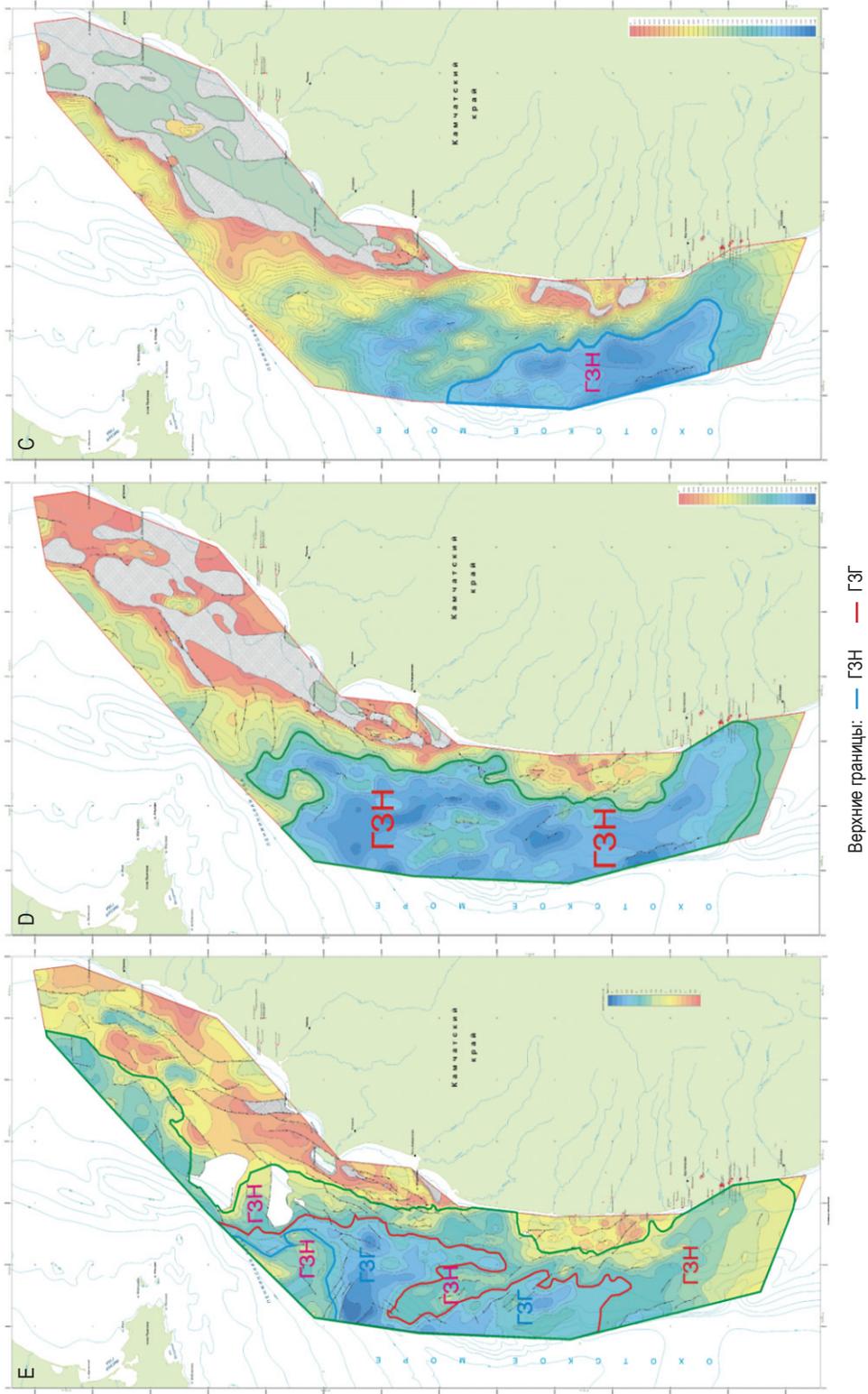


Рис. 5. Карты очагов нефтегазообразования по поверхности сейсмокомплексов Е, D, С:  
ГЗН — главная зона нефтеобразования; ГЗГ — главная зона газообразования

Таблица 3

**Характеристика НГМТ Западно-Камчатского бассейна (усредненные данные):**  
ОВ – органическое вещество

НГМТ (комплекс)	Суммарная мощность, м	Плотность породы, т/м <sup>3</sup>	Водородный индекс, мг/г (углеводороды/ОВ)	Содержание ОВ, %	Тип ОВ	Коэффициент битуминизации, %	Коэффициент эмиграции	Коэффициент аккумуляции
В+А+А'	100	2,57	200	5	II	5,1	0,2	0,05
С	100	2,60	250	1	II–III	4,7	0,3	0,05
D (верхняя часть)	100	2,63	270	1	II–III	14	0,4	0,05
D (нижняя часть)	100	2,65	350	0,6	II–III	12	0,45	0,05
Е	200	2,70	300	2	III	15	0,5	0,05

Таблица 4

**Площадь очага нефтегазообразования по НГМТ**  
**и геологические ресурсы Западно-Камчатского бассейна**

Очаг нефтегазообразования НГМТ	Площадь очага, тыс. км <sup>2</sup>	Ресурсы, млн т у. т., геол.
В+А+А'	10	70
С	20	40
D (верхняя часть комплекса)	50	450
D (нижняя часть комплекса)	50	250
Е	80	3920

оценку прогнозных ресурсов углеводородов. Прогнозные локализованные ресурсы по структурам составляют, млн т у. т.: Крутогоровская антиклинальная зона (Северо-Крутогоровская, Крутогоровская, Калаваямская, Южно-Крутогоровская структуры) – 488,5; Центральная антиклинальная зона (Центральная-3, Кунжикская, Центральная-2, Центральная-1 структуры) – 97; Колпаковский прогиб (структура Первоочередная) – 23,2.

По оценке Л.С. Маргулиса [4], прогнозные ресурсы западнокамчатского шельфа составляют 3,6 млрд т н. э. Суммарные геологические ресурсы этого региона, по оценке ОАО «Дальморнефтегеофизика», составляют 3,3...4,5 млрд т н. э., причем семь наиболее крупных структур содержат 60 % всех ресурсов.

### Берингово море и Тихий океан

В Беринговом море на анадырском шельфе пробурена единственная в регионе глубоководная скв. Центральная-1. Всего в российской части Берингова моря и Тихого океана пробурены 5 скважин (рис. 6). Глубоководные исследовательские скв. 189, 190, 191, 192 пробурены в российском секторе Берингова моря и Тихого океана в 1971 г. научно-исследовательским

судном «Гломар Челленджер» в рамках международного проекта глубоководного бурения в океане. В результате бурения скважинами вскрыт акустический фундамент и изучен разрез от четвертичных до среднемиоценовых отложений. Исследовательская скв. 188 пробурена в американском секторе.

В 2003 и 2012 гг. по государственным контрактам ОАО «Дальморнефтегеофизика» выполнило сейсморазведку МОВ ОГТ<sup>1</sup> общим объемом 7244 км, аэрогравимагнитометрию и гравимагнитометрию в Ильпинском, Олюторском и частично Командорском осадочных бассейнах, средняя плотность сети сейсмопрофилей составила 0,14 км/км<sup>2</sup>. В 2013 г. несколькими профилями изучены берингоморский шельф и склон Восточной Камчатки. Данные исследования позволили оценить ресурсный потенциал Ильпинского и Олюторского осадочных бассейнов.

Первоочередной нефтепоисковый интерес в Командорском осадочном бассейне представляют зоны сочленения склоново-глубоководных прогибов с межбассейновыми поднятиями. На склонах Олюторско-Командорского

<sup>1</sup> МОВ ОГТ – метод отраженных волн, реализованный способом общей глубинной точки (см. ГОСТ 16821-91).



Рис. 6. Схема расположения осадочных бассейнов в Беринговом море и Тихом океане (по А.В. Савицкому, Е.В. Грецкой и др. [5])

и Карагинско-Командорского прогибов и одноименных поднятиях закартированы локальные антиклинальные структуры [5, 6].

### Японское море

На акватории Татарского пролива Японского моря пробурены 12 скважин и открыто только одно мелкое с точки зрения величины извлекаемых балансовых запасов по промышленным категориям  $C_1$  и  $C_2$  (11,5 млрд  $m^3$ ) газовое месторождение Изильметьевское в верхнемиоцен-плиоценовых отложениях.

Центрально-Татарский лицензионный участок, где ведет работы ПАО «НК «Роснефть», располагается в северной части континентального шельфа в Японском море. Глубина моря в пределах участка изменяется от 50

до 700 м. Расстояние от берега до перспективных структур составляет от 4 до 50 км. Перспективными отложениями являются нижнемарьямские (поздний миоцен), углегорские (ранний-средний миоцен) и сергеевские (олигоцен). Глубина залегания 1000...4000 м. Коллекторы поровые, порово-трещинные. Нефтегазоносность участка отличается наиболее широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоперспективных комплексов: от верхнего мела до плиоцена.

Изученность сейсморазведкой невысокая: средняя плотность сейсмических исследований (см. табл. 1) составляет 0,22 пог. км/км<sup>2</sup>. Ведется подготовка к проведению сейсморазведочных работ в транзитной зоне.

## Результаты освоения нефтегазовых ресурсов

В настоящее время добыча углеводородного сырья ведется только на сахалинском шельфе Охотского моря, где успешно эксплуатируются по проектам «Сахалин-1, -2, -3» Одоптинское, Чайвинское, Аркутун-Даги, Пильтун-Астохское, Лунское, Кириновское месторождения. Основные недропользователи в регионе: российские – ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть»; зарубежные – ExxonMobil, Shell, Mitsui и Mitsubishi [7].

Резервуарные комплексы Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна представлены в основном толщами переслаивания песчано-алевритовых и глинистых пластов. Эти комплексы распространены на всех стратиграфических уровнях промышленно нефтегазоносного и перспективного разреза от верхнего мела до плейстоцена включительно (рис. 7). Промышленные залежи нефти, пока в ограниченном количестве, открыты и в трещиноватых кремнистых толщах [8].

В последнее десятилетие ресурсная база шельфа Сахалина наращивается за счет открытия новых месторождений углеводородов

на Кириновском (месторождения Кириновское, Южно-Кириновское, Мынгинское, Южно-Лунское), Аяшском (месторождения Нептун, Тритон), Северо-Венинском (Северо-Венинское месторождение) лицензионных участках. Успешная эксплуатация открытых месторождений на шельфе Сахалина поддерживается за счет новых технологий (бурения протяженных горизонтальных скважин; сейсмической 4D-съемки на Пильтун-Астохском и Лунском месторождениях; конструкций скважин, обеспечивающих сверхвысокие дебиты газа; подводной добычи на Кириновском месторождении).

Для освоения месторождений Чайво и Одопту были задействованы береговые буровые установки «Ястреб» и «Кречет», а для разработки юго-западной части месторождения Чайво – также морская платформа «Орлан». Установка платформы «Орлан» завершена в июле 2005 г., а буровые работы начаты в декабре 2005 г. Специально для проекта «Сахалин-1» спроектированы наземные буровые установки, предназначенные для бурения с берега скважин с большим отходом забоя от вертикали.

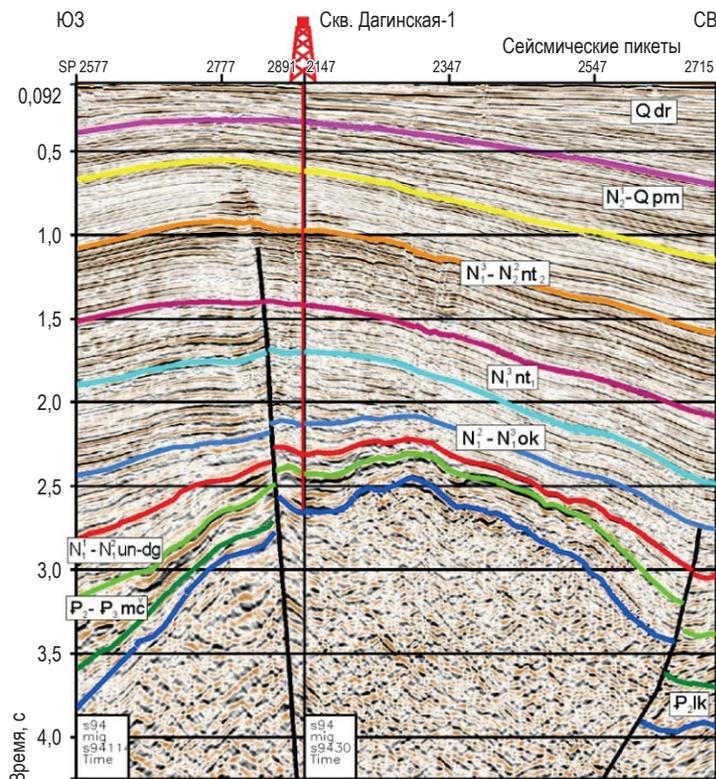


Рис. 7. Временной сейсмогеологический разрез северо-восточного участка шельфа о. Сахалин

В 2017 г. успешно завершено бурение с платформы «Орлан» на месторождении Чайво самой протяженной в мире скважины с горизонтальным окончанием длиной 15000 м, что на сегодняшний день является мировым рекордом. Скважина относится к категории сверхсложных, отход от вертикали составляет 14129 м. К настоящему моменту консорциумом «Сахалин-1» пробурены 9 из 10 самых протяженных в мире скважин.

Плановая добыча газа Лунского месторождения обеспечивается за счет эксплуатации высокодебитных скважин (1,5...8 млн м<sup>3</sup>/сут). Максимальный диаметр эксплуатационной колонны составляет 244,5 мм [9]. Длительное время отдельные скважины работают в диапазоне дебитов 3,5...4 млн м<sup>3</sup>/сут. За время эксплуатации скважин не было случаев пескопроявления, за исключением незначительного выноса песка при изменении технологического режима.

По проекту «Сахалин-2» построены и введены в эксплуатацию: подводные трубопроводы длиной 300 км, соединяющие с берегом три добывающие платформы; наземные нефте- и газопроводы длиной 800 км; объединенный береговой технологический комплекс; терминал отгрузки нефти; первый в России завод по производству сжиженного природного газа (СПГ). В 2019 г. исполняется 10 лет со дня ввода в эксплуатацию завода по производству СПГ и выхода российского СПГ на энергетические рынки Азиатско-Тихоокеанского региона и северного побережья Америки.

Проектные решения по разработке и обустройству месторождений Киринского блока лицензионного участка «Сахалин-3» обусловлены тремя основными факторами: наличием сезонного ледового режима, глубиной воды и расстоянием до объектов береговой инфраструктуры. С учетом относительно небольшого количества скважин и близости береговых сооружений разработка и обустройство Киринского газоконденсатного месторождения (ГКМ) осуществляется с использованием подводных технологий добычи, что позволило сократить сроки ввода месторождения и обеспечить транспортировку углеводородов до береговых сооружений в многофазном состоянии. Промысел оснащен скважинами с подводным заканчиванием, которые соединяются промысловыми трубопроводами со сборным манифольдом, откуда сборный

подводный трубопровод обеспечивает доставку продукции скважин на береговую установку комплексной подготовки газа. Первоочередной объект – Киринское ГКМ – введен в эксплуатацию в 2013 г.

Впервые в России сейсмическая 4D-съемка проведена на Пильтун-Астохском и Лунском месторождениях проекта «Сахалин-2». Результаты интерпретации данных Астохского участка позволили уточнить положение фронтов заводнения, выявить пространства, не охваченные разработкой, и тем самым определить цели для последующего уплотняющего бурения, а также оптимизировать заводнение. По Пильтунскому участку обеспечен первый обзор последствий закачки и добычи по всему участку, что помогло обосновать текущую динамическую модель, определить барьеры (структурные или литологические) и зоны с потенциально худшими коллекторскими свойствами.

В результате проведенной сейсмической 4D-съемки на Лунском месторождении зарегистрированы связанные с добычей газа изменения, влияющие на планирование скважин с большим отходом, оценен подъем газоводяного контакта, подтверждена гидродинамическая связь между отдельными блоками месторождения. Выявлены признаки дифференциального истощения через разные по проницаемости пласты в газовой залежи.

\*\*\*

Таким образом, недра континентального шельфа в акваториях дальневосточных морей – Охотского, Берингова, Японского – обладают значительными ресурсами углеводородного сырья. В последние годы состоялись открытия нефтяных и газовых месторождений. В результате общий прирост запасов углеводородного сырья составил более 1,5 млрд т у.т.

Применяя новейшие технологии, ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть» совместно с зарубежными партнерами ведут освоение группы крупных месторождений по проектам «Сахалин-1, -2, -3» с годовой добычей нефти на уровне 16,5 млн т, газа – 30 млрд м<sup>3</sup>. В перспективе к 2030 г. уровень добычи газа должен возрасти до 40...45 млрд м<sup>3</sup>, а нефти – до 20...25 млн т. В российской части Берингова моря и Тихого океана, япономорского шельфа необходимо продолжать комплексные геофизические исследования

для обоснования ресурсов углеводородного сырья и выявления крупных антиклинальных и неструктурных ловушек.

Дальнейшие перспективы нефтегазоносности Охотского моря связаны с новыми объектами поиска на участках «Магадан-1, -2, -3», Лисянском, Западно-Камчатском. Здесь проводятся геофизические работы и бурение

глубоких поисковых скважин, однако по-прежнему сохраняется проблема поиска коллекторов. Для создания единой геологической модели разреза осадочного чехла Охотского моря необходимо выполнить региональные геофизические исследования и увязать полученные новые данные с геологическим строением и нефтегазоносностью отдельных бассейнов.

### Список литературы

1. Дзюбло А.Д. Нефтегазоносность и геолого-геофизические модели шельфа Российской Арктики и Дальнего Востока: учеб. пособие / А.Д. Дзюбло. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2018. – 235 с.
2. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России / В.С. Шеин. – М.: ВНИГНИ, 2006. – 774 с.
3. Жаров А.Е. Строение, возраст и перспективы нефтегазоносности Западно-Камчатского бассейна по материалам Западно-Сухановской скважины и его сопоставление с другими осадочными бассейнами Северной Охотии / А.Е. Жаров, Л.И. Митрофанова, В.Ф. Тузов // Материалы конференции «Нефть и газ Сахалина». – Южно-Сахалинск, 2011.
4. Маргулис Л.С. Перспективы и реальные пути освоения нефтегазового потенциала дальневосточных акваторий России / Л.С. Маргулис // Труды 9-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/ CIS Offshore 2009). – Санкт-Петербург, 2009. – Т. 1. – С. 216–220.
5. Савицкий А.В. Перспективы геологоразведочных работ в глубоководных осадочных бассейнах Берингова моря и Тихого океана / А.В. Савицкий, Е.В. Грецакая, Ю.В. Рыбак-Франко и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 56–64.
6. Рыбак-Франко Ю.В. Новые данные о геологическом строении подводной окраины Восточной Камчатки / Ю.В. Рыбак-Франко, Е.В. Грецакая // Проблемы воспроизводства запасов нефти и газа в современных условиях: сб. докладов конференции, посвященной 85-летию ВНИГРИ. – СПб.: ВНИГРИ, 2014.
7. Петренко В.Е. Ресурсы углеводородов шельфа Охотского моря и результаты их освоения ОАО «Газпром» / В.Е. Петренко, С.Е. Чигай, Б.А. Никитин и др. // Газовая промышленность. – 2014. – № 716. – С. 16–21.
8. Дзюбло А.Д. Геологическое строение и нефтегазоносность Кириного блока шельфа о. Сахалин / А.Д. Дзюбло, О.А. Шнип, К.Э. Халимов // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 3. – С. 26–32.
9. Никитин Б.А. Анализ гидродинамических исследований скважин и оценка добычной возможности газовых залежей месторождений Кириного блока / Б.А. Никитин, А.Д. Дзюбло, А.Б. Золотухин и др. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – № 2. – С. 20–25.

## Offshore hydrocarbon resources in the seas at the Far East and results of their development

A.D. Dzyublo<sup>1</sup>, A.Ye. Storozheva<sup>1\*</sup>, M.S. Zonn<sup>1</sup>, I.G. Agadzhanyants<sup>2</sup>

<sup>1</sup> National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Bld. 1, Est. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

<sup>2</sup> All-Russian Research Geological Oil Institute, Bld. 36, shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russian Federation

\* E-mail: stor\_anna@mail.ru

**Abstract.** The article studies geological-geophysical maturity of knowledge about the Far-Eastern continental shelf of Russia, and analyzes results of the offshore oil-gas prospecting in relation to assessment of hydrocarbon resources. A structure of total initial resources of Okhotsk Sea and the results of deep-hole drilling are discussed.

Especially attention is paid to outlooks for oil and gas presence in the Western-Kamchatka waters. Location of the different-type reservoirs in the Middle and Upper Eocene is substantiated for the named territory. The epicenters of hydrocarbon generation within the main seismic complexes of the sequence are singled out using results of basin modelling. There are characteristics of the oil-gas source strata, and estimation of geological resources in this hydrocarbon basin. Development of the offshore hydrocarbon resources of Sakhalin in the Okhotsk waters is also described. The main directions for further geological-geophysical explorations in the Far-Eastern waters of Russia are recommended.

**Keywords:** Far-Eastern waters of Russia, maturity of seismic prospecting and deep-hole drilling knowledge, total initial resources, reservoir, epicenter of oil and gas generation, basin modelling of Western-Kamchatka offshore area, development of Sakhalin offshore oil-gas resources.

### References

1. DZYUBLO, A.D. *Oil-gas-bearing capacity and geological-geophysical models of Russian Arctic and Far-Eastern continental shelf* [Neftegazonosnost i geologo-geofizicheskiye modeli shelfa Rossiyskoy Arktiki i Dalnego Vostoka]: learning aid. Moscow: Gubkin University, 2018. (Russ.).
2. SHEIN, V.S. *Geology and oil-gas presence in Russia* [Geologiya i neftegazonosnost Rossii]. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute, 2006. (Russ.).
3. ZHAROV, A.Ye., L.I. MITROFANOVA, V.F. TUZOV. Structure, age and prospects of oil-gas presence in the Western-Kamchatka basin according to the records of the Western-Sukhanovskaya well, and comparison of this basin with other sedimentary basins in the north of Okhotsk region [Stroyeniye, vozrast i perspektivy neftegazonosnosti Zapadno-Kamchatskogo basseyna po materialam Zapadno-Sukhanovskoy skvaziny i yego sopostavleniye s drugimi osadochnymi basseynami Severnoy Okhotii]. In: *Proc of the conference "Oil and gas of Sakhalin"*. Yuzhno-Sakhalinsk, 2011. (Russ.).
4. MARGULIS, L.S. Outlooks and real ways for development of the oil-gas potential of the Far-Eastern waters of Russia [Perspektivy i realnyye puti osvoyeniya neftegazovogo potentsiala dalnevostochnykh akvatoriy Rossii]. In: *Proc. of the 9<sup>th</sup> International conference RAO/ CIS Offshore*. St. Petersburg, 2009, vol. 1, pp. 216–220. (Russ.).
5. SAVITSKIY, A.V., Ye.V. GRETSKAYA, Yu.V. RYBAK-FRANKO et al. Outlooks for geological prospecting in the abyssal sedimentary basins of Bering sea and Pacific ocean [Perspektivy geologorazvedochnykh rabot v glubokovodnykh osadochnykh basseynakh Beringova morya i Tikhogo okeana]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 5, pp. 56–64. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. RYBAK-FRANKO, Yu.V., Ye.V. GRETSKAYA. New data on geological structure of the submarine margin of Eastern Kamchatka [Novyye dannyye o geologicheskom stroyenii podvodnoy okrainy Vostochnoy Kamchatki]. In: *Challenges of reproduction of oil and gas reserves in contemporary environment* [Problemy vosproizvodstva zapasov nefti i gaza v sovremennykh usloviyakh]: *collected papers of the conference dedicated to the 85<sup>th</sup> anniversary of the All-Russian Research Geological Oil Institute*. St. Petersburg, VNIGRI, 2014. (Russ.).
7. PETRENKO, V.Ye., S.Ye. CHIGAY, B.A. NIKITIN et al. Offshore hydrocarbon resources of Okhotsk sea and the results of their development by the Gazprom OJSC [Resursy uglevodorodov shelfa Okhotskogo morya i rezultaty ikh osvoyeniya OAO "Gazprom"]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2014, no. 716, pp. 16–21. ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. DZYUBLO, A.D., O.A. SHNIP, K.E. KHALIMOV. Geological structure and oil-gas-bearing capacity of the Kirinskiy block offshore the Sakhalin Island [Geologicheskoye stroyeniye i neftegazonosnost Kirinskogo bloka shelfa o. Sakhalin]. *Neft, Gaz i Biznes*. 2013, no. 3, pp. 26–32. ISSN 2218-4929. (Russ.).
9. NIKITIN, B.A., A.D. DZYUBLO, A.B. ZOLOTUKHIN et al. Analysis of the hydrodynamic well tests and estimation of production capacity of the gas deposits at the fields of Kirinskiy block [Analiz gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin i otsenka dobychnoy vozmozhnosti gazovykh zalezhey mestorozhdeniy Kirinskogo bloka]. *Vestnik Assotsiatsii Burovykh Podryadchikov*. 2015, no. 2, pp. 20–25. ISSN 2073-9877. (Russ.).

УДК 553.981/982:550.83

## Возможности уточнения ресурсов углеводородов и направлений нефтегазопоисковых работ с учетом глубинных структур и геодинамических процессов в недрах Земли

Д.А. Астафьев<sup>1\*</sup>, А.В. Толстикова<sup>1</sup>, Л.А. Наумова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: D\_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** При высоких оценках начальных суммарных ресурсов углеводородов (УВ) на основании первых открытых месторождений, зачастую крупных и уникальных по запасам, приведены примеры неопределенности в выборе дальнейших направлений поисково-разведочных работ и многочисленных случаев безуспешного бурения глубоких поисковых скважин, например, на шельфе Баренцева, Охотского, Японского, Берингова и Черного морей. Рассмотрены возможности корректировки результатов количественной оценки ресурсов УВ, в том числе с необходимостью доизучения отдельных зон нефтегазоаккумуляции во взаимосвязи с особенностями регионального и глубинного строения районов их расположения.

В качестве примеров рассмотрены условия размещения и формирования гигантской по запасам газоконденсатной залежи Ковыктинского месторождения, которая приурочена к структурной террасе в пределах Ангаро-Ленской моноклинали. Показано, что причинами формирования и сохранности такой крупной залежи в древних вендских отложениях, по существу, в ловушке неантиклинального типа, являются не только надежная крышка, но, вероятно, и активный подток УВ-газа в палеоген-четверичном периоде за счет водородной дегазации мантийных расплавов в нижней части земной коры под Байкалом, миграция водорода по системе листрических и других разломов в гранитный слой и осадочный чехол как Байкальской впадины, так и толщ венд-кембрийского возраста юго-восточной части Сибирской платформы, где происходит гидрирование углерода и остатков керогена, что приводит к синтезу преимущественно метана, активизации миграционных процессов УВ-флюидов в обрамлении Байкала и формированию или возобновлению формирования залежей УВ не только на Ангаро-Ленской ступени, но и в пределах всей Непско-Ботуобинской антеклизы, а возможно, и в поднадвиговых зонах Предпатомского прогиба.

Другим объектом для обоснования нефтегазоносности и оценки ресурсов УВ нижних горизонтов осадочного чехла и пород фундамента служит уникальная по запасам нефтяная залежь месторождения Белый Тигр во впадине Кыулонг на шельфе Вьетнама, сформировавшаяся в магматогенных гранитоидных породах позднемелового-эоценового фундамента. В отличие от известных объяснений формирования этой и других залежей УВ в породах фундамента, в том числе и за счет нефти неорганической природы (из мантии), обоснован классический вариант формирования этой и всех подобных залежей за счет заполнения ловушки сверху вниз от подошвы верхнего флюидоупора, облекающего выступ фундамента, и понижения уровня водонефтяного контакта (ВНК) до основания растресканной вершинной части горста. Это возможно, если породы, подстилающие и окружающие растресканную вершинную часть выступа, непроницаемы или слабопроницаемы, что и имеет место в данном случае. Этим и объясняется положение ВНК существенно ниже уровня подошвы флюидоупора в критической седловине поднятия. И в этом случае определенную роль в образовании УВ может играть глубинный водород, гидрирующий кероген и изменяющий состав нефти в сформированной залежи.

Впервые обосновывается целесообразность дополнительного изучения нефтегазоносных бассейнов глубинными сейсмотомографическими профилями высокого разрешения по некоторым линиям ранее отработанных профилей глубинного сейсмического зондирования, оптимизированными GPS-ГЛОНАСС съемками и глубокими скважинами.

В ряде нефтегазоносных регионов России и др. стран при весьма оптимистических оценках начальных суммарных ресурсов (НСР) после открытия некоторого количества месторождений углеводородов (УВ), в том числе гигантских и крупных, суммарные запасы которых могут составлять 15...20 % НСР, возникают трудности

**Ключевые слова:** поиски и разведка углеводородов, корректировка результатов количественной оценки ресурсов, породы фундамента, глубинная нефть, глубинный водород, глубинный сейсмотомографический профиль, концепция бассейногенеза.

с открытием новых значимых по запасам месторождений, особенно крупных и уникальных [1]. Так, в Баренцевом море, включая печорский шельф, при НСР  $\approx 38,5$  млрд т условного топлива (у.т.) пока разведано 5,3 млрд т у.т. (около 14%). Бурение на западном (Ферсмановская крупная структура) и восточном (крупнейшие структуры Адмиралтейская и Крестовая) бортах Восточно-Баренцевского прогиба оказалось безрезультатным. Бурение на мелких структурах (сателлитах уникального по запасам Штокмановского месторождения) в южной части Баренцева моря также не принесло успеха. В северной половине этого обширного по площади нефтегазоносного бассейна (НГБ) с осадочным чехлом толщиной около 18 км возможны крупные открытия, но, судя по качеству фонда выявленных структур, прогнозируемые запасы УВ не достигнут ожидаемых величин. Возникает вопрос: где в пределах Баренцевоморского НГБ возможны новые открытия крупных газовых и нефтегазовых месторождений, которые позволят приблизиться к оценочной величине НСР УВ?

Проблематичными остаются количества ресурсов УВ и направления поисково-разведочных работ (ПРР) в потенциально нефтегазоносных НГБ восточно-арктических (Лаптевых, Восточно-Сибирского, южной части Чукотского и Северо-Чукотского) и дальневосточных морей России, связанных, соответственно, с пассивной и активной континентальными окраинами Евразии. Даже на шельфе Сахалина в настоящее время после открытия ряда известных крупных нефтегазоконденсатных (НГК) Пильтун-Астохского, Аркутун-Дагинского, Чайво, Одопту-море, газоконденсатного (ГК) Киринского и уникальных по запасам нефтегазоконденсатных (НГК) Лунского и Южно-Киринского месторождений обострилась проблема выбора дальнейших направлений ПРР, способных обеспечить прежде всего новые крупные открытия, рентабельные для освоения в условиях шельфа.

Попытки выйти с ПРР в новые районы часто завершались неудачами. Так, оказались безуспешными скважины на северном шельфе Сахалина на структурах Медведь, Тойской, Астрахановской, Савицкой, Удачной, Южно-Васюканской. Здесь недостаточно крупным для рентабельного освоения является Кайганско-Васюканское НГК месторождение, хотя оно относится к средним по запасам нефти.

В южной части Восточно-Сахалинского шельфа не привели к открытиям месторождений УВ скважины на Борисовской и Восточно-Окружной структурах, пробуренные с целью изучения нижних горизонтов осадочного чехла – борской, пиленгской свит нижнего миоцена и мутновской свиты палеогена. Непродуктивными оказались скважины в заливе Терпения на Лебяжинской, Пугачевской и Вахрушинской структурах; в заливе Анива – на Новиковской и Петровской структурах.

К западу от Сахалина на япономорском шельфе из 12 пробуренных скважин на разных площадях вдоль западного побережья только две скважины, пробуренные на Изъльметьевской структуре, оказались успешными: открыто небольшое по запасам одноименное газовое месторождение с пятью газонасыщенными песчаными пластами в маруямской свите неогена. Кроме того, неудачей в открытии новых месторождений УВ завершилось бурение на магаданском (5 скважин) и западнокамчатском (2 скважины) шельфах. Причинами отсутствия прогнозируемых залежей УВ являются неподтверждение локальных структур или смещение их контуров, отсутствие пластов-коллекторов и флюидоупоров, недоизученность нижних горизонтов осадочного чехла, пород переходных толщ и фундамента [2], несовершенство локального прогноза нефтегазоносности.

Еще один прецедент неточного прогноза и последующего безуспешного бурения поисково-оценочной скважины добавился в Черном море на валу Шатского в сводовой части рифовой структуры Мария. Пробуренная здесь в 2018 г. скважина глубиной более 5 км при глубине моря около 2 км оказалась непродуктивной по причине отсутствия коллекторов в карбонатных рифогенных породах келловей-верхнеюрского возраста и, вероятно, мало надежных флюидоупоров нижнемелового-палеоценового возраста, а также неблагоприятных для формирования залежей УВ амплитудных соотношений флюидоупора, имеющего амплитуду значительно меньше высоты рифового массива.

Отмеченные неудачи заставляют задуматься об альтернативных направлениях продолжения нефтегазописковых работ, некоторые из которых оказались успешными. Например, в трещиноватых гранитных породах фундамента на шельфе Вьетнама открыты крупные залежи нефти [3–5], в терригенных

породах неогена в бассейне Мексиканского залива – сверхглубокозалегающие (на глубине более 10 км) залежи нефти.

Однако при тщательном анализе данных детальной 3D-сейсморазведки и бурения надежды на глубинную нефть из консолидированных пород фундамента или даже мантии явно не подтверждаются. Нефть в породах фундамента на месторождении Белый Тигр и на всех остальных известных в мире месторождениях с залежами нефти в породах фундамента по всем признакам, несомненно, органического происхождения и образована в результате катагенетического преобразования органического вещества (ОВ) при возможном участии глубинного водорода. При этом необходимо учитывать, что глубинный водород, видимо, не всегда и не везде доходит до осадочного чехла, концентрация глубинного водорода в дегазационных потоках также может быть различной, что влияет на интенсивность преобразования ОВ и керогена в породах осадочного чехла.

Вместе с тем с учетом наличия УВ-газов на других планетах (например, Марсе) и спутниках планет (Титане и др.) [6], где нет и не было ОВ, но, несомненно, происходит водородная дегазация в связи с разложением гидридов металлов в ядрах и мантийных оболочках этих космических тел, возможен процесс образования метана и в небольших количествах этана и пропана путем взаимодействия водорода с углеродом или углеродсодержащими соединениями. Очевидно, в условиях планеты Земля такие процессы также происходят. Однако необходимо уточнить:

- на каких глубинных уровнях и в каких слоях (оболочках) или радиальных структурах происходит под воздействием глубинного водорода образование по крайней мере легких УВ-газов – метана и в очень небольших количествах этана и пропана;
- на каких этапах формирования осадочных бассейнов (ОБ) и НГБ происходит наиболее интенсивное воздействие глубинного водорода;
- почему при бурении глубоких и сверхглубоких скважин ниже известных залежей и в породах фундамента керн практически стерилен не только от УВ нефтяного ряда, но часто даже и от метана;
- как влияет глубинный водород на НСР УВ;

- как учесть возможные дополнительные объемы УВ и места их концентрации в количественной оценке ресурсов (хотя бы метана);

- имеются ли возможности обосновать новые критерии нефтегазогеологического районирования, учитывающие объемы глубинных УВ-газов и УВ, дополнительно генерированных в осадочном чехле за счет гидрирования рассеянного ОВ и керогена глубинным водородом.

Ввиду этого изучение регионального и глубинного строения ОБ и НГБ, причин их зарождения и геодинамической эволюции остается весьма актуальным фундаментальным направлением естествознания. Это связано с целым рядом объективных причин, а именно:

- накопленными и в полной мере не обобщенными данными ранее выполненных программ региональных работ, глубинного изучения ОБ и НГБ с применением сверхглубокого бурения, профилей глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) (например, программы «Углеводороды литосферы – 2010»), а в последние годы – высококачественной сейсмографии [7, 8], GPS-ГЛОНАСС-съепок;

- недоизученностью нижних интервалов осадочного чехла и фундамента практически всех крупных ОБ и НГБ (Прикаспийского, Южно-Каспийского, Баренцевоморского, северной части Западно-Сибирского), предгорных прогибов, активных, трансформных и пассивных окраин почти всех континентов Земли;

- доказанной возможностью открытия крупных и даже гигантских скоплений нефти и газа на глубинах свыше 5...7 и даже 10 км (например, месторождение Тибер и др. в бассейне Мексиканского залива);

- несовершенством концепций глубинного строения и геодинамики Земли в целом и отсутствием понимания связей бассейногенеза с глубинным строением и геодинамическим механизмом эволюции континентов, океанов и Земли в целом;

- поиском альтернативных направлений ПРР с целью открытия новых гигантских по запасам месторождений УВ и обеспечения растущих объемов добычи.

В этой связи обоснована концепция бассейногенеза, согласованная с новыми данными об особенностях глубинного строения и геодинамического механизма развития Земли [9, 10]. К настоящему времени в области изучения глубинного строения и геодинамики Земли

появились разрезы высокого разрешения; например, сейсмотомографический профиль через Карибский бассейн, а также другие сейсмотомографические профили через тектонически активные области позволили увидеть столбчатую структуру коромантийной оболочки Земли под гравитационно погружающимися слэбами океанической литосферы Тихого (плита Кокос) и Атлантического океанов [7]. Аналогичная столбчатая структура коромантийной оболочки характерна для всех поясов и областей субдукции-дайвинга, континентальных рифтовых систем, ОБ и НГБ и орогенов.

По этим данным установлено, что литосферные слэбы или отдельные блоки литосферы не сами тонут в мантийном веществе, они увлекаются вместе с гравитационно неравномерно погружающейся нижележащей толщей мантийного вещества, имеющего столбчатую структуру, пронизанную встречным восходящим магматизмом. Кроме того, холодные слэбы или рассредоточенное вещество слэбов нигде не увлекаются возвратными предполагаемыми конвективными потоками, что свидетельствует о явном отсутствии конвекции в астеносфере.

В последние 10...15 лет наблюдается заметный прогресс в понимании глубинного строения всей коромантийной оболочки. В результате анализа и обобщения материалов по многим ОБ и НГБ на разных континентах Земли рассмотрены нерешенные проблемы в объяснении глобального явления бассейно- и нефтидогенеза, его места и роли в геодинамической эволюции и взаимосвязи с геодинамическим механизмом Земли в целом. Это позволило сделать вывод, что природа бассейногенеза обусловлена глубинными причинами и общегеодинамическим процессом в недрах Земли. С практической точки зрения эти результаты позволяют более эффективно продолжить изучение бассейно- и нефтидогенеза и наметить пути разработки методики уточнения начальных ресурсов УВ с учетом глубинной дегазации Земли [10].

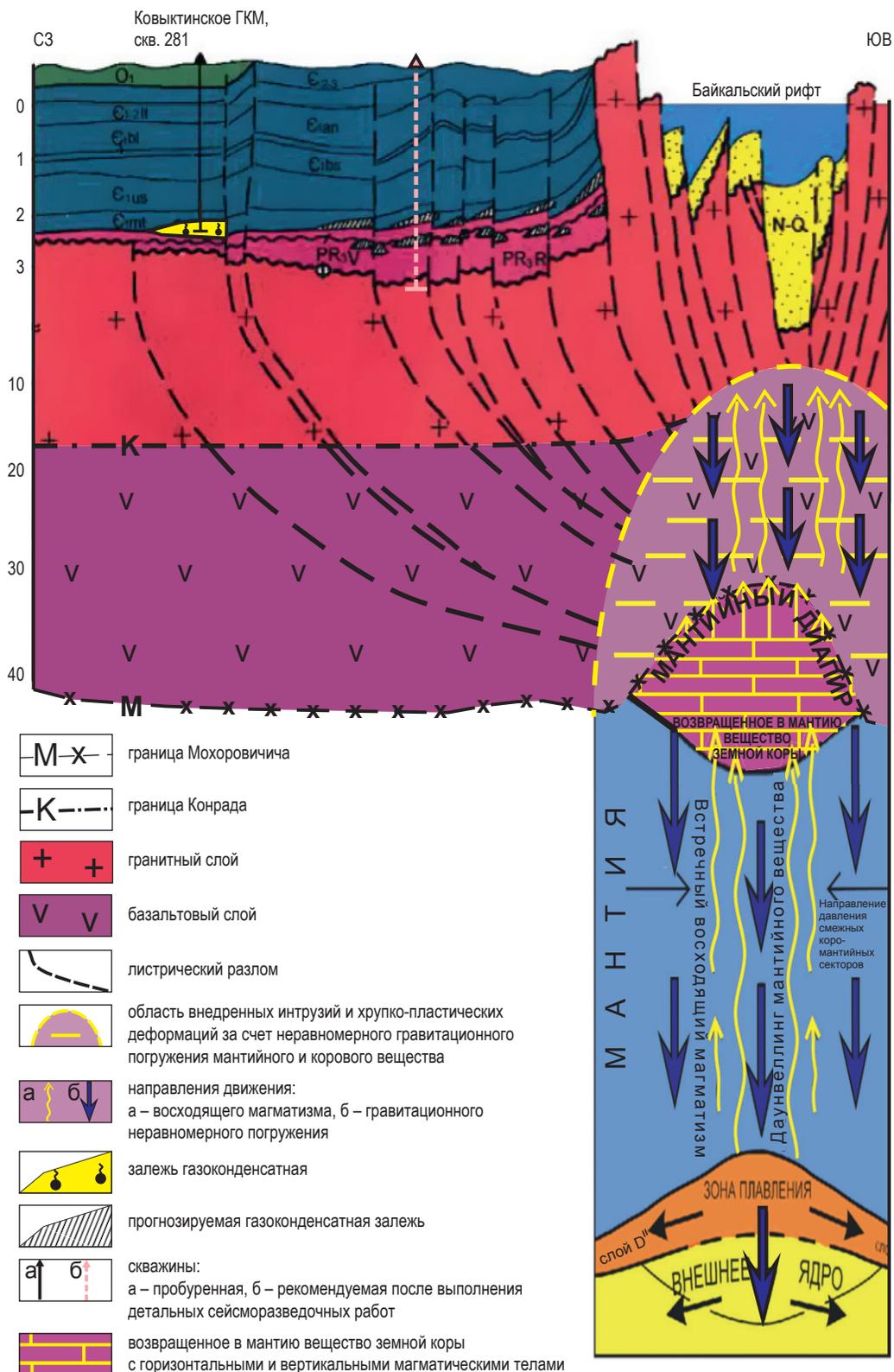
Одним из примеров, который заставляет продолжить исследования глубинного строения краевой части Лено-Тунгусского НГБ, а также причин формирования и сохранения гигантской газоконденсатной залежи, по существу, в ловушке неантиклинального – литологически и тектонически ограниченно – типа на структурной террасе (Ангаро-

Ленская ступень), является Байкальская система рифтов. Область пониженных скоростей распространения продольных волн ( $V_p$ ) под Байкальским рифтом на всю толщину коромантийной оболочки (рис. 1) свидетельствует о деструктивном процессе и встречном восходящем магматизме за счет декомпрессии между столбчатыми телами. Об этом говорит сейсмический разрез мантии по линии Байкал – южные Японские острова, на котором фиксируются аномальные слои с дефицитом скорости  $V_p$  в нижней и верхней частях мантии (рис. 2).

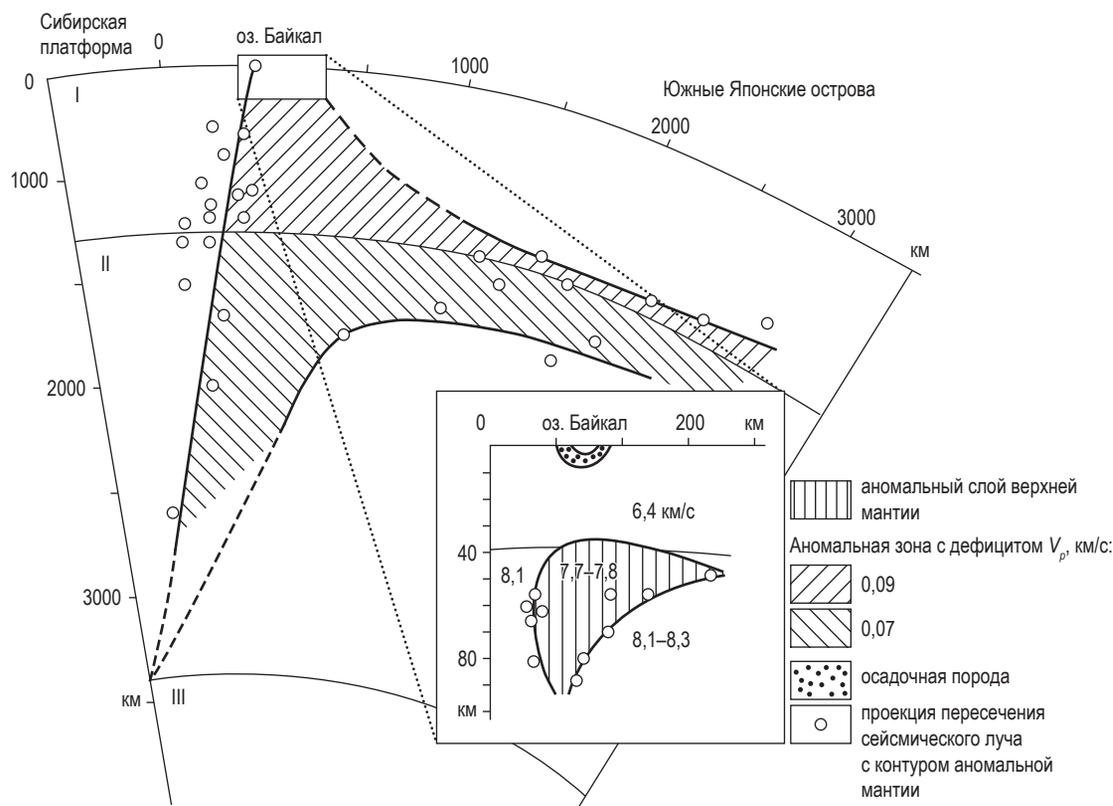
Не исключено, что причина формирования и сохранности такой крупной газоконденсатной залежи – не только надежная крышка, но и активный подток УВ-газа в палеоген-четверичный период за счет водородной дегазации мантийных расплавов в нижней части земной коры под Байкалом, миграция его по системе листрических и других разломов в гранитный слой и осадочный чехол как Байкальской впадины, так и древних толщ юго-восточной части Сибирской платформы, где происходит гидрирование углерода и остатков керогена, что приводит к синтезу преимущественно метана, активизации процессов миграции УВ-флюидов в обрамлении Байкала и формированию или возобновлению формирования залежей УВ не только на Ангаро-Ленской ступени, но и в пределах всей Непско-Ботубобинской антеклизы, а возможно, и в поднадвиговых зонах Предпатомского прогиба. К западу от Байкала на Ангарской ступени ранее был сделан прогноз крупных газовых скоплений в окрестностях Ковыктинского месторождения [11], который подтвердился новыми газоносными площадями на Чиканском и Хандинском участках. Новые тектонически экранированные ловушки прогнозируются к востоку от Хандинского участка.

Молодая нефть в осадочном чехле Байкала [12] также, возможно, связана не только с прогревом, но и с гидрированием ОБ глубинным водородом в толще кайнозойских пород осадочного чехла.

Таким образом, в новой глубинной модели бассейногенеза восходящий к поверхности магматизм сопровождается выносом в растворенном состоянии глубинных газов и химических элементов, являющихся продуктами дифференциации вещества мантии и ядра Земли [9, 10], а также ядерных, петрохимических, петрофизических и др. реакций. Среди выносимых магмой



**Рис. 1. Байкальский рифт и Ковыктинская зона газонакопления**  
(подготовлен с участием Н.А. Мельниковой и Л.А. Наумовой)



**Рис. 2. Сейсмический разрез мантии по линии Байкал – южные Японские острова. На врезке: разрез земной коры и верхов мантии через Южно-Байкальскую впадину. Оболочки Земли: I – верхняя мантия, II – нижняя мантия, III – ядро Земли (Крылов и др., 1993)**

газов – водород, гелий, углекислый газ, азот, и др., которые в верхних слоях литосферы, но, главное, в земной коре с уровнем появления нанопористости и гидросферы при снижении температуры и давления выделяются в свободное или в водорастворенное состояния, мигрируют в осадочный чехол, где взаимодействуют с вмещающими породами, флюидами, а также ОВ и продуктами его преобразования.

Водород как один из составных элементов УВ способен дополнительно гидрировать ОВ и кероген, вступать в реакции с уже образовавшимися УВ – как газообразными, так и жидкими, тем самым изменять их количественное содержание и качественный состав в осадочном чехле, в том числе и в уже сформированных залежах УВ. Роль глубинного водорода в земной коре и осадочном чехле требует дополнительного изучения. Возврат короткого вещества в мантию на фоне встречного восходящего магматизма медленно, но верно происходит при формировании любого внутреннего или окраинного рифта, ОБ и НГБ или орогена.

Наиболее интенсивные процессы образования и аккумуляции УВ происходят в бассейнах,

находящихся на стадиях формирования надрифтовых депрессий и начального этапа аккреции. Стала очевидной важнейшая роль рифтогенеза, а следовательно, необходимо разбираться и в глубинной геодинамике. В качестве примеров такого явления можно привести богатые Западно-Сибирский, Прикаспийский, Тимано-Печорский нефтегазоносные бассейны и бедные, со слабым проявлением рифтогенеза бассейны Московской и Мезеньской синеклиз, континентальные бассейны суши Дальнего Востока России и др.

С учетом таких особенностей в НГБ Восточной Сибири крупные зоны нефтегазонакопления можно открыть в центральных участках синеклиз Тунгусской, Присяно-Енисейской, Юдомо-Майской, в Предпатомском и Предверхожанском прогибах. Это подтвердилось бурением с берега п-ова Хартумус скважины в Хатангском заливе, где имеется внутририфтовый выступ фундамента. Аналогичная структура коромантийной оболочки характерна для всех континентальных и окраинно-континентальных рифтов и ныне формирующихся ОБ и НГБ активных и пассивных окраин всех континентов.

После открытия в 1988 г. уникальной нефтяной залежи в магматогенных гранитоидных породах позднемелового-эоценового фундамента во впадине Кыулонг Меконгского НГБ на нефтегазовом месторождении Белый Тигр активизировалась полемика о генезисе нефти: обсуждаются версии ее глубинной мантийной природы или преобразования ОВ и керогена в осадочном чехле с последующим заполнением трещинного объема в гранитном массиве. Эта полемика продолжается до настоящего времени [13]. Несмотря на пробуренные глубокие (более 5 км) скважины, уровень ВНК на месторождении пока определен условно на абсолютной отметке минус 4385 м, но нефтенасыщенный коллектор участками продолжается до глубин 5 км, а возможно, и ниже (рис. 3).

По результатам сейсморазведки трещиноватый выступ фундамента образует обособленная верхняя часть горста в виде растрескавшейся «глыбы», основание которой образуют плотные гранитоиды, слагающие межразломный блок фундамента, представляющего собой горстообразную структуру вертикального тектонического выжимания. Трещинный коллектор сформировался в нем только в объеме фактически отделенной от инверсионного блока вершинной части (см. рис. 3а), вероятно, под воздействием многократных сейсмических событий и гидротермальных процессов. Ниже основания вершинной части и на смежных участках этого горста гранитные породы плотные, без трещиноватости, непроницаемые (см. рис. 3б,в), в лучшем случае они могут представлять собой аналог ложной покрывки, обладают слабой проницаемостью, но не имеют достаточной емкости.

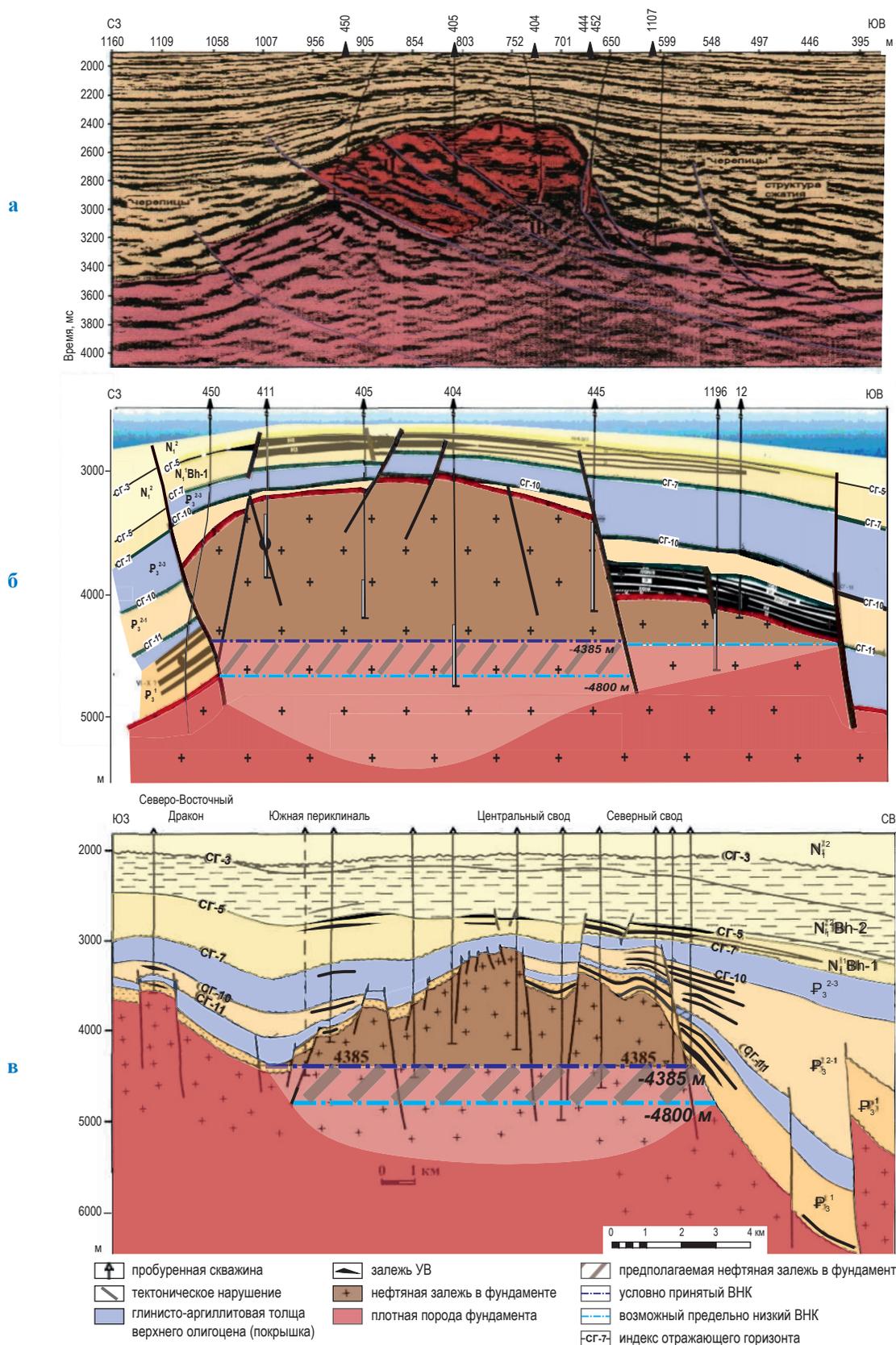
Для формирования нефтяной залежи в таком массиве важно, что он полностью, практически на всю амплитуду – 1600 м, облекается породами-флюидоупорами, внутри которых встречены тектонически и стратиграфически экранированные залежи нефти и газа, контактирующие и поэтому гидродинамически связанные с основной залежью нефти в гранитоидных породах. Заполнение этой сложной ловушки осуществлялось сверху вниз от подошвы верхнего флюидоупора с заполнением трещин и разломных зон в самих флюидоупорах и понижением уровня ВНК до основания растресканной вершинной части горста. Принятый условный уровень ВНК на абсолютной глубине 4385 м совпадает с подошвой флюидоупора

в критической седловине этого поднятия. Ниже наблюдается область неравномерного нефтенасыщения неоднородного трещинного коллектора, о чем свидетельствуют данные бурения. Такое возможно в том случае, когда породы, окружающие растресканную вершинную часть горста, непроницаемы или слабопроницаемы. Этим и объясняется понижение ВНК существенно глубже уровня подошвы флюидоупора в критической седловине поднятия.

В связи с продолжающимся формированием Меконгского НГБ в целом и впадины Кыулонг возможно частичное восполнение основной залежи УВ эмигрирующей нефтью из нефтематеринских пород, облекающих выступ флюидоупора. В этом случае определенную роль в образовании УВ может играть глубинный водород, гидрирующий кероген и изменяющий состав нефти в сформированной залежи.

Согласно результатам исследований, ОБ и НГБ Земли можно рассматривать в виде субрадиального деструктивного канала от раздела «ядро – мантия» до поверхности. Такой канал представляется в виде области, вероятно, сквозной столбчатой деструкции коромантийного вещества, обеспечивающей встречный по отношению к неравномерному дискретному дайвингу восходящий к поверхности магматизм с выносом выделившихся глубинных флюидов, в том числе водорода, за счет декомпрессии на границах столбчатых тел. Водород, гидрируя органику, стимулирует процессы нафтидогенеза. Верхняя часть деструктивного канала завершается рифтовой системой с надрифтовой депрессией в земной коре. На поздних этапах бассейногенеза происходит частичная аккреция земной коры и нижележащих оболочек мантии.

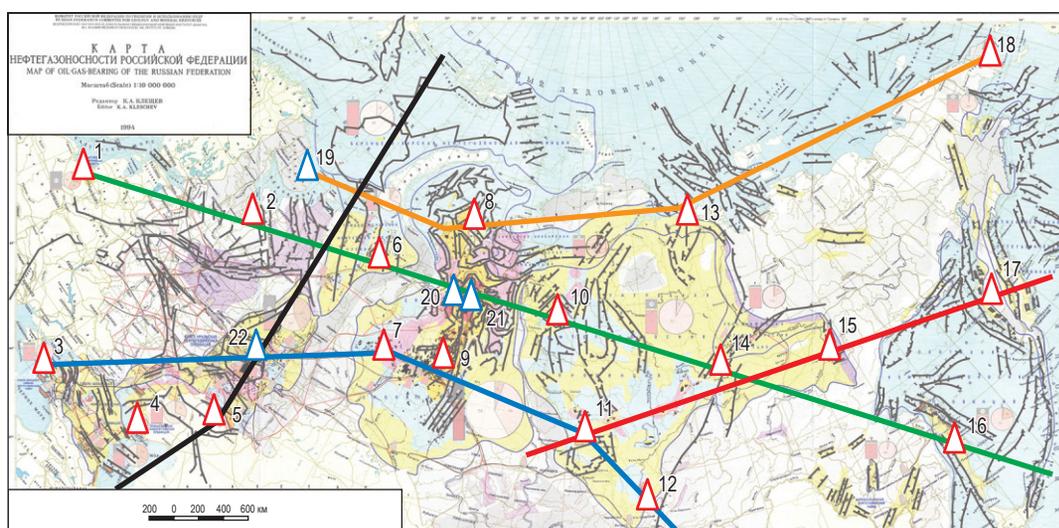
Для крупнейших ОБ и НГБ, рифтовых систем и орогенов, континентальных окраин России и Арктического региона с целью детализации структуры литосферы, мантии и внешней оболочки ядра Земли дополнительно к профилям ГСЗ рекомендуется выполнение высококачественной сейсмотомографии и оптимизированных GPS-ГЛОНАСС-съемок. Предложено также продолжить глубинное (с помощью скважин) изучение водородной и, вероятно, в какой-то степени углеводородной дегазации Земли. В этой связи впервые поднимается вопрос о целесообразности дополнительного изучения ОБ и НГБ глубинными сейсмотомографическими профилями высокого разрешения



**Рис. 3. Геологическое строение нефтяного месторождения Белый Тигр: а – поперечный сейсмический профиль (по В.П. Гаврилову и др. [3]); б – поперечный геологический разрез через сводовую часть месторождения (по Ю.Э. Халимову [5] с добавлениями); в – продольный геологический разрез (по Х.Д. Тиену [4] с добавлениями)**

по некоторым линиям ранее отработанных профилей ГСЗ (рис. 4), например по линии Березово – Усть-Мая и далее через о. Сахалин и Курильские о-ва, а также через п-ов Камчатка. Актуальны были бы следующие профили: через Баренцево-Карский регион и далее через море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря; через Прикаспийскую, далее через Южно-Каспийскую впадины и бассейн Персидского залива. Важно, чтобы такие профили пересекали уже открытые гигантские месторождения УВ – Ромашкинское, Оренбургское, Карачаганак, Астраханское, Тенгиз, Кашаган, Шах-Дениз, Парс-Северное; в Арктике: Штокмановское, Русановское,

Ленинградское, Тамбейское и др. Также ставятся вопросы учета возможных глубинных УВ-газов в оценке НСР и прогнозе новых областей (в том числе считавшихся ранее малоперспективными) масштабного газонефте-накопления. Здесь проблемными могут быть области типа Ковыктинского ГК месторождения, окрестности Байкала, бассейны активных окраин Евразии с гигантскими месторождениями Южно-Киринским, Белый Тигр и подобные по строению зоны нефтегазонакопления, некоторые переходные комплексы пород в низах НГБ, где возможна масштабная аккумуляция метана, синтез которого частично обусловлен водородной дегазацией Земли.



Сейсмотографические профили:

- Штокман – Ромашкино – Оренбург – Тенгиз – Кашаган – Центральное – Шах Дениз – Северное
- Крым – Кавказ – Ромашкино – Краснотенинск – Самотлор – ЮТЗ – Ковыкта
- Мезень – Тиман – Уса – Уренгой – Тунгус – Чайнда – Южно-Киринское
- Байкит (ЮТЗ) – Чайнда – Камчатка – Алеуты
- Кольская сверхглубокая скважина – Штокман – море Лаптевых – Чукотское море

Скважины:

- ▲ планируемые (1 – Балтийская, 2 – Мезенская, 3 – Крымская, 4 – Северо-Астраханская, 5 – Оренбургская, 6 – Усинская, 7 – Краснотенинская, 8 – Гыданская, 9 – Самотлорская, 10 – Тунгусская, 11 – Байкитская, 12 – Восточно-Ковыктинская, 13 – Хастахская, 14 – Чайндинская, 15 – Юдомо-Майская, 16 – Сахалинская, 17 – Камчатская, 18 – Чукотская)
- ▲ пробуренные сверхглубокие, м (19 – Кольская, 12262; 20 – Ен-Яхинская, 8250; 21 – Уренгойская, 7800; 22 – Ново-Елховская; 5881)
- элементы рифтовых систем в основании нефтегазоносных бассейнов

**Рис. 4. Схема расположения сейсмотографических профилей и скважин поисково-оценочного и научного бурения – пробуренных и планируемых (в отношении последних точное местоположение, целесообразность бурения и задачи будут определены после отработки сейсмотографических профилей) – для глубинного изучения территории и морей России с целью оптимизации оценки ресурсов УВ и прогноза зон нефтегазонакопления (на основе карты нефтегазоносности Российской Федерации под ред. К.А. Клещева, 1994 г., с дополнением рифтовых систем в основании ОБ и НГБ)**

## Список литературы

1. Толстикова А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI веке / А.В. Толстикова, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с. – С. 73–85. – DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85.
2. Астафьев Д.А. Прогноз нефтегазоносности Западно-Сахалинского шельфа / Д.А. Астафьев, А.В. Толстикова, Л.А. Наумова и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 117–132.
3. Гаврилов В.П. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама / В.П. Гаврилов, В.Л. Гулев, Ф.А. Киреев и др. – М.: Недра, 2010. – 294 с.
4. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа / В.А. Кошляк. – Уфа: Тау, 2002. – 256 с.
5. Халимов Ю.Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах / Ю.Э. Халимов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 4. – С. 1–17.
6. Астафьев Д.А. Генезис углеводородов в свете новейших открытий в науках о Земле и сравнительной планетологии / Д.А. Астафьев // Материалы 5-х Кудрявцевских чтений, Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа 17–19 октября 2016 г. [электронные данные]. – <http://conference.deepoil.ru/>
7. Rubie D.C. Processes and consequences of deep subduction: introduction / D.C. Rubie, R.D. van der Hilst // Physics of the Earth and Planetary Interiors. – 2001. – Т. 127. – С. 1–7.
8. Росс Э. Вариации тонкой структуры границы ядро-мантия под Сибирью / Э. Росс, Н. Тибо, А.В. Егоркин // Геофизика XXI столетия: сб. трудов Четвертых геофизических чтений им. В.В. Федынского (28 февраля – 02 марта 2002 г.). – М.: Научный мир, 2003. – С. 28.
9. Астафьев Д.А. Новые представления о глубинном строении осадочных бассейнов и перспективы открытия уникальных и крупных месторождений углеводородов / Д.А. Астафьев // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 15–31.
10. Астафьев Д.А. Новые особенности глубинного строения осадочных бассейнов и возможности уточнения перспектив нефтегазоносности / Д.А. Астафьев // Материалы 51-го Тектонического совещания «Проблемы тектоники континентов и океанов»: в 2-х т. – М.: Геос, 2019. – Т. 1. – С. 39–44. – [http://www.ginras.ru/materials/files/MTK\\_2019\\_tom%201.pdf](http://www.ginras.ru/materials/files/MTK_2019_tom%201.pdf)
11. Астафьев Д.А. Региональные и глубинные особенности тектонического строения и перспективы газонефтеносности осадочных бассейнов Сибирской платформы / Д.А. Астафьев, А.А. Пензин // Освоение морских нефтегазовых месторождений: состояние, проблемы и перспективы: сб. – М.: ВНИИГАЗ, 2008.
12. Конторович А.Э. Нефтегазоносность отложений озера Байкал / А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, В.И. Москвин и др. // Геология и геофизика. – 2007. – № 12. – С. 1346–1356.
13. Старостенко В.И. Об участии суперглубинных флюидов в нефтидогенезе (по данным изучения уникального нефтяного месторождения Белый Тигр) / В.И. Старостенко, А.Е. Лукин, Т.А. Цветкова и др. // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 4. – С. 1–30.

## Ways to precise hydrocarbon resources and directions of oil-gas search considering intratelluric structures and geodynamics of subsoil processes

D.A. Astafyev<sup>1\*</sup>, A.V. Tolstikov<sup>1</sup>, L.A. Naumova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: D\_Astafyev@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** In spite of high estimations of the initial total hydrocarbon (HC) resources, which have been made in respect of the first discovered fields often having big or unique reserves, selection of further directions for HC prospecting is uncertain. There are many cases of unsuccessful drilling of deep wildcat holes, as exemplified by the offshore wells in Barents, Okhotsk, Japanese, Bering and Black seas. This article reveals possible patterns to precise results of the quantitative HC resource assessment including necessary additional studies of the separate zones of oil-gas accumulation depending on regional and intratelluric structure of the territories where they are located.

In particular, a case of a Kovykta-field gigantic gas-condensate deposit, which is associated with a structural terrace within the framework of Angara-Lena monocline, illustrates that this big deposit has generated and survived in the ancient Vendian series, factually in a non-anticlinal trap, not only due to a reliable cap rock, but also probably thanks to the active HC-gas inflow during the Paleogene-Quaternary period caused by hydrogen degassing of mantle melting in the lower part of the Earth crust under Baykal, and hydrogen migration into a granite layer and a sedimentary apron both of Baykal depression and ancient series at the south-eastern part of Siberian platform, where carbonium and residual kerogen are hydrogenated and provoke methane synthesis, migration of HC fluids in the Baykal margins and either generation or regeneration of HC deposits not only at Angara-Lena lob, but also within the whole Nepa-Botuoba arch, and possibly in the underthrust zones of Pre-Patomic downfold.

Another analogue for substantiation of oil-gas presence and estimation of HC resources in the lower horizons of the sedimentary apron and rocks of foundation is a unique oil deposit of the White Tiger field offshore Vietnam. This deposit has generated in the magmatogene granitoid rocks of Late-Cretaceous–Eocene foundation. A classical version for generation of this and similar deposits is substantiated: it supposes filling of a trap top down from a bottom of an upper fluid seal surrounding a hump of the foundation, and lowering of a water-oil contact down to a fissured top part of a horst. It is possible if the rocks nearby this top part of the horst are tight or low permeable. It is a reason for descending of the water-oil contact essentially lower than a bottom of the fluid seal in a critical saddle of the swell. In this case, the intratelluric hydrogen could participate in generation of HCs. It hydrogenizes kerogen and changes composition of oil in the formed deposit.

For the first time expediency of additional studies of the oil-gas-bearing basins by means of high-resolution subsurface seismic-tomographic profiles basing on the earlier seismic-sensing profiles improved by the GPS-GLONASS surveys and deep wells is substantiated.

**Keywords:** search and prospecting of hydrocarbons, correcting results of the quantitative assessment of resources, foundation rocks, intratelluric petroleum, intratelluric hydrogen, subsurface seismic-tomographic profile, concept of basin genesis.

## References

1. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of subsea mineral wealth of Russia in XXI century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya nedr morey Rossii v XXI veke]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. Available from: DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85. (Russ.).
2. ASTAFYEV, D.A., A.V. TOLSTIKOV, L.A. NAUMOVA et al. Forecast for oil and gas presence offshore Western Sakhalin [Prognoz neftegazonosnosti Zapadno-Sakhalinskogo shelfa]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 117–132. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. GAVRILOV, V.P., V.L. GULEV, F.A. KIREYEV et al. *Granitoid reservoirs and oil-gas presence at the southern shelf of Vietnam* [Granitoidnyye kollektory i neftegazonosnost yuzhnogo shelfa Vietnama]. Moscow: Nedra, 2010. (Russ.).
4. KOSHLIYAK, V.A. *Granitoid reservoirs of oil and gas* [Granitoidnyye kollektory nefti i gaza]. Ufa: Tau, 2002. (Russ.).
5. KHALIMOV, Yu.E. Commercial oil and gas presence in the foundations of the granitoid reservoirs [Promyshlennaya neftegazonosnost fundamenta v granitoidnykh kollektorakh]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [online]. 2012, vol. 7, no. 4, pp. 1–17. ISSN 2070-5379. (Russ.).
6. ASTAFYEV, D.A. Genesis of hydrocarbons in view of the latest discoveries in geoscience and comparative astrogeology [Genezis uglevodorodov v svete noveyshikh otkrytiy v naukakh o Zemle i sravnitel'noy planetologii]. In: Proc. of the All-Russia conference on intratelluric genesis of oil and gas, 17–19 October 2016 [online]. Available from: <http://conference.deepoil.ru>. (Russ.).
7. RUBIE, D.C., R.D. van der HILST. Processes and consequences of deep subduction: introduction. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*. 2001, vol. 127, pp. 1–7. ISSN: 0031-9201.
8. ROSS, E., N. TIBO, A.V. YEGORKIN. Variations of the fine structure of the Earth's core-mantle margin under Siberia [Variatsii tonkoy struktury granitsy yadro-mantiya pod Sibiryu]. In: *Geophysics of the XXI century* [Geofizika XXI stoletiya]: Collected papers of The 4<sup>th</sup> geophysical conference named after V.V. Fedynskiy (28 February – 02 March 2002). Moscow: Nauchnyy mir, 2003, pp. 28. (Russ.).
9. ASTAFYEV, D.A. New ideas of a deep structure of sedimentary basins and prospects of opening of unique and large-scale fields of hydrocarbons [Novyye predstavleniya o glubinnom stroenii osadochnykh basseynov i perspektivy otkrytiya unikalnykh i krupnykh mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 15–31. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. ASTAFYEV, D.A. New data on the intratelluric structure specifics of sedimentary basins and capability to improve prognosis of oil-gas presence [Novyye osobennosti glubinnogo stroeniya osadochnykh basseynov i vozmozhnosti utochneniya perspective neftegazonosnosti]. In: Proc. of the 51<sup>st</sup> Tectonic meeting “Problems of continents and oceans tectonics” [Problemy tektoniki kontinentov i okeanov]: in 2 vols [online]. Moscow:

- Geos, 2019, vol. 1, pp. 39–44. Available from: [http://www.ginras.ru/materials/files/MTK\\_2019\\_tom%201.pdf](http://www.ginras.ru/materials/files/MTK_2019_tom%201.pdf) (Russ.).
11. ASTAFYEV, D.A., A.A. PENZIN. Regional and intratelluric specifics of tectonic structure and outlooks for gas-oil-bearing capacity of the sedimentary basins at Siberian platform [Regionalnyye i glubinnyye osobennosti tektonicheskogo stroyeniya i perspektivy gazoneftenosnosti osadochnykh basseynov Sibirskoy platformy]. In: *Development of marine oil-gas fields: status, problems and outlooks* [Osvoyeniye morskikh neftegazovykh mestorozhdeniy: sostoyaniye, problem i perspektivy]: collected book. Moscow: VNIIGAZ, 2008. (Russ.).
  12. KONTOROVICH, A.E., V.A. KASHIRTSEV, V.I. MOSKVIN et al. Oil-gas-bearing capacity of Baykal sediments [Neftegazonosnost orlozheniy ozera Baykal]. *Geologiya i Geofizika*. 2007, no. 12, pp. 1346–1356. ISSN 0016-7886. (Russ.).
  13. STAROSTENKO, V.I., A.Ye. LUKIN, T.A. TSVETKOVA et al. On participation of the superintratelluric fluids in the naphthide genesis (on evidence of the unique White Tiger oil field studying [Ob uchastii superglubinykh fluidov v naftidogeneze (po dannym izucheniya unikalnogo neftyanogo mestorozhdeniya Belyy Tigr)]. *Geofizicheskiy Zhurnal*. 2011, vol. 33, no. 4, pp. 1–30. ISSN 0203-3100. (Russ.).

УДК 629.58:553.98

## Разработка гибридных автономных необитаемых аппаратов для исследования месторождений углеводородов

А.М. Маевский<sup>1,2\*</sup>, Б.А. Гайкович<sup>1</sup>

<sup>1</sup> АО «НПП ПТ «Океанос», Российская Федерация, 194295, г. Санкт-Петербург, б-р Поэтический, д. 2, литер А, пом. 1384

<sup>2</sup> Южный федеральный университет, Российская Федерация, 344006, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, ул. Большая Садовая, д. 105/42

\* E-mail: office@oceanos.ru

**Тезисы.** Характерной особенностью последних десяти лет являются высокие темпы поиска и разработки подводных углеводородных месторождений. Ввиду высокой стоимости проведения подобного рода работ уместно использование автономных необитаемых подводных аппаратов (АНПА).

В статье авторами описывается процесс разработки принципиально нового подводного аппарата, объединяющего в себе основные преимущества традиционных АНПА, подводных глайдеров и телеуправляемых подводных аппаратов, оснащенных манипуляторным комплексом. Рассматриваются этапы реализации проекта, и демонстрируются полученные результаты натурных испытаний.

По совокупному нефтегазовому потенциалу осадочные бассейны российского арктического шельфа сравнимы с крупнейшими нефтегазоносными регионами мира. По оценкам специалистов компании «Роснефть», к 2050 г. арктический шельф будет обеспечивать от 20 до 30 % всей российской нефтедобычи и на его освоение потребуются около 2,5 трлн долл. США [1].

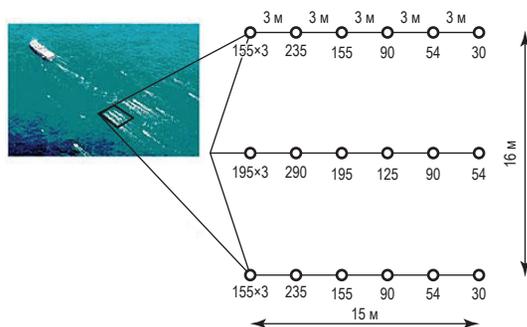
По мнению специалистов, в настоящее время в лучшем случае только одна из трех-четырех пробуренных поисковых скважин на шельфе является продуктивной, а среднестатистическое количество продуктивных скважин для шельфа, к примеру, Вьетнама за 30 лет составило всего 15 % [2–4]. Это наиболее критично при бурении разведочных скважин в глубоководных морских акваториях. Например, средние затраты в сутки на глубоководное бурение в Мексиканском заливе в 2008 г. составляли 600 тыс. дол. США, в то время как для мелководного (до 200 м) бурения на шельфе Вьетнама – 450 тыс. дол. США [5]. Таким образом, нетрудно оценить финансово-временные потери, которые несут нефтегазовые компании из-за недостоверных или ошибочных прогнозов, основанных на применении стандартных методов геофизической разведки. Поэтому снижение рисков бурения пустых скважин становится особенно актуальным в условиях глобального финансово-экономического кризиса.

На текущий момент основным методом поиска углеводородных месторождений является сейсмическая разведка. Это геофизический метод определения геологического строения среды путем изучения ее акустических свойств посредством фиксации картины распространения упругих волн.

Сегодня все исследования такого рода выполняются с помощью сейсмопушек – импульсных невзрывных источников, возбуждающих колебания в широкой полосе частот (так называемые 3D-сейсмоисследования). Как известно, основным необходимым оборудованием для сейсмических исследований являются пневмоизлучатели и сейсмокосы (ССК), которые буксируются за научно-исследовательским судном вдоль линии исследуемого профиля (рис. 1). В глубоководных районах судно движется с постоянной скоростью, излучая и принимая сигналы. В мелководных районах ССК буксируются над дном в режиме с остановками (старт-стопный режим) для уменьшения влияния низкочастотных подводных акустических и гидродинамических

**Ключевые слова:**

поиск углеводородов, глайдер, автономный необитаемый подводный аппарат, манипулятор, морская робототехника, подводный робот.



**Рис. 1. Массив пневматических источников импульса, буксируемый за судном сейсморазведки**

помех. При этом основными недостатками двух- и трехмерной (3D / 4D) сейсморазведки являются:

- использование косвенной информации, причем даже не в поле отраженных акустических волн – наиболее информативных, а в поле преломленных волн;
- малая производительность из-за низкой скорости (2...3 узла) буксировки ССК;
- низкая достоверность из-за трудностей интерпретации полученных в нелинейных средах (морская вода, слой осадков и т.д.) результатов и др.;
- сложность проведения морских работ в Арктическом регионе из-за возможной тяжелой ледовой, климатической и штормовой обстановки;
- высокая стоимость обслуживания и оснащения специализированного судна.

Также в последние годы наряду с буксируемыми ССК стали шире применять донные системы ССК, а также автономные донные сейсмические станции, которые могут быть сопряжены в единый комплекс с другими геофизическими исследовательскими системами.

В качестве альтернативной и более экономичной технологии исследования труднодоступных для традиционных судов районов возможно использовать автономные необитаемые подводные аппараты (АНПА). Целесообразность этого подтверждается рядом проектов различных компаний и научно-исследовательских институтов.

### Примеры использования различных типов АНПА в целях поиска углеводородов

Проект WiMust предусматривал использование группы (так называемой «стаи») гибридных

АНПА, способной в зависимости от внешних условий выполнять перестроение формации<sup>1</sup> [6]. В эксперименте участвовали АНПА марки Folaga, конфигурация которых позволяет совместно воплотить традиционные (при помощи пропульсивных комплексов «двигатель – движитель») и гидродинамические (горизонтальное перемещение подводного планера на основе знакопеременной плавучести и изменяемого центра масс) принципы движения. АНПА гибридного типа могут перемещаться в исследуемом районе в энергосберегающем режиме глайдера (планировать), а движитель использовать только при необходимости перестроения или удержания формации.

АНПА глайдерного типа активно применяются при глубоководных разведочных и исследовательских работах. К примеру, нефтегазодобывающий гигант Total и разработчик глайдеров Alseamar использовали подводный глайдер SEAEXPLORER<sup>2</sup> для поиска углеводородов на глубине до 1000 м методом физико-химического анализа.

Также крупнейшим коммерческим флотом глайдеров Slocum производства Teledyne Webb располагает фирма BlueOcean. Рабочая глубина погружения аппаратов составляет 1000 м, автономность – 3...6 мес. В 2017 г. в ходе проекта Davaria с рабочими глубинами до 200 м глайдеры искали и обнаружили шлейфы углеводородов в районе Папуа – Новая Гвинея и побережья Австралии.

Как правило, на такие устройства устанавливается следующая исследовательская аппаратура:

- датчик метана, имеющий высокую скорость реакции срабатывания (до нескольких секунд) и устойчивость в работе в широком диапазоне температур и концентраций измеряемого газа;
- высокоточный флуоресцентный сенсор полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) с порогом чувствительности до 0,1 мкг/л для фенантрена;
- различные анализаторы нефтепродуктов и т.д.

<sup>1</sup> Формация – термин из области парашютного спорта; означает фигуру, построенную большим количеством парашютистов в свободном падении или под куполами.

<sup>2</sup> См. <https://www.alseamar-alcen.com/products/underwater-glider/seaexplorer>.

Анализ показывает актуальность использования подводных глайдеров как носителей исследовательской аппаратуры, которые могут в течение нескольких месяцев выполнять поставленную задачу. Подводные глайдеры позволяют безопасно и экономически эффективно проводить исследования в прежде недоступных зонах Мирового океана. Рабочая глубина погружения таких устройств может достигать 10 км [7].

### **Актуальность применения морских робототехнических комплексов для сейсморазведки в подледных акваториях**

По данным Геологической службы США, к 2007 г. на российско-канадской материковой части Арктики были открыты более 400 нефтегазовых месторождений, содержащих порядка 10 % мировых доказанных запасов углеводородов [8]. Разработка морских нефтегазовых ресурсов Арктики, представляющей собой одну из последних неразведанных углеводородных «кладовых» мира, связана со значительными финансовыми затратами. Согласно оценкам Международного энергетического агентства [9], добыча конвенциональной нефти обходится не более чем в 40 долл. США за баррель, а издержки на добычу барреля нефти в Северном Ледовитом океане могут составлять от 30 до 100 долл. США. Подобная ситуация наблюдается и на газовом рынке: если издержки добычи конвенционального газа не превышают 6 долл. на млн БТЕ<sup>3</sup> (около 200 долл. на 1000 м<sup>3</sup>), то добыча в Северном Ледовитом океане и на глубоководных месторождениях может обходиться в 4...12 долл. на млн БТЕ (140...420 долл. на 1000 м<sup>3</sup>).

В соответствии с Основами государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу, утвержденных указом президента РФ в сентябре 2008 г., одной из главных задач государственной политики России в Арктике является превращение Арктической зоны Российской Федерации к 2020 г. в ведущую стратегическую ресурсную базу России (в первую очередь речь идет об углеводородных ресурсах), «обеспечивающую решение задач социально-экономического развития страны».

На Россию приходится около четверти всех шельфовых запасов углеводородного сырья в мире, включая 40 из 60 крупных арктических месторождений [10]. По оценкам Российской академии наук, на которые сослался президент России Владимир Путин, в Арктической зоне сосредоточена подавляющая доля общероссийских и общемировых запасов полезных ископаемых, %: золота – 40, нефти – 60, газа – от 60 до 90 [11]. Из всех приарктических государств Россия первой приступила к освоению морских углеводородных ресурсов Арктики в покрытых льдом районах.

В свете перечисленного особое значение приобретает развитие морских робототехнических комплексов, способных в течение долгого времени проводить глубоководные исследования в условиях недетерминированных (неопределенных) сред с препятствиями. На сегодняшний день такие аппараты обладают следующими преимуществами:

- минимальной зависимостью от наземного пункта управления или судна обеспечения;
- максимальной энергоэффективностью применительно к выполнению большего количества задач;
- возможностью полного автономного подводного (подледного) движения с учетом изменяемых ледовой и морской обстановки, в том числе наличия динамически изменяемой среды (возникновения возмущений в виде течений и т.д.).

Предлагается распределенная система проведения сейсмообследований (рис. 2), включающая:

1) универсальную гибридную платформеноситель, передвигающуюся в подводном и надводном режимах и имеющую достаточные энергозапас и габариты для работы в качестве источника питания, носителя и командно-навигационного ядра группы менее габаритных АНПА, выполняющих функции сейсмоприемников;

2) малогабаритные АНПА-носители сейсмоприемников с возможностью группового управления (в частности может быть использован подход на основе неустойчивых режимов управления, который обеспечивает достаточную устойчивость работы робототехнического комплекса в условиях недетерминированных сред с препятствиями) [12, 13];

3) подводные автономные аппараты комбинированного типа для пробоотбора

<sup>3</sup> БТЕ (англ. British thermal unit, BTU) – британская тепловая единица.

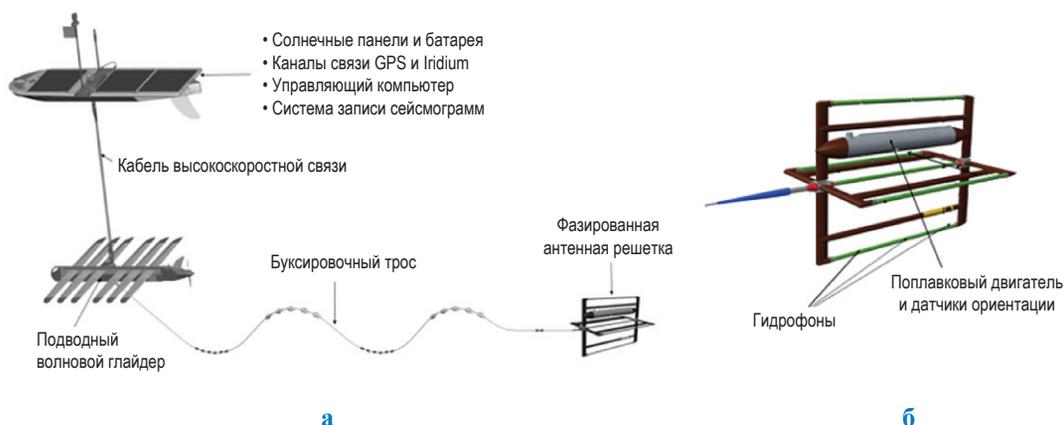


Рис. 2. Буксировка антенн 3D Sensor Array компании Schlumberger волновым глайдером: а – конфигурация системы; б – фазированная антенная решетка

грунта и воды, также функционирующие в качестве донных станций наблюдения (или обеспечивающие разворачивание и сбор таких станций).

### Разработка АО «НПП ПТ «Океанос» АНПА типа «глайдер»

По данным на октябрь 2018 г., разработкой подводных глайдеров в России занимаются несколько организаций и исследовательских институтов [14]. АО «НПП ПТ «Океанос» совместно с СПбГМТУ с 2011 г. в инициативном порядке разрабатывают АНПА планерного и гибридного типов. Групповое взаимодействие между разнородными аппаратами и резидентным необитаемым подводным аппаратом (РНПА), который служит носителем элементов группы, представлено на рис. 3. За это время были выполнены эксперименты и натурные испытания ходового стенда глайдера (табл. 1) как на внутренних акваториях в спокойной воде, так и в открытом море.

Процесс разработки гибридного подводного аппарата подразумевает множество этапов,

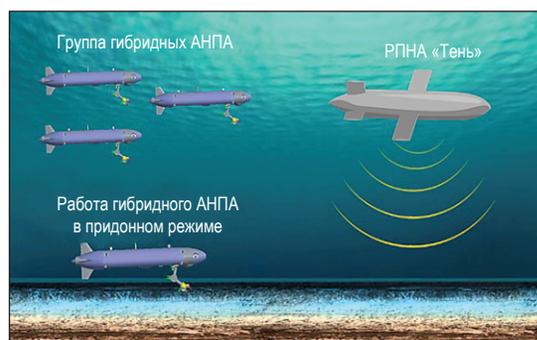


Рис. 3. Схема функциональных элементов предлагаемой концепции

связанных с построением математической модели объекта, его системы управления и программного обеспечения. Стандартная математическая модель подводного глайдера [15, 16] может быть представлена в виде следующих уравнений:

$$\begin{cases} \dot{Y} = \sum(\theta, x) = \begin{pmatrix} \sum_P(\theta, x) \\ \sum_\theta(\theta, x) \end{pmatrix}; \\ \dot{x} = M^{-1}F; \\ \dot{r}_p = \frac{1}{m_p}P_p - V - W r_p; \\ \dot{P}_p = \bar{u}; \\ \dot{m}_b = u_b, \end{cases} \quad (1)$$

где  $x$  –  $m$ -вектор внутренних координат;  $\dot{Y}$  –  $n$ -вектор положения и ориентации связанной системы координат относительно базовой,  $n \leq 6$ ;  $\sum(\theta, x)$  –  $n$ -вектор кинематических связей;  $\sum_P(\theta, x)$  – вектор линейных скоростей связанной системы координат относительно базовой;  $\sum_\theta(\theta, x)$  – вектор угловых скоростей связанной системы координат относительно базовой;  $M^{-1}$  – матрица массо-инерционных параметров глайдера, также включающая в себя присоединенные массы АНПА и моменты инерции;  $F(x, Y, r_p, P_p, u, l, R)$  –  $m$ -вектор внешних и внутренних сил и моментов [здесь  $l$  – вектор конструктивных параметров;  $R$  – вектор гидродинамических сил и моментов;  $u$  –  $(m-1)$ -вектор управляющих воздействий (внутренние силы, воздействующие на подвижную массу);  $r_p$  – вектор положения подвижного

затянутого аппарата относительно базовой;  $M^{-1}$  – матрица массо-инерционных параметров глайдера, также включающая в себя присоединенные массы АНПА и моменты инерции;  $F(x, Y, r_p, P_p, u, l, R)$  –  $m$ -вектор внешних и внутренних сил и моментов [здесь  $l$  – вектор конструктивных параметров;  $R$  – вектор гидродинамических сил и моментов;  $u$  –  $(m-1)$ -вектор управляющих воздействий (внутренние силы, воздействующие на подвижную массу);  $r_p$  – вектор положения подвижного

груза;  $P_p$  – вектор импульса подвижной массы;  $Y - m$ -вектор внешних моментов, действующих на глайдер];  $\bar{u} = P_p \times W + F_p + u$  [здесь  $W$  – вектор угловых скоростей глайдера;  $F_p$  – вектор силы тяжести, действующий на подвижную массу в связанной системе координат];  $m_p$  – изменяющаяся масса глайдера (масса балласта);  $V$  – скорость движения глайдера;  $u_b$  – управляющее воздействие, строящееся на выходе из системы управления.

Поскольку глайдеру необходимо производить процесс поиска залежей углеводородов в пределах определенной акватории, важным фактором является отработка движения по заданным траекториям. Меандр теоретически обеспечивает наиболее оптимальное покрытие исследуемой территории, поскольку не содержит повторных покрытий и возвратных движений. Траектория движения в виде циклоиды используется для поиска точечных объектов, размеры которых сопоставимы с размерами АНПА и радиусом его циркуляции. Чаще всего координаты таких объектов выявляются в ходе площадных съемок. Повторные перекрытия и возвратные движения служат для более точного определения координат искомого объекта. Если есть необходимость обследовать подводные коммуникации, применяется зигзагообразная траектория. Галсы располагаются под углом к направлению объекта (кабеля или трубопровода). Примеры типовых элементов поисково-обследовательских схем представлены на рис. 4. Пример отработки данных траекторий в комплексе математического моделирования приведен на рис. 5.

Как показали математические исследования и натурные испытания, глайдер является довольно сложной инертной системой, в виду чего аппарат не способен выполнять резкие повороты и другие маневры, доступные традиционным АНПА, оснащенным двигателями. Это существенно сказывается на маневренности аппарата, но в то же время обеспечивает более энергоэкономичный режим движения.

Собственное программное обеспечение (ПО) созданного глайдера позволяет (рис. 6):

- задавать режимы работы аппарата;
- собирать всю информацию и телеметрию, получаемую АНПА;
- анализировать результаты работы с учетом трехмерной визуализации данных.

Созданная архитектура системы автоматического управления роботом полностью

Таблица 1

### Основные характеристики созданного АНПА типа «глайдер»

Тип корпуса	Торпедообразный (цилиндрический) с оконечностями в виде тел вращения
Длина корпуса (без антенны), мм	2720
Диаметр корпуса, мм	320
Удлинение корпуса, мм	8,5
Размах крыльев, мм	1680
Удлинение крыла, мм	5
Форма крыла в плане	Прямоугольная
Кормовые стабилизаторы	Схема «крест»
Управляемые гидродинамические поверхности	Вертикальный руль
Объем носового модуля изменения плавучести (МИП), л	1,8
Объем кормового МИП, л	3,1 (используется в режиме связи)
Система точной дифферентовки и изменения угла крена	Продольное и радиальное смещение батарейного блока
Масса, кг	132
Горизонтальная скорость, м/с	0,38
Масса полезной нагрузки, кг	≤ 26
Глубина погружения, м	≤ 1000 (при замене материала корпуса с сохранением размеров)
Тип аккумуляторной батареи	Литий-ионная
Емкость, А·ч	40

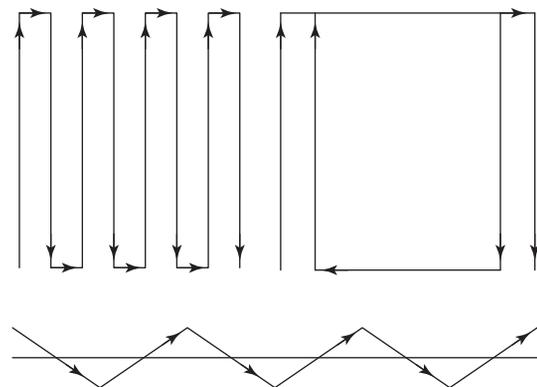


Рис. 4. Типовые элементы покрытия акватории

отрабатывает поставленные задачи при проведении практических спусков.

Следующим этапом разработки является создание гибридного интервенционного АНПА (рис. 7, 8, табл. 2), несущего на борту электрический манипуляторный комплекс, который уже был разработан ранее и прошел опытные испытания (рис. 9). Интеграция манипулятора существенно расширяет спектр выполняемых

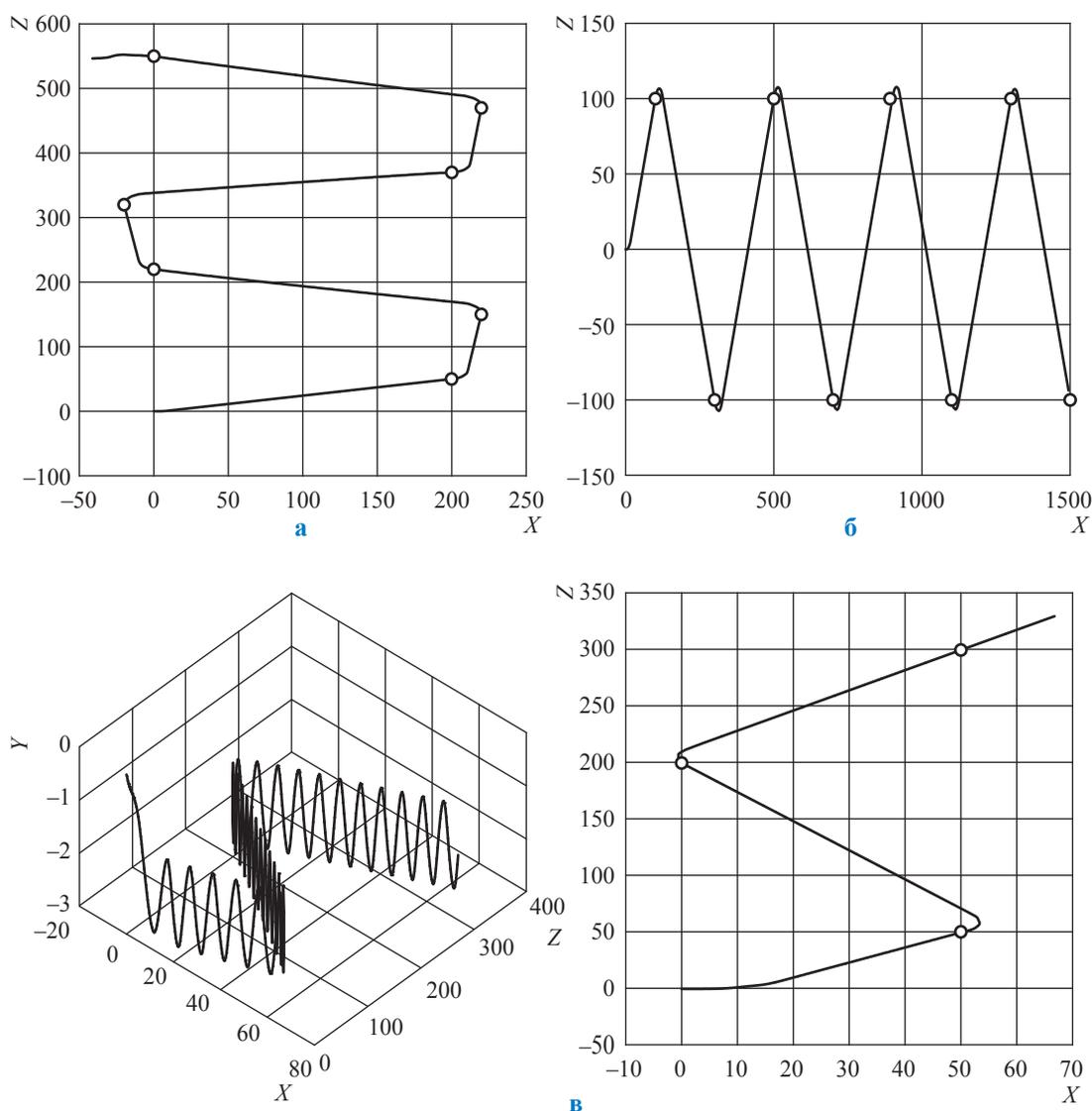


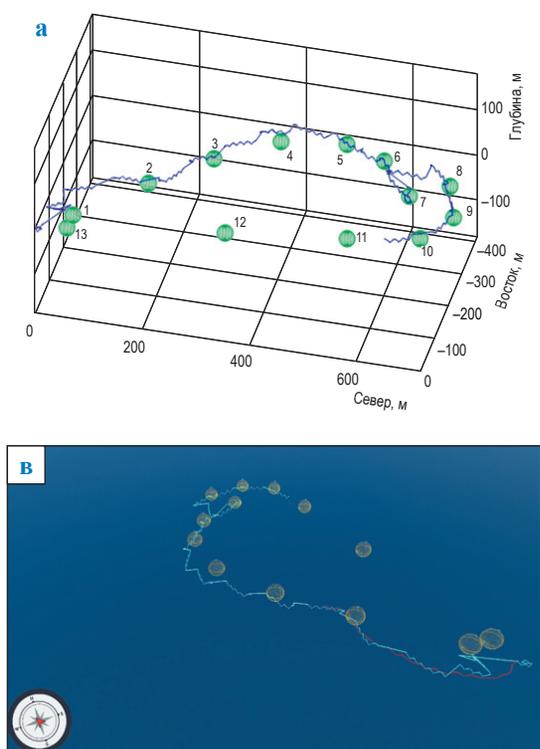
Рис. 5. Примеры движения глайдера: а – по меандру; б – по зигзагообразной траектории; в – по заданным точкам с координатами (50; 50), (0; 200), (50; 300)

задач и позволяет осуществлять не только сейсмический и физико-химический мониторинг, но и отбор проб грунта, подъем необходимых объектов со дна акватории и иные работы.

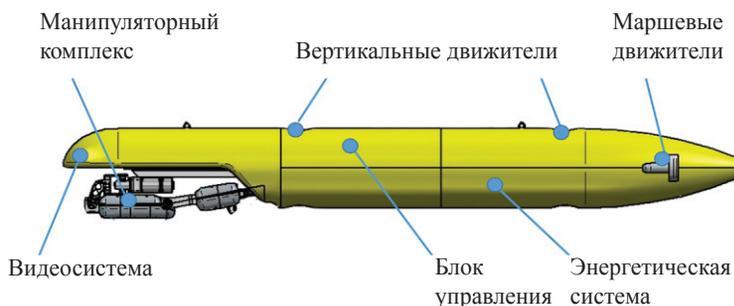
Натурные испытания проводились в дистанционном режиме управления в исследовательском бассейне СПбГМТУ глубиной 3 м. На базе существующей программной платформы создано рабочее место оператора в составе: выносного пульта управления с джойстиком манипуляторного комплекса и АНПА; графического интерфейса оператора (рис. 10), при помощи которого на борт управления устройством могут быть отправлены необходимые команды (к примеру, «включить систему автоматической стабилизации по глубине и систему автоматического удержания дифферента

аппарата»), и наоборот, оператору переданы необходимые данные, например, нагрузка на двигателя аппарата, текущие значения основных параметров (глубины, углов ориентации и т.д.), интерактивная трехмерная модель, дающая представление о расположении основных звеньев манипуляторного комплекса.

К основным задачам испытаний относились оценка характеристик системы управления гибридным АНПА и манипулятором в комбинированном режиме и отработка системы стабилизации аппарата с целью обеспечения возможности удержания глубины и пространственного положения при работе манипулятора. Результаты работы систем стабилизации по углу дифферента и глубине в режиме продольно-поперечного маневрирования



**Рис. 6. Результаты работы ПО:**  
**а – график движения глайдера во время выполнения миссии «Аквароботех-2018»;**  
**б – результаты испытаний прохождения ключевых точек в бухте по заданным координатам;**  
**в – 3D-визуализация данных прохождения траектории**



**Рис. 7. Схема расположения модулей гибридного интервенционного АНПА**



**Рис. 8. Демонстратор технологий гибридного интервенционного АНПА и классический глайдер (подводный планер) на опытном производстве АО «НПП ПТ «Океанос»**

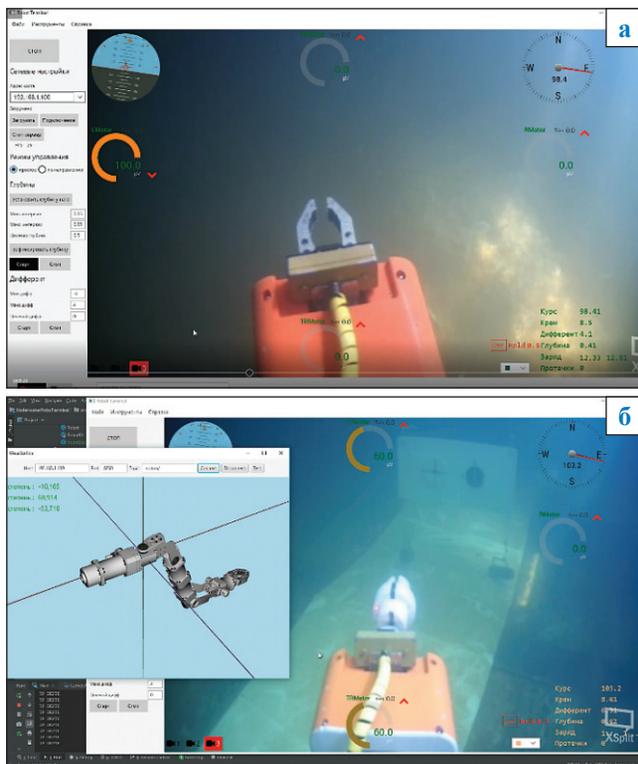
Таблица 2

**Характеристики легкого интервенционного АНПА**

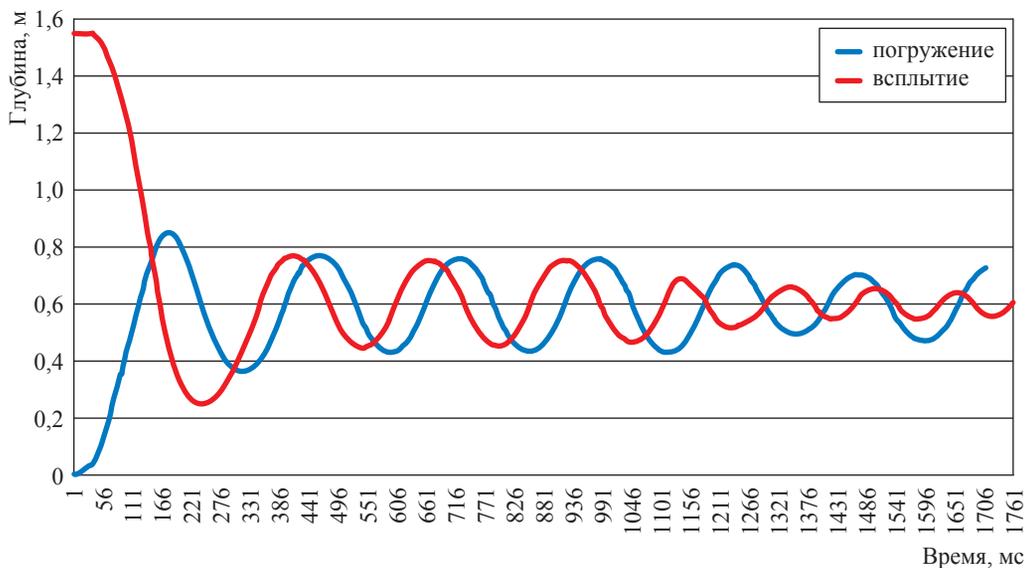
Количество стационарных движителей	4
Количество съемно-регулируемых движителей	4
Масса аппарата, кг	180
Габариты аппарата, м	4,5×0,5
Максимальный вылет манипулятора, м	1,2
Скорость хода, узлов	≤ 4
Силовой параметр манипуляций на полном вылете, Н	≤ 200



**Рис. 9. Подводный электрический манипуляторный комплекс, совместно разработанный СПбГМТУ и АО «НПП ПТ «Океанос»**



**Рис. 10. Интерфейс оператора: а – экран пункта управления и данные телеметрии; б – 3D-изображение рабочего органа в реальном времени**



**Рис. 11. Данные системы стабилизации глубины АНПА при режимах всплытия/погружения (без работы манипулятором)**

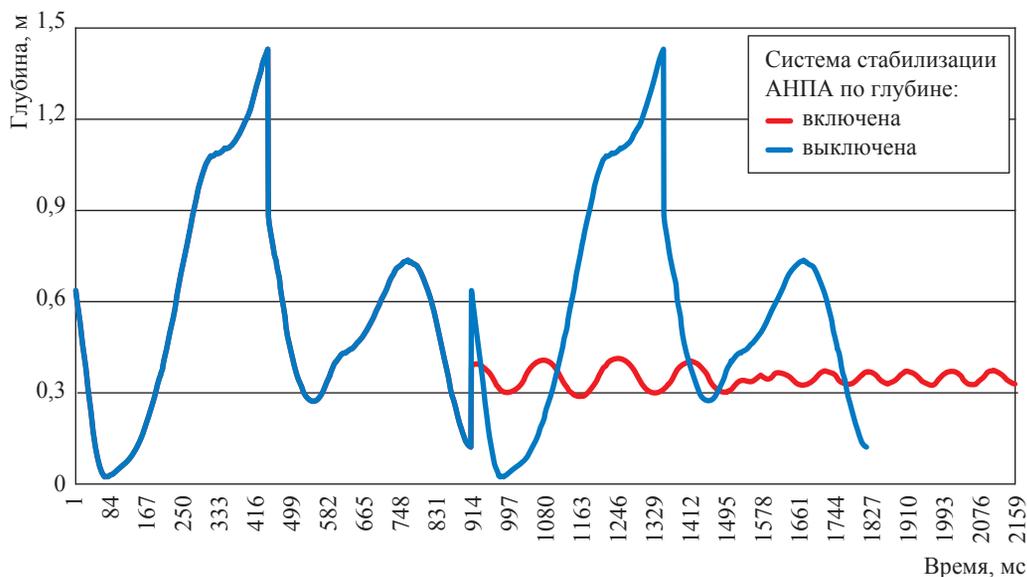


Рис. 12. Траектория движения АНПА во время активной работы манипуляторного комплекса

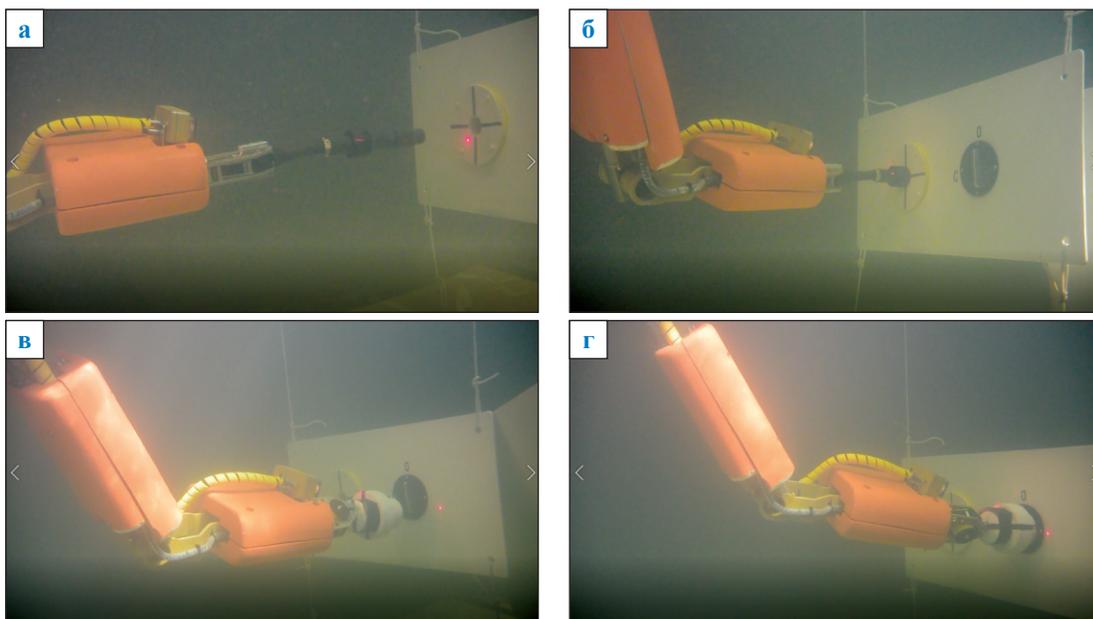


Рис. 13. Демонстрация успешно выполненной миссии: а, б – работа с быстроразъемным гидравлическим элементом типа Hot Stub и его интеграция в технологическое отверстие; в, г – поворот клапана подводным динамометрическим инструментом

аппарата и при активном манипуляторе в пределах отклонения его звеньев  $\pm 30^\circ$  представлены на рис. 11 и 12.

Проведенные испытания показали следующее:

- система управления глайдером способна реализовывать движение аппарата по заданным точкам в натуральных условиях открытой акватории;

- демонстратор технологий гибридного интервенционного АНПА обеспечивает достаточную для работы манипуляторного комплекса стабилизацию аппарата в заданном коридоре (например,  $\pm 0,2$  м, см. рис. 12);

- разработанное ПО дает возможность полноценно управлять гибридным интервенционным АНПА и его исполнительными органами в дистанционном режиме (рис. 13);

- рабочее место оператора предоставляет полную информацию о состоянии аппарата, интегрированная система технического зрения и синхронизированная 3D-модель манипулятора транслируют данные об окружающей обстановке и расположении его рабочих органов;

- данные логов<sup>4</sup> демонстрируют адекватную работу разработанных систем.

В дальнейшем планируется продолжить работы по интеграции и синтезу адаптивной автономной системы управления АНПА и манипуляторным комплексом, способной обеспечить самостоятельное движение аппарата и работу манипулятора в условиях неопределенности, а также интеграции оптической системы связи для обеспечения подводной коммуникации с АНПА минуя стандартные гидроакустические каналы связи.

\*\*\*

Можно отметить, что в результате работ создан и успешно испытан первый отечественный образец гибридного АНПА, способного обеспечить полноценную работу манипуляторного комплекса, в том числе со значительным объемом стандартной номенклатуры инструментария рабочих телеуправляемых подводных аппаратов согласно ISO 13628-8 (API 17D). Система управления АНПА предоставляет возможность организовать движение аппарата по необходимым траекториям. АНПА имеет достаточно места для установки дополнительного оборудования, такого как датчики метана, высокоточный флуоресцентный сенсор, различные анализаторы и пр. Результаты испытаний подтверждают применимость гибридного АНПА в крайне неблагоприятных условиях (на сверхмалых глубинах, при наличии ограничений по маневровой зоне и т.д.).

### Список литературы

1. Шельфовые проекты // Роснефть [электрон. ресурс]. – <https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/> (дата обращения: 14.04.19).
2. Бахарев С.А. К вопросу концепции построения подводного многофункционального судна / С.А. Бахарев // Геофизический вестник. – 2010. – № 8. – С. 9–12.
3. Бахарев С.А. Использование широкополосных приемных акустических антенн в морской геофизике / С.А. Бахарев, Е.В. Завалко, А.В. Рогожников // Геофизика. – 2010. – № 1. – С. 45–51.
4. Бахарев С.А. Использование широкополосных излучающих акустических антенн в морской геофизике для исследования структуры дна / С.А. Бахарев, Е.В. Завалко, А.В. Рогожников // Геофизика. – 2010. – № 6. – С. 33–38.
5. Бахарев С.А. Подводно-подледный поиск месторождений углеводородов в северных и арктических акваториях / С.А. Бахарев, В.Б. Казаков // Вестник РАН. – 2017. – № 2. – С. 47–55.
6. Al-Khatib H. The widely scalable mobile underwater sonar technology (WiMUST) project: an overview / H. Al-Khatib, G. Antonelli, A. Caffaz etc. // Proceedings of MTS/IEEE Oceans'15. – Genova, Italy, 2015. – С. 1–5.
7. Circum-Arctic resource appraisal: Estimates of undiscovered oil and gas north of the Arctic Circle / U.S. Department of the Interior; U.S. Geological Survey. – U.S. Geological Survey, 2008. – Fact Sheet 2008-3049. – <https://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf>
8. Gautier D.L. Assessment of undiscovered oil and gas in the Arctic / D.L. Gautier, K. Bird, R.R. Charpentier et al. // Science. – 2009. – Т. 324. – № 5931. – С. 1175–1179.
9. Arctic oil and gas in the global energy picture by International Energy Agency. – 2010.
10. Более 40 крупных месторождений углеводородов в Арктике в российском секторе ждут добычи // neftegaz.ru [электрон. ресурс]. – <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/240207-bolee-40-krupnykh-mestorozhdeniy-uglevodorodov-v-arktike-v-rossiyskom-sektore-zhdut-dobychi/> (дата обращения: 14.04.19).
11. Раксина А. Власти готовы пустить частные компании на арктический шельф. Но пойдут ли они туда? / А. Раксина // ТАСС [электрон. ресурс]. – <https://tass.ru/ekonomika/6319060> (дата обращения: 14.04.19).
12. Pshikhov V. Decentralized control of a group of homogeneous vehicles in obstructed environment / V. Pshikhov, M. Medvedev, A. Kolesnikov et al. // Journal of Control Science and Engineering. – 2016. – Article ID 7192371.
13. Пшихопов В.Х. Групповое управление движением мобильных роботов в неопределенной среде с использованием неустойчивых режимов / В.Х. Пшихопов, М.Ю. Медведев // Труды СПИИРАН. – 2018. – № 5 (60). – С. 39–63. – <https://doi.org/10.15622/sp.60.2>

<sup>4</sup> Лог – автоматически создаваемый хронологический протокол работы программы или устройства.

14. Применение подводных глайдеров для геологоразведки // RoboTrends [электрон. ресурс]. – <http://robotrends.ru/pub/1837/primenenie-podvodnyh-glyayderov-dlya-geologorazvedki> (дата обращения: 14.02.19).
15. Gurenko B. The structure of automatic control systems for underwater gliders / B. Gurenko, A. Maevskiy, A. Kulchenko et al. // Proceedings of the 4<sup>th</sup> International conference on control, mechatronics and automation (ICCM '16), New York. – NY, USA: ACM, 2016. – С. 88–91. – DOI: <https://doi.org/10.1145/3029610.3029640>
16. Сухоруков А.Л. Об использовании эффекта планирования для движения подводных аппаратов / А.Л. Сухоруков, М.А. Титов // *Фундаментальная и прикладная гидрофизика*. – 2012. – № 4. – С. 88–101.

## Designing hybrid autonomous unmanned vehicles for exploration of hydrocarbon fields

A.M. Mayevskiy<sup>1,2\*</sup>, B.A. Gaykovich<sup>1</sup>

<sup>1</sup> OCEANOS JSC, of. 1384, Bld. 2 A, Poeticheskiy boulevard, St. Petersburg, 194295, Russian Federation

<sup>2</sup> Southern Federal University, Bld. 105/42, Bolshaya Sadovaya street, Rostov-na-Donu, Rostov region, 344006, Russian Federation

\* E-mail: [office@oceanos.ru](mailto:office@oceanos.ru)

**Abstract.** A special feature of the last decade is the high tempo of prospecting and development of the subsea hydrocarbon fields. Due to the high costs of such works, application of the autonomous underwater vehicle (AUV) seems quite expedient.

The article describes creation of a principally new submersible apparatus, which combines the main advantages of the traditional AUVs, of the submersible gliders and of the remotely operated vehicles armed with manipulators. The phase of project implementation and the results of the pilot tests are also discussed.

**Keywords:** oil&gas exploration, glider, autonomous underwater vehicle, subsea manipulator, marine robotics, subsea robotics.

### References

1. Offshore projects [Shelfovyye proyekty]. In: *Rosneft* [online] [viewed on 14 April 2019]. Available from: <https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/>. (Russ.).
2. BAKHAREV, S.A. To a concept of construction of a multifunctional submersible vehicle [K voprosu kontseptsii postroyeniya podvodnogo mnogofunktionalnogo sudna]. *Geofizicheskiy Vestnik*. 2010, no. 8, pp. 9–12. ISSN 1681-4568. (Russ.).
3. BAKHAREV, S.A., Ye.V. ZAVALKO, A.V. ROGOZHNIKOV. Using the broad-band receiving acoustic antennas in marine geophysics [Ispolzovaniye shirokopolosnykh priyemnykh akusticheskikh antenn v morskoy geofizike]. *Geofizika*. 2010, no. 1, pp. 45–51. ISSN 1681-4568. (Russ.).
4. BAKHAREV, S.A., Ye.V. ZAVALKO, A.V. ROGOZHNIKOV. Using the broad-band active acoustic antennas in marine geophysics for studying floor structure [Ispolzovaniye shirokopolosnykh izluchayushchikh akusticheskikh antenn v morskoy geofizike dlya issledovaniya struktury dna]. *Geofizika*. 2010, no. 6, pp. 33–38. ISSN 1681-4568. (Russ.).
5. BAKHAREV, S.A., V.B. KAZAKOV. The subaqueous-subglacial search of hydrocarbon fields in northern and Arctic waters [Podvodno-podlednyy poisk mestorozhdeniy uglevodorodov v severnykh i arkticheskikh akvatoriyakh]. *Vestnik RAYeN*. 2017, no. 2, pp. 47–55. ISSN 1682-1696. (Russ.).
6. AL-KHATIB, H., G. ANTONELLI, A. CAFFAZ etc. The widely scalable mobile underwater sonar technology (WiMUST) project: an overview. In: *Proceedings of MTS/IEEE Oceans '15*. Genova, Italy, 2015, pp. 1–5.
7. U.S. DEPARTMENT OF THE INTERIOR; U.S. GEOLOGICAL SURVEY. *Circum-Arctic resource appraisal: Estimates of undiscovered oil and gas north of the Arctic Circle* [online]. U.S. Geological Survey, 2008, Fact Sheet 2008-3049. Available from: <https://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf>
8. GAUTIER, D.L., K. BIRD, R.R. CHARPENTIER et al. Assessment of undiscovered oil and gas in the Arctic. *Science*. 2009, vol. 324, no. 5931, pp. 1175–1179. ISSN 0036-8075.
9. *Arctic oil and gas in the global energy picture by International Energy Agency*. 2010.
10. More than 40 big hydrocarbon fields in Russian sector of Arctic are awaiting production [Boleye 40 krupnykh mestorozhdeniy uglevodorodov v arktike v rossiyskom sektore zhдут dobuchi]. In: *neftegaz.ru* [online]. [viewed on 14 April 2010]. Available from: <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/240207-boleye-40-krupnykh-mestorozhdeniy-uglevodorodov-v-arktike-v-rossiyskom-sektore-zhdut-dobychi/>. (Russ.).
11. RASKINA, A. Authorities are eager to let the private companies work at the Arctic shelf. However, will they go there? [Vlasti gotovy pustit chastnyye kompanii na arkticheskiy shelf. No poydut li oni tuda?]. In: *TASS* [online]. [Viewed on 14 April 2019]. Available from: <https://tass.ru/ekonomika/6319060>. (Russ.).

12. PSHIKHOPOV, V., M. MEDVEDEV, A. KOLESNIKOV et al. Decentralized control of a group of homogeneous vehicles in obstructed environment. *Journal of Control Science and Engineering*. 2016, article ID 7192371. ISSN 1687-5257.
13. PSHIKHOPOV, B.X., M.Yu. MEDVEDEV. Cluster control of mobile robots transitions in an uncertain environment using unstable regimes [Grupповое upravleniye dvizheniyem mobilnykh robotov v neopredelennoy srede s ispolzovaniyem neustoychivyykh rezhimov]. In: *Trudy SPIIRAN*. 2018, no. 5(60), pp. 39–63. ISSN 2078-9181. Available from: <https://doi.org/10.15622/sp.60.2>. (Russ.).
14. Using gliders for geological prospecting [Primeneniye glayderov dlya geologorazvedki]. In: *RoboTrends* [online]. [Viewed on 14 February 2019]. Available from: <http://robotrends.ru/pub/1837/primenenie-podvodnyh-glayderov-dlya-geologorazvedki>. (Russ.).
15. GURENKO, B., A. MAEVSKIY, A. KULCHENKO et al. The structure of automatic control systems for underwater gliders. In: *Proc. of the 4<sup>th</sup> International conference on control, mechatronics and automation (ICCMA '16), New York, NY, USA: ACM, 2016*, pp. 88–91. Available from: <https://doi.org/10.1145/3029610.3029640>
16. SUKHORUKOV, A.L., M.A. TITOV. On application of gliding effect for motion of submersible vehicles [Ob ispolzovanii effekta planirovaniya dlya dvizheniya podvodnykh apparatov]. *Fundamentalnaya i Prikladnaya Gidrofizika*. 2012, no. 4, pp. 88–101. ISSN 2073-6673. (Russ.).

УДК 622.24.06

## Определение ингибирующих и консолидирующих свойств буровых растворов

А.М. Гайдаров<sup>1</sup>, Г.М. Гереш<sup>1\*</sup>, В.Е. Мясищев<sup>1</sup>, Ю.М. Хуббатова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: G\_Geresh@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** В статье рассмотрены проблемы, возникающие в процессе строительства скважин при наличии в разрезе глинистых пород. Проведены лабораторные исследования ингибирующих и закрепляющих свойств буровых растворов с различными добавками. Показано влияние глинистой агрессии на концентрацию коллоидной фракции и структурно-реологические показатели исследуемых буровых растворов. Определены качественные показатели влияния буровых растворов на целостность образцов горной породы при контактах различной длительности.

**Ключевые слова:** буровые растворы, скважина, ингибирование, глинистые породы.

Выбор бурового раствора для обеспечения устойчивости стенок скважины в глинистых отложениях осуществляется исходя из свойств пород и их изменения при воздействии раствора. Процесс бурения глинистых пород сопровождается частыми авариями, осложнениями и многими другими трудностями. Основные проблемы при проходке глинистых пород связаны с набухающими глинами и неустойчивыми аргиллитами.

Глины при взаимодействии с буровыми растворами гидратируют, набухают, пластифицируются, текут, диспергируют; все это приводит к сужению ствола, потере устойчивости, провоцирующей обвалы, зашламлению скважины, дополнительной наработке раствора и т.д. Набухание и диспергирование глинистого шлама ведет к росту концентрации глинистых частиц в составе бурового раствора, в результате этого ухудшаются его функциональные свойства, для восстановления которых требуются разбавление раствора водой, а также его дополнительная обработка химическими реагентами и применение многоступенчатых систем очистки.

Аргиллиты же в естественных условиях залегания характеризуются трещиноватостью или же растрескиваются в процессе бурения на структурные фрагменты, вследствие чего образуются трещины различных геометрических форм и размеров. Очевидно, что такой переход аргиллитов от целостного состояния, где между всеми структурными элементами породы существуют прочные химические связи, в рыхлое несвязное состояние, где в местах трещин между структурными фрагментами отсутствует какая-либо прочная связь, приводит к нарушению устойчивости ствола скважин.

При бурении в глинистых породах актуальны следующие задачи:

- предотвращение наработки и сохранение стабильных показателей раствора за счет снижения гидрофильности, гидратации, набухания и способности к диспергации глинистого шлама и повышения устойчивости раствора к различным агрессиям. В первую очередь это достигается за счет ингибирующих свойств раствора [1–5];
- сохранение устойчивости глин и аргиллитов, слагающих стенки ствола скважин. В первую очередь это достигается за счет консолидирующих свойств раствора.

Существует достаточно большое количество лабораторных методов оценки ингибирующих свойств буровых растворов. Следует отметить, что традиционные ингибирующие растворы проявляют высокую эффективность в лабораторных условиях при проведении испытаний по определению их ингибирующих свойств. Тем не менее промысловые результаты свидетельствуют о низкой эффективности ингибирующих растворов при разбуhrивании набухающих глин и неустойчивых аргиллитов [6, 7]. Данное противоречие теории и практики, очевидно, связано с недостатками

применяемых буровых растворов и методов оценки их ингибирующих свойств.

Оценочные показатели ингибирующих свойств раствора должны позволить прогнозировать наработку раствора, а консолидирующие свойства – поведение ствола при бурении конкретной скважины.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» исследованы буровые растворы двух типов: полимеркаливый раствор M-I SWACO (№ 1), использовавшийся при строительстве реальной скважины шельфового месторождения, и поликатионный раствор «Катбурр ИК» (№ 2). Исследования проводились согласно Рекомендациям для проведения испытаний по оценке ингибирующих и консолидирующих свойств буровых растворов. По результатам испытаний определен более эффективный состав бурового раствора для бурения в глинистых породах.

В процессе испытаний растворы обрабатывали бентонитовым глинопорошком (БГП) и глинистым шламом (ГШ), для чего использовали шлам и керн, отобранные из проблемных (надпродуктивных) интервалов скважины шельфового месторождения. В качестве ГШ применялся измельченный керновый материал. При этом качество исследуемых растворов определялось по двум показателям: оценивались ингибирующие и консолидирующие свойства буровых растворов. Оценка *ингибирующих свойств* производилась по показателю коллоидной фракции ( $\Delta C_k$ ), который отвечает за стабильность и изменение реологических показателей раствора. (Увеличение показателя коллоидной фракции приводит к дополнительным обработкам, разбавлениям и, следовательно, к наработке раствора.) Оценка *консолидирующих свойств* выполнена путем испытания аргиллита без нарушения естественных структурных связей по показателю разрушения пород (определяется визуально), поскольку нарушение устойчивости ствола скважины происходит в глинисто-аргиллитовых породах.

**Показатель коллоидной фракции (ингибирующие свойства).** Диспергирование глинистого шлама до коллоидных размеров в буровом растворе происходит под воздействием физико-химических процессов – механических, гидравлических, термобарических, химических и др. При оценке ингибирующих свойств буровых растворов показатель  $\Delta C_k$  определяется как разность концентраций

коллоидной фракции после добавления глины ( $C_{к(д)}$ ) и в исходном растворе ( $C_{к(и)}$ ):

$$\Delta C_k = C_{к(д)} - C_{к(и)}$$

Чем меньше значение  $\Delta C_k$ , тем лучше ингибирующие свойства раствора.

Увеличение концентрации глинистых частиц коллоидных размеров интенсивнее происходит в растворе, способствующем набуханию и диспергированию глин, т.е. в растворе с плохими ингибирующими свойствами. Влияние глинистой агрессии кроме роста и изменения концентрации коллоидной фракции ( $C_{к(д)}$  и  $\Delta C_k$ ) оценивается по структурно-реологическим показателям буровых растворов, в том числе пластической вязкости (ПВ), динамическому напряжению сдвига (ДНС), а также статическим напряжениям сдвига за 1 и 10 мин ( $СНС_{1/10}$ ) растворов после ввода глинистых добавок через 2 ч, 5 и 10 сут. Если глина представлена набухающими минералами, то влияние глинистой агрессии на показатели раствора и концентрацию коллоидной фракции достаточно оценить через 2 сут.

В основу определения концентрации коллоидных частиц положен экспресс-метод определения количества бентонита в буровом растворе по характеру адсорбции метиленовой сини. Влияние глинистой агрессии на структурно-реологические показатели буровых растворов показано в таблице и на рис. 1.

**Вывод:** испытания выявили нестабильность бурового раствора компании M-I SWACO, что видно по изменению структурно-реологических показателей и росту концентрации коллоидной фракции; в свою очередь раствор «Катбурр ИК» в процессе испытаний проявил полную инертность к добавкам БГП и ГШ.

**Показатель разрушения породы (консолидирующие свойства).** Оценка показателя разрушения породы осуществляется на керновом материале следующим образом:

1) проводят внешний осмотр фрагментов керна, отбирают образцы, идентичные по размерам и дефектам (минитрещинам);

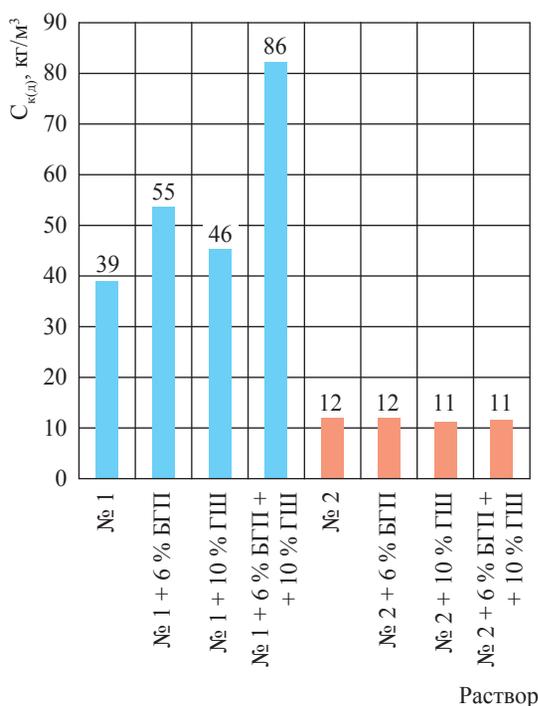
2) образцы керна испытывают на устойчивость в различных жидкостях (в том числе в воде) в течение 5...10 сут в нормальных условиях либо в автоклаве при температуре и давлении, соответствующих скважинным

**Влияние глинистой агрессии на структурно-реологические показатели буровых растворов «Катбурр ИК» и производства компании M-I SWACO**

Раствор и варианты его обработки	Структурно-реологические показатели											
	ПВ, мПа·с			ДНС, Па			СНС <sub>1/10</sub> , дПа			С <sub>к(д)</sub> , кг/м <sup>3</sup>		
	2 ч	5 сут	10 сут	2 ч	5 сут	10 сут	2 ч	5 сут	10 сут	2 ч	5 сут	10 сут
№ 1	21	21	21	11	11	11	20/25	20/25	20/25	39*	39*	39*
№ 1 + 6 % БГП	38	43	49	22	26	28	54/184	55 / 186	58/188	52	54	55
№ 1 + 10 % ГШ	34	38	42	19	24	25	54/153	56/154	57/153	44	46	46
№ 1 + 6 % БГП + 10 % ГШ	62	64	–**	36	39	–**	110/195	115 / >200	124 / >200	79	82	86
№ 2	35	35	35	11	11	11	15/20	15/20	15/20	12*	12*	12*
№ 2 + 6 % БГП	38	39	37	12	10	11	15/25	15/25	20/25	12	12	12
№ 2 + 10 % ГШ	34	36	35	11	12	12	15/25	15/25	20/25	11	12	11
№ 2 + 6 % БГП + 10 % ГШ	41	39	45	13	11	12	15/25	15/25	20/25	12	12	11

\* С<sub>к(д)</sub>

\*\* Прибор зашкаливает.

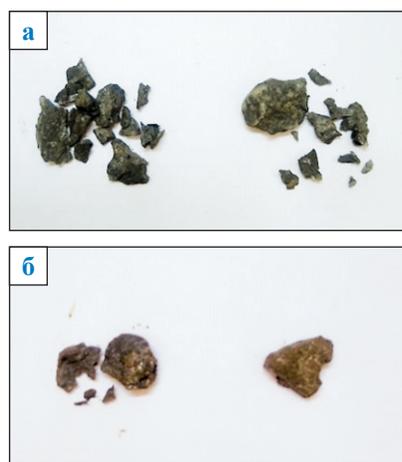


**Рис. 1. Влияние глинистой агрессии на концентрацию коллоидной фракции буровых растворов «Катбурр ИК» и производства компании M-I SWACO**

условиям. Если образец сохраняет устойчивость в воде, то можно признать, что проблема вызвана не испытуемым аргиллитом;

3) после испытаний образцы керна изымают из испытуемых жидкостей, очищают их поверхность;

4) затем их визуально обследуют, сравнивают между собой и определяют наиболее целостные образцы. По результатам испытаний образцы фотографируют.



**Рис. 2. Неустойчивые образцы аргиллита, выдержанные трое суток в растворах: а – компании M-I SWACO; б – «Катбурр ИК»**



**Рис. 3. Образцы керна, выдержанные девять суток в растворах: а – «Катбурр ИК», б – компании M-I SWACO**

Жидкость, в которой образцы сохраняют наибольшую целостность, обладает лучшими консолидирующими свойствами. С целью испытаний образцы керна выдерживали в растворах № 1 и № 2 в течение 3 и 9 сут, при этом для испытаний продолжительностью 3 сут в качестве образцов выбраны неустойчивые аргиллиты, отличающиеся высокой хрупкостью (рис. 2). Для 9-суточных исследований выбраны идентичные образцы аргиллитоподобного керна, отличающиеся от первых более прочной структурой (рис. 3).

*Вывод:* исследования выявили, что воздействие раствора компании M-I SWACO на образцы как хрупкого аргиллита, так и более устойчивого аргиллитоподобного керна приводит к их разупрочнению и разрушению структурных связей.

В буровом растворе «Катбурр ИК» образцы хрупкого аргиллита сохранили большую целостность, чем в растворе компании M-I SWACO. Образец аргиллитоподобного керна, выдержанный в буровом растворе «Катбурр ИК», не подвергся разрушению, за исключением появления трещины на теле образца.

\*\*\*

Таким образом, исследования показывают, что буровой раствор, который используется при строительстве скважин шельфового месторождения, обладает более низкими ингибирующими и консолидирующими свойствами по сравнению с раствором «Катбурр ИК».

### Список литературы

1. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков. – М.: Недра, 1988. – 135 с.
2. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов / Э.Г. Кистер. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
3. Гайдаров А.М. К вопросу о наработке раствора / А.М. Гайдаров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 5. – С. 36–39.
4. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1984. – 229 с.
5. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / В.С. Новиков. – М.: Недра, 2000. – 270 с.
6. Гайдаров М.М.-Р. Устойчивость глинистых пород при строительстве скважин / М.М.-Р. Гайдаров, Д.Г. Бельский, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 100 с.
7. Гайдаров А.М. Поликатионные буровые растворы с ингибирующими и крепящими свойствами / А.М. Гайдаров, А.А. Хуббатов, А.Д. Норов и др. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. – № 1. – С. 36–41.

## Determination of inhibiting and consolidating capacity of drilling muds

A.M. Gaydarov<sup>1</sup>, G.M. Geresh<sup>1\*</sup>, V.Ye. Myasishchev<sup>1</sup>, Yu.M. Khubbatova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyecktiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: E-mail: G\_Geresh@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The article deals with the problems arising in the process of well construction in presence of clay rocks in a section, and describes the results of the laboratory studies of inhibiting and fixing properties of drilling fluids with various additives. The impact of clay aggression to concentration of colloidal fraction, as well as the structural and the rheological parameters of the studied drilling fluids are shown. The qualitative indicators of the influence which drilling fluids exert on integrity of rock samples are determined in respect to contacts of different duration.

**Keywords:** drilling mud, well, inhibiting, argillaceous rocks.

### References

1. ANGELOPULO, O.K., V.M. PODGORNOV, V.E. AVAKOV. *Drilling muds for complicated conditions* [Burovyye rastvory dlya oslozhnennykh usloviy]. Moscow: Nedra, 1988. (Russ.).

2. KISTER, E.G. *Chemical treatment of drilling muds* [Khimicheskaya obrabotka burovykh rastvorov]. Moscow: Nedra, 1972. (Russ.).
3. GAYDAROV, A.M. On lifetime of a drilling mud [K voprosu o narabotke rasvora]. *Stroitelstvo Neftnyan'kh i Gazovykh Skvazhin na Sushe in a More*. 2016, no. 5, pp. 36–39. ISSN 0130-3872. (Russ.).
4. GORODNOV, V.D. *Physical-chemical methods for preventing troubles during drilling* [Fiziko-khimicheskiye metody preduprezhdeniya oslozhneniy v bureanii]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
5. NOVIKOV, V.S. *Rigidity of argillaceous rocks at well drilling* [Ustoychivost glinistykh porod pri bureanii skvazhin]. Moscow: Nedra, 2000. (Russ.).
6. GAYDAROV, M.M.-R., D.G. BELSKIY, D.V. IZYUMCHENKO et al. *Rigidity of argillaceous rocks at construction of wells* [Ustoychivost glinistykh porod pri stroitelstve skvazhin]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. (Russ.).
7. GAYDAROV, A.M., A.A. KHUBBATOV, A.D. NOROV et al. Polycationic drilling muds with inhibiting and binding properties [Polikationnyye burovyye ratvory s ingibiruyushchimi i krepyashchimi svoystvami]. *Vestnik Assotsiatsii Burovykh Podryadchikov*. 2016, no. 1, pp. 36–41. ISSN 2073-9877. (Russ.).

УДК 551.322:551.326

## Ледовые каналы как лимитирующий фактор при проектировании терминалов отгрузки углеводородов в прибрежной зоне арктических морей

О.М. Андреев<sup>1\*</sup>, Ю.П. Гудошников<sup>1</sup>, Р.А. Виноградов<sup>1</sup>, С.В. Клячкин<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ФГБУ «Арктический и антарктический научно-исследовательский институт», Российская Федерация, 199397, г. Санкт-Петербург, ул. Беринга, д. 38

\* E-mail: andoleg@aaari.ru

**Ключевые слова:** арктический порт, ледовый канал, зимняя навигация, ледяная каша, термодинамическая модель.

**Тезисы.** Судоборот грузовых терминалов и портов, расположенных в зоне припайных льдов, зависит, кроме прочего, и от количества ледовых каналов, возможных к прокладке в пределах ширины подходного канала или фронта подхода судна к терминалу и/или причалам порта. При зимней навигации на подходном канале из-за отрицательных температур и судового трафика в створе ледового канала многократно повторяется цикл промерзания-взлома льда, приводящий к накоплению в этой зоне обломочного материала (так называемой ледяной каши). По мере увеличения слоя ледяной каши в канале снижается способность судов преодолевать ее (по аналогии с ледопроеходимостью судна в ровном льду). В результате могут потребоваться прокладка нового ледового канала и перевод судов на движение по нему.

В статье представлена математическая нестационарная термодинамическая модель, позволяющая оценить накопление ледяной каши в канале под воздействием судового трафика, теплообмена на границе льда (снега) и атмосферы и учитывающая пространственное перераспределение обломков льда поперек оси канала. Математическая модель дает возможность рассчитать число ледовых каналов, необходимое для бесперебойной зимней навигации при заданных климатических условиях и интенсивности судоходства. В соответствии с результатами расчетов накладываются определенные ограничения на минимальную ширину подходного канала к грузовому терминалу. Таким образом, количество ледовых каналов выступает лимитирующим фактором при проектировании.

Работа модели продемонстрирована на примере условий северной части Обской губы. При расчетах в модель были включены эмпирические коэффициенты (коэффициент заполнения ледяной каши в канале; критическая с точки зрения ледопроеходимости судна толщина слоя каши; доля ледяной каши, остающаяся непосредственно в канале в результате перераспределения поперек его оси), определенные и уточненные в результате многолетних натурных наблюдений в указанном районе.

В последнее десятилетие в Арктическом регионе развернулась энергичная деятельность нефтегазовых компаний по вывозу углеводородов морским путем. Наибольшая активность хозяйственного освоения сейчас сосредоточена в Обской губе, где уже построены порт Сабетта и терминал «Ворота Арктики». Продолжаются проектирование и строительство других объектов, преимущественно в северной части губы. Большинство уже построенных и еще только планируемых к проектированию объектов (портов и терминалов отгрузки углеводородов) располагаются в прибрежной зоне, где распространены припайные льды. С учетом этого возникает необходимость прокладки ледовых каналов от внешней границы припая непосредственно до выносного терминала отгрузки или до ворот порта. Время жизни ледового канала зависит от колебаний погоды и трафика судов по нему. За зимний сезон при определенных климатических условиях может потребоваться прокладка нескольких каналов. Изучение таких условий – важнейшая задача, поскольку возможное число ледовых каналов на подходе к порту или терминалу зависит от особенностей их обустройства (ширины подходного канала, расположения объектов и т.д.).

Одни из первых работ по изучению эволюции ледового канала в Арктическом регионе были предприняты сотрудниками ААНИИ в начале семидесятых годов прошлого века, когда выполнялись натурные исследования в Енисейском заливе для нужд порта Дудинка. Зарубежными специалистами также исследуются вопросы движения судов по старым ледовым каналам, в частности, в Финском и Ботническом заливах, на системе Сайменских озер, у побережья Канадского архипелага [1–4].

Выполняются модельные испытания в ледовых бассейнах с целью определения параметров каналов при различных схемах их эксплуатации [5, 6]. Некоторые теоретические работы последних лет [7, 8] посвящены оценке количества ледовых каналов для условий северной части Обской губы. Для нужд порта Сабетта в 2011–2015 гг. сотрудниками ФГБУ «ААНИИ» не только проводились теоретические расчеты и модельные испытания в бассейне, но и осуществлялся комплекс натурных наблюдений на системе действующих ледовых каналов, позволивший сделать приближенные оценки минимальных размеров необходимой ширины ворот порта и морского канала на баре Обской губы.

### Постановка проблемы

После прохода ледокола канал в припае заполнен ледяной кашей, причем куски льда этой каши имеют размеры от нескольких метров до нескольких сантиметров, преимущественно увеличиваясь от оси канала к его кромкам. После прохождения судна часть обломков льда возвращается к центральной оси канала и заполняет пространство чистой воды за кормой судна, а часть ледового материала остается у кромок, уходя под них или наплаываясь сверху. Под воздействием отрицательных температур воздуха на появившихся пространствах чистой воды образуется новый слой льда и ледовая каша в канале смерзается. Следующее проходящее судно взламывает этот промерзший слой, снова выталкивая куски льда от оси канала к его периферии, и описанный выше процесс повторяется заново. Таким образом, в результате многократного взлома льда в канале накапливается значительная масса ледяной каши. Когда из-за старения канала (т.е. образования слоя каши значительной толщины) затрудняется его дальнейшая эксплуатация, прокладывается новый канал.

В результате множественного повторения процесса взлома льда и перераспределения в канале его обломков возникает неравномерность по толщине слоя каши на поперечном разрезе, когда на оси канала может оказаться в два-три раза меньше льда, чем на его кромках [5, 9, 10]. Характер этого процесса во многом зависит от соотношения ширины судна и ширины канала. Когда ширина канала намного больше ширины судна, следующего по нему, то такой канал считается широким, а ледяная каша распределяется в нем

практически равномерно. Если же ширина ледового канала соизмерима с шириной судна, то канал считается узким и количество ледяной каши под кромками такого канала намного больше, чем на его оси. На рис. 1 показаны характерные формы распределения ледяной каши на вертикальном поперечном сечении для узкого и широкого ледовых каналов.

Известно, что термическое нарастание льда происходит за счет оттока тепла от нижней поверхности льда через внутренние слои льда и снега в атмосферу, и существующие слои льда и снега (сквозь которые проходит поток энергии) играют роль теплового изолятора. Таким образом, на ранних стадиях ледообразования, когда лед имеет малую толщину, поток тепла наиболее интенсивный и нарастание толщины происходит быстро. По мере утолщения льда (и снега на его поверхности) образование новых слоев льда замедляется. Иными словами, чем толще лед, тем медленнее увеличивается его толщина при прочих равных условиях. Процесс промерзания ледяной каши в канале отличается тем, что в результате регулярного взлома и последующего перераспределения каши ледообразование между плавающими в воде ледяными обломками происходит при отсутствии теплоизолирующего слоя. Это вызывает значительно более интенсивный рост льда (промерзание ледяной каши) в канале по сравнению с окружающим нетронутым припайным льдом при одинаковых внешних условиях. Наибольшее влияние на скорость промерзания ледяной каши оказывает параметр  $p$ , обычно называемый коэффициентом упаковки каши, или коэффициентом заполнения [11]. Теоретически  $p$  может меняться от 0 (весь объем занимает вода, лед отсутствует) до 1 (сплошной ледяной монолит).

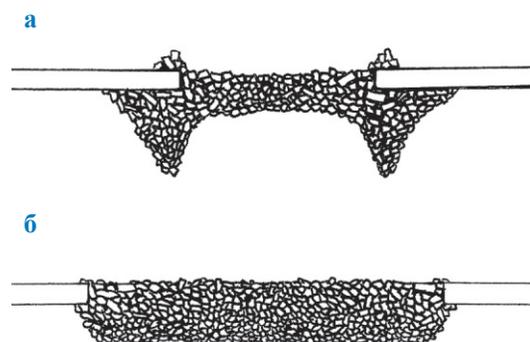


Рис. 1. Ледовые каналы:  
а – узкий; б – широкий

При первых проходах после прокладки канала обломки льда довольно крупные и  $p \approx 0,6$  [5]. Далее, по мере увеличения количества проходов судов, размеры обломков уменьшаются, а значение  $p$  постепенно растет и стабилизируется в районе 0,9. Однако в реальном канале коэффициент  $p$  не остается постоянным ни по горизонтали, ни по вертикали, и именно этим обусловлена сложность его определения.

Количество вытесненной под кромки канала ледяной каши зависит от обводов судна и ширины канала [12]. Если соотношение ширины канала и ширины судна может быть оценено заранее, то связь обводов судов, ходящих по каналу, с количеством вытесненной каши обычно неизвестна и требует экспериментальных исследований.

Критические значения накопления ледяной каши в канале тесно связаны с понятием ледопроеходимости судна, т.е. с максимальной толщиной льда, при которой судно может двигаться со скоростью, позволяющей проводить безопасное маневрирование. Ледопроежимость судна в ледовой каше обычно неизвестна, и ее оценки основываются на теории ледяного сопротивления движению [13–15]. Однако эмпирические коэффициенты для каждого судна свои, и требуется их экспериментальное определение. Зачастую проведение таких работ невозможно.

Все отмеченные выше неоднозначности, начиная с ширины канала и заканчивая ледопроежимостью судна в ледяной каше, создают значительные проблемы при расчете эволюции реального ледового канала. Поскольку в арктических условиях в течение зимней навигации может потребоваться несколько ледовых каналов, то и сложность оценки достаточного количества каналов увеличивается пропорционально.

## Модель

Математических моделей термического промерзания ледяной каши в канале на сегодняшний день разработано не так много. Так, в публикации 1983 г. Э. Эранти и др. [16] для расчета среднего приращения толщины битого льда ( $\Delta H$ ) в канале применили простую формулу вида

$$\Delta H = 0,65 \Delta F H_0^{-0,5}, \quad (1)$$

где  $\Delta F$  – показатель, зависящий от суммы «градусодней мороза» с момента прохода

последнего судна;  $H_0$  – начальная толщина битого льда в канале.

В более поздних работах, например Р.-А. Суойаанена и др. [17], упоминается модификация формулы (1), но с другим коэффициентом, причем ввод нового коэффициента объясняется более точным совпадением расчетных значений промерзания пресного льда с измеренными при бурении в Сайменском канале. К сожалению, в Арктическом регионе эти простые расчетные формулы далеко не всегда показывают адекватный результат, поэтому сформулируем математическую модель, учитывающую большее количество определяющих параметров.

В общем случае допустимо предположение существования однородной и равномерно распределенной по ширине канала ледяной каши (рис. 2). При таком подходе система одномерных термодинамических уравнений для определения глубины промерзания (при наличии снега на поверхности каши) будет иметь следующий вид:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a_c \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} + \frac{1}{c_s \rho_c} \frac{\partial I_0}{\partial z}, \quad 0 \leq z \leq h_c; \quad (2)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a_n \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} + \frac{1}{c_n \rho_n} \left( \frac{\partial \lambda_n}{\partial z} \frac{\partial T}{\partial z} + \frac{\partial I_0}{\partial z} \right), \quad h_c \leq z \leq H_n. \quad (3)$$

Граничные условия:

$$z = 0, \quad \lambda_c \frac{\partial T}{\partial z} \Big|_{z=0} = \Phi; \quad (4)$$

$$z = h_c, \quad \lambda_c \frac{\partial T}{\partial z} \Big|_{z=h_c-0} = \lambda_n \frac{\partial T}{\partial z} \Big|_{z=h_c+0}; \quad (5)$$

$$z = h_c, \quad T(t, z_{h_c-0}) = T(t, z_{h_c+0}); \quad (6)$$

$$z = H_n, \quad T_z(t, H_n) = \Theta; \quad (7)$$

$$\frac{\partial H_n}{\partial t} = \frac{1}{1-p} \cdot \frac{1}{L \rho_n} \lambda_n \frac{\partial T}{\partial z} \Big|_{z=H_n} - \Phi_b, \quad (8)$$

где  $t$  – время;  $T$  – температура;  $z$  – вертикальная координата;  $h_c, H_n$  – толщины слоев снега и льда (промерзшей ледяной каши) соответственно;  $a_c$  и  $a_n, \lambda_c$  и  $\lambda_n, c_c$  и  $c_n$  – коэффициенты температуропроводности, теплопроводности, эффективной теплоемкости снега и льда соответственно;  $\rho_c, \rho_n$  – плотности снега и льда

соответственно;  $L$  – эффективная теплота плавления льда;  $\Phi_v$  – поток тепла от воды;  $\Phi$  – суммарный поток тепла на границе снега и атмосферы;  $I_0$  – поток коротковолновой солнечной радиации, проникающей в среду;  $\Theta$  – температура замерзания морской воды.

При такой постановке задачи толщина слоя снега считается заданной величиной, а толщина слоя ледяной каши ограничивает максимально возможную глубину ее промерзания. Фазовый переход сосредоточен на плоском фронте внутри слоя каши. При взломе промерзшего слоя каши во время  $i$ -го прохода судна пересчет накопления каши в канале осуществляется с учетом коэффициента заполнения  $p$  в виде

$$D_{n,i} = D_{n,i-1} + \frac{H_{n,i} - H_{n,i}}{p}, \quad (9)$$

где  $D_{n,i}$  – толщина слоя ледяной каши (не промерзшей) после  $i$ -го прохода судна;  $H_{n,i}$  – толщина промерзшего слоя ледяной каши во время  $i$ -го прохода судна.

Выражение (9) справедливо для случая широкого канала, когда вся накопленная масса каши идет только на увеличение толщины слоя  $A$ , а слои  $B_1$  и  $B_2$  отсутствуют (см. рис. 2). Если же канал узкий, то часть ледяной каши перераспределяется под кромки канала ( $B_1 + B_2$ , см. рис. 2). В таком случае расчет накопления каши в канале следует считать по выражению

$$D_{n,i} = D_{n,i-1} + \eta_i \left( \frac{H_{n,i} - H_{n,i}}{p} \right), \quad (10)$$

где  $\eta_i$  – доля ледяной каши, остающаяся непосредственно в канале после  $i$ -го прохода.

Канал считается заполненным, если толщина слоя ледяной каши достигла критического значения ледопроеходимости для судна. Далее начинается расчет накопления каши в новом канале, причем за начальную толщину слоя каши в нем принимается соответствующее значение толщины припайного льда естественного термического нарастания.

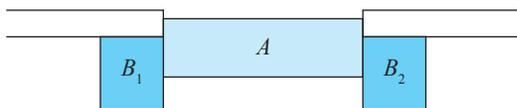


Рис. 2. Схема накопления толщины ледяной каши:  $A$  – непосредственно в канале;  $B_1$  и  $B_2$  – под кромками канала

Входными данными предложенной модели служат стандартные гидрометеорологические параметры, а также величина судооборота и пороговое значение ледопроеходимости судна по ледяной каше.

### Расчеты по модели

Для иллюстрации работы модели проведены расчеты по северной части Обской губы. В качестве входных метеорологических параметров использованы результаты реанализа NCEP за 30 лет (1988–2018 гг.), из которых были выделены значения, характерные для средних и суровых зимних условий. Эмпирические коэффициенты (доля каши, уходящей под кромки; коэффициент заполнения и др.) определены по данным натурных наблюдений в районе порта Сабетта за 2011–2015 гг. Периодичность взлома взята равномерной – на уровне двух и трех раз в сутки. Это соответствует характерному суточному судообороту порта в один и полтора судозахода. За ледопроежимость судна в ледяной каше принят слой толщиной 4 м. Результаты расчета по модели представлены на рис. 3.

Скачок в значении толщины ледяной каши на графиках означает переход на новый ледовый канал. Видно, что при суровой зиме ровный лед нарастает до 2,2 м, тогда как в климатически среднюю – до 1,8 м, т.е. разница составляет около 20...25 %. Аналогичен итог и по количеству необходимых ледовых каналов при одинаковом трафике. Если же судоходство становится интенсивнее, то пропорционально возрастает и количество каналов. В результате разница в их суммарном количестве уже может достигать двух-трех раз. Полученные значения хорошо согласуются с натурными данными.

### Дискуссия

Результаты расчетов на примере северной части Обской губы показали адекватность работы модели. Изложенная схема (см. формулы (1) – (10)) позволяет проводить расчет накопления ледяной каши, равномерно распределенной по ширине канала (с учетом ее частичного удаления за кромку).

Важным положительным моментом модели является тот факт, что применительно к узкому каналу значительная часть каши, вытесняемая под кромки канала, не участвует в дальнейших расчетах в отличие от широкого канала, когда доля вытесняемой и, соответственно,

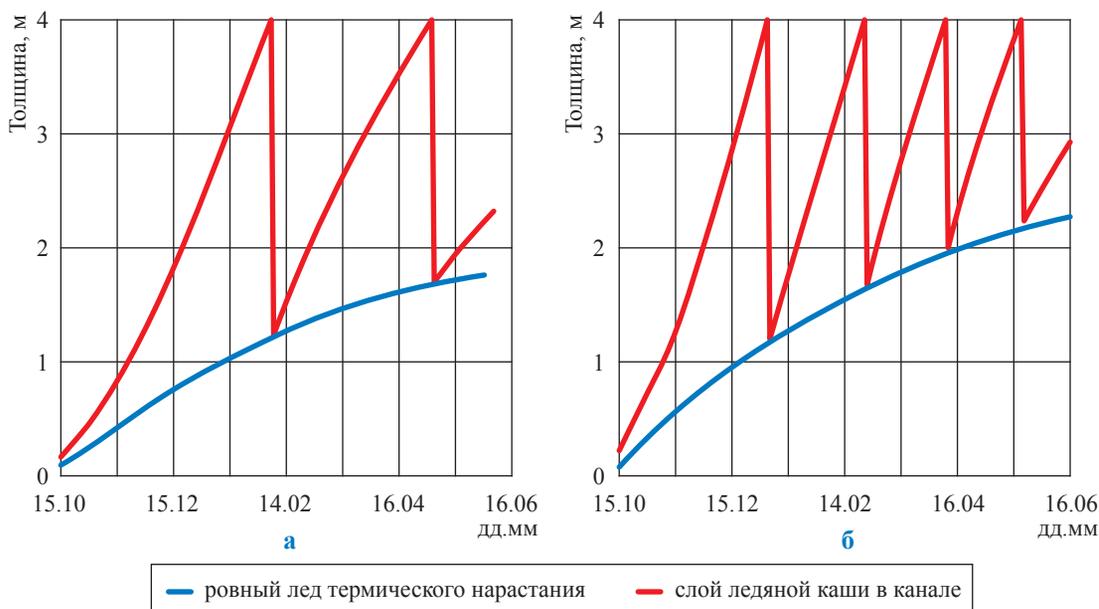


Рис. 3. Результаты расчетов при малом судовом трафике в климатически среднюю зиму (а) и большом трафике в суровую зиму (б)

исключаемой из дальнейших расчетов ледяной каши существенно меньше. С учетом данного фактора система узких каналов предпочтительнее одного широкого ледового канала, так как требует меньше пространства на акватории и, следовательно, меньшей ширины подходного канала (объемов дноуглубления).

Как указано выше, судовый трафик (частота взлома льда) оказывает серьезное влияние на результаты расчетов, возрастающее с увеличением интенсивности судоходства. Однако это влияние не беспредельно. Также необходимо помнить и о существенной роли климатических факторов, в первую очередь температуры воздуха.

\*\*\*

Таким образом, в результате исследования определено, что частота прохода судов

по каналу (судовой трафик) является одним из ключевых параметров, отвечающих за интенсивность накопления ледяной каши в канале и срок его жизни. Очевидно, что при определенных климатических условиях через ледовый канал (или группу каналов) возможен проход строго определенного количества судов. В прибрежных районах и на мелководных участках возможность прокладки нового канала обычно ограничена особенностями акватории (естественными глубинами, шириной подходного канала, расположением объектов). Именно возможным количеством ледовых каналов к объекту отгрузки углеводородов и лимитируются трафик судов и (косвенно) объемы вывозимого сырья. Следовательно, необходимо еще на стадии проектирования оценивать требуемое количество ледовых каналов и все связанные с ними параметры.

### Список литературы

1. Sandkvist J. Conditions in brash ice covered channels with repeated passages / J. Sandkvist // Proc. POAC-81. – 1981. – Т. 1. – С. 244–252.
2. Kannari P. Measurements of characteristics and propulsion performance of a ship in old clogged channels / P. Kannari // Proc. of POAC-83, Finland. – 1983. – Т. 2. – С. 600–609.
3. Nortala-Hoikkanen A. Development of brash ice channels navigated by ship / A. Nortala-Hoikkanen // Proc. of POAC-99. – 1999. – Т. 2. – С. 620–630.
4. Leiviska T. The observations of the performance of small tonnage in ice, winter 2003 / T. Leiviska // Research report № 55. – Helsinki: Helsinki University of Technology, Ship Laboratory, 2004. – С. 26–34.

5. Ettema R. Ice formation in frequently transited navigation channels: Special Report № 90-40 / R. Ettema, H.-P. Huang. – Hanover, New Hampshire: Cold Regions Research and Engineering Laboratory, 1990. – 109 с.
6. Wang J. Modeling of brash ice channel and tests with model CCGS Terry Fox / J. Wang, M. Lau, C.-J. Lee, et al. // International Journal of Offshore and Polar Engineering. – 2009. – Т. 19. – № 3. – С. 206–213.
7. Riska K. Modelling brash ice growth in ports / K. Riska, R. Blouquin, E. Coche, et al. // Proc. of the 22<sup>nd</sup> International Symposium on Ice (IAHR). – Singapore, 2014. – С. 322–329.
8. Karulin E. Analytical investigation of navigation channel evolution in severe ice conditions / E. Karulin, M. Karulina, O. Tarovik // Proc. of the 28<sup>th</sup> International Ocean and Polar Engineering Conference (ISOPE), June 10–15. – Sapporo (Japan), 2018. – С. 1591–1598.
9. Готский М.В. Опыт ледового плавания / М.В. Готский. – М.: Морской транспорт, 1961. – 367 с.
10. Пономарёв М.Б. Исследование гидрометеорологических условий работы речных судов в ледовом канале / М.Б. Пономарёв, А.И. Высоколов // Экспресс-информация. – Обнинск, Моск. обл.: ВНИИГМИ, 1977. – № 58. – С. 15–18.
11. Андреев О.М. Параметризация радиационных процессов в модели ледяного покрова / О.М. Андреев, Б.В. Иванов // Метеорология и гидрология. – 2001. – № 2. – С. 81–88.
12. Богданов А.А. Учет интенсивности нарастания льда в канале при моделировании движения судов в речном припае / А.А. Богданов, А.В. Иерусалимский // Труды ЦНИИМФ. – М.: Транспорт, 1990. – С. 145–152.
13. Finnish-Swedish ice class rules (FSICR 2010). – Helsinki: Finnish Transport Safety Agency, 2010. – 48 с.
14. Mellor M. Ship resistance in thick brash ice / M. Mellor // Cold Regions Science and Technology. – 1980. – Т. 3. – С. 305–321.
15. Klyachkin S.V. The peculiarities of ice navigation along the broken channel in fast ice / S.V. Klyachkin, S.V. Frolov, V.V. Drabkin // 17<sup>th</sup> Int. Conf. OMAE'99. – Rio-de-Janeiro, 1999. – С. 10.
16. Eranti E. Extending the ice navigation season in the Saimaa canal / E. Eranti, M. Penttinen, T. Rekonen // Proc. of POAC-83. – 1983. – Т. 3. – С. 381–391.
17. Суойаанен Р.-А. Противообледенительная система для терминала СПГ в пос. Сабетта: Report K-193 / Р.-А. Суойаанен, С. Сааринен, Э. Эранти; Aker Arctic Technology. – 2012. – P27293. – 73 с.

## Ice channels as a limiting factor at designing terminals loading hydrocarbons in the littoral zone of the Arctic seas

O.M. Andreyev<sup>1\*</sup>, Yu.P. Gudoshnikov<sup>1</sup>, R.A. Vinogradov<sup>1</sup>, S.V. Klyachkin<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Federal State Budgetary Institution «Arctic and Antarctic Research Institute», Bld. 38, Beringa street, St. Petersburg, 199397, Russian Federation

\* E-mail: andoleg@aari.ru

**Abstract.** The vessel traffic of the cargo terminals and ports situated within an ice-ledge zone depends among other things on the possible quantity of the ice channels which can be cleared widthwise the ship channel or the front of approach to a terminal and/or the port moorings. During the winter navigation due to the negative temperatures and the vessel traffic a cycle of ice freezing up and breaking in the cross-section of the shipping channel repeats many times, and it makes the debris (a so-called brash ice) accumulate there. With growth of the brash-ice layer in the channel, the ability of the ships to overcome it (similarly with the trafficability in flat ice) decreases. Consequently, clearing of a new ice channel and redirecting ship traffic there might be necessary.

The article presents a time-varying thermodynamic mathematical model, which enables to estimate dynamics of brash ice accumulation in a channel affected by vessel traffic and heat transfer at the interface of ice (snow) and atmosphere. This math model takes into account three-dimensional redistribution of the ice debris crosswise the axis of the channel, and provides calculating the quantity of the ice channels necessary for nonstop winter navigation in case of given climatic conditions and intensity of shipping. The minimal width of the approach channel is to be limited in accordance with the calculated figures. Consequently, a possible quantity of ice channels is a limiting factor for project engineering.

Operation of the named math model is exemplified by the case of a northern part of the Gulf of Ob. Specially for calculations the model has been complemented with few empirical coefficients [namely: a brash ice packing factor; a critical thickness of the brash ice (in relation to vessel trafficability); a proportion of the residual brash ice in the channel]. These empirical data have been determined and refined in course of the longstanding field observations in the region of the Gulf of Ob.

**Keywords:** arctic ports, ice channel, winter navigation, brash ice, thermodynamic model.

### References

1. SANDKVIST, J. Conditions in brash ice covered channels with repeated passages. In: *Proc. POAC-81*. 1981, vol. 1, pp. 244–252.
2. KANNARI, P. Measurements of characteristics and propulsion performance of a ship in old clogged channels. In: *Proc. of POAC-83, Finland*. 1983, vol. 2, pp. 600–609.
3. NORTALA-HOIKKANEN, A. Development of brash ice channels navigated by ship. In: *Proc. of POAC-99*. 1999, vol. 2, pp. 620–630.
4. LEIVISKA, T. The observations of the performance of small tonnage in ice, winter 2003. In: *Research report № 55*. Helsinki: Helsinki University of Technology, Ship Laboratory, 2004, pp. 26–34.
5. ETTEMA, R., H.-P. HUANG. Ice formation in frequently transited navigation channels: Special Report № 90-40. Hanover, New Hampshire: Cold Regions Research and Engineering Laboratory, 1990.
6. WANG, J., M. LAU, C.-J. LEE et al. Modeling of brash ice channel and tests with model CCGS Terry Fox. *International Journal of Offshore and Polar Engineering*. 2009, vol. 19, no. 3, pp. 206–213. ISSN 1053-5381.
7. RISKA, K., R. BLOUQUIN, E. COCHE et al. Modelling brash ice growth in ports. In: *Proc. of the 22<sup>nd</sup> International Symposium on Ice (IAHR)*. Singapore, 2014, pp. 322–329.
8. KARULIN, E., M. KARULINA, O. TAROVNIK. Analytical investigation of navigation channel evolution in severe ice conditions. In: *Proc. of the 28<sup>th</sup> International Ocean and Polar Engineering Conference (ISOPE), June 10–15*. Sapporo (Japan), 2018, pp. 1591–1598.
9. Gotskiy, M.V. *Experience of ice navigation* [Oput ledovogo plavaniya]. Moscow: Morskoy transport, 1961. (Russ.).
10. PONOMAREV, M.B., A.I. VYSOKOLOV. Studying hydrometeorological working environment of river ships in an ice channel [Issledovaniye gidrometeorologicheskikh usloviy raboty rechnykh sudov v ledovom kanale]. *Ekspress-informatsiya*. Obninsk, Moscow region: VNIIGMI (All-Union Research Institute for Hydrometeorological Information), 1977, no. 58, pp. 15–18. (Russ.).
11. ANDREYEV, O.M., B.V. IVANOV. Parametrization of radiation processes in an ice-floe simulator [Parametrizatsiya radiatsionnykh protsessov v modeli ledyanogo pokrova]. *Meteorologiya i Gidrologiya*. 2001, no. 2, pp. 81–88. ISSN 0130-2906. (Russ.).
12. BOGDANOV, A.A., A.V. IYERUSALIMSKIY. Considering tempo of ice growth in a channel when modelling a ship path within the river shore ice [Uchet intensivnosti narastaniya lda v kanale pri modelirovanii dvizheniya sudov v rechnom pripaye]. In: *Trudy TsNIMF*. Moscow: Transport, 1990, pp. 145–152. (Russ.).
13. *Finnish-Swedish ice class rules (FSICR 2010)*. Helsinki: Finnish Transport Safety Agency, 2010.
14. MELLOR, M. Ship resistance in thick brash ice. *Cold Regions Science and Technology*. 1980, vol. 3, pp. 305–321. ISSN 0165-232X.
15. KLYACHKIN, S.V., S.V. FROLOV, V.V. DRABKIN. The peculiarities of ice navigation along the broken channel in fast ice. In: *17<sup>th</sup> Int. Conf. OMAE'99*. Rio-de-Janeiro, 1999, pp. 10.
16. ERANTI, E., M. PENTTINEN, T. REKONEN. Extending the ice navigation season in the Saimaa canal. In: *Proc. of POAC-83*. 1983, vol. 3, pp. 381–391.
17. SUOYAANEN, R.-A., S. SAARINEN, E. ERANTI. Defrosting system for the LNG terminal in Sabetta settlement [Protivoobledenitel'naya sistema dlya terminal SPG v pos. Sabetta]: Report K-193. Aker Arctic Technology, 2012, P27293. (Russ.).

УДК 539.3:551.326

## Динамика обламывания кромки плавучего льда у преграды

**Н.М. Осипенко**

Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Российская Федерация, 119526,  
г. Москва, пр-т Вернадского, д. 101, к. 1  
E-mail: osipnm@mail.ru

**Тезисы.** Традиционный подход к оценке условий разрушения льда при взаимодействии конструкций с ледяным покровом сводится к квазистатическому анализу ситуации. Практически во всем диапазоне реальных скоростей относительного движения льда и наклонной преграды размеры обламываемых блоков льда и усилия инициирования разрушения зависят от этой скорости. Данные экспериментов подтверждают этот вывод. В течение силового взаимодействия при ударе в ледяной пластине происходят одновременно два процесса: смятие и локальное разрушение льда в области контакта и распространение изгибного импульса от области контакта вдоль пластины. Характерный для таких явлений диапазон скоростей удара (0,1...2,0 м/с) в механике ледяного покрова считается промежуточным между динамическим и статическим режимами нагружения. В работе задача о локальном воздействии, приводящем к разрушению кромки морского ледяного покрова, моделируется задачей о низкоскоростном ударе по свободному концу плавающей балки и отделении блока при хрупком разрушении. Рассмотрены процессы инициирования разрушения и развития трещин при отделении блока льда. Показано, что нелокальные эффекты при низкоскоростном взаимодействии могут иметь значительные последствия в организации процесса разрушения ледяного покрова. Так, необходимые для обламывания кромки льда усилия возрастают в полтора раза по сравнению со статическим сценарием уже при скорости продвижения порядка 0,3 м/с. Продемонстрированный подход может быть полезным при моделировании процессов взаимодействия ледяного покрова с морскими платформами и ледоколами.

**Ключевые слова:** разрушение, трещина, ледяной покров, скорость, динамический сценарий.

При взаимодействии конструкций с ледяным покровом возможно разрушение льда как в области контакта с нагружающим устройством в виде наклонного борта платформы или ледокола, так и в удаленных от нее участках вследствие изгиба кромки ледяного покрова на гидравлическом основании, причем процессы, связанные с разрушением в области контакта, влияют на изменение напряженного состояния и разрушение льда при изгибе. Традиционный подход к оценке условий разрушения льда сводится к квазистатическому анализу ситуации, что отражено и в нормативных документах<sup>1</sup>. Такие модели позволили построить основные сценарии формирования торосов и ледовых образований у конструкций (см., например, [1, 2]). Вместе с тем наблюдения показывают существенное отличие основных параметров обламываемых блоков от предсказываемых статическим анализом [3–5]. Наиболее убедительны объяснения этого факта в работах, где анализируется динамическое поведение слоя на упругом основании [6, 7]. Характерный для таких явлений диапазон скоростей удара (0,1...2,0 м/с) в механике ледяного покрова считается промежуточным между динамическим и статическим режимами нагружения. В указанном диапазоне характерные скорости соударения много меньше скорости продольных волн в материале балки и меньше скорости изгибных резонансных возмущений в балке, связанной с упругим (гидравлическим) основанием. При анализе задачи может быть применен подход, когда динамические эффекты учитываются в основном при оценке движения, вызванного ударом возмущения по балке, в то время как инициирование и развитие собственно разрушения рассматриваются в квазистатической постановке. Отметим также, что необратимые деформации в зоне контакта оказывают

<sup>1</sup> См., например, СП 38.13330. 2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов).

демпфирующее влияние на высокочастотные компоненты ударного взаимодействия (см., например, [6, 7]).

### Модель разрушения

Многие стороны процесса разрушения льда могут быть поняты и оценены в приближенной постановке, позволяющей в силу наглядности получить достаточно общие зависимости, определяющие структуру формул в интересующих взаимосвязях. Качественно модель явления описывается следующим образом. Обламывание кромки ледяного покрова имеет циклический характер. Каждый цикл завершается отделением блока льда. Влияние дальнейшей эволюции отделенного блока льда на условия разрушения будем считать незначительным. При очередном соприкосновении льда с преградой наблюдается низкоскоростное неупругое соударение [6]. Возникает локальный импульс в виде одиночного плавного всплеска давления. Характерная частота основной гармоники импульса в диапазоне 0,3...0,7 Гц значительно меньше частоты собственных колебаний элементов набора корпуса [7] и в два-четыре раза больше частоты собственных колебаний корпуса в целом, т.е. величина и форма импульса в основном определяются реакцией ледяной пластины на неупругий удар, создаваемый надвиганием наклонной пластины (борта) со слабо меняющейся скоростью. В течение силового взаимодействия при ударе в ледяной пластине происходят одновременно два процесса:

- смятия и локального разрушения льда в области контакта (при этом внедрение борта в нагружаемый край льдины может достигать 10 см и более [6]);
- нестационарного распространения изгибного импульса от области контакта вдоль пластины.

По мере продвижения импульса возрастают напряжения в изгибаемой ледяной пластине. Максимум растягивающих напряжений перемещается по пластине вслед за фронтом изгибного возмущения. При достижении предела прочности происходят зарождение и в дальнейшем распространение трещины. Окончательное отделение блока льда связано с условиями равновесия этой трещины.

Рассмотрим модельную задачу об инициировании трещины на примере разрушения полубесконечной упругой балки единичной

ширины при изгибе под действием поперечной нагрузки, приложенной в районе торца посредством плоского наклонного штампа, движущегося с постоянной скоростью. Будем считать давление на контакте при смятии нагружаемого торца равномерным, а также учитывать следующие параметры: толщину балки ( $h$ ); скорость движения штампа ( $V \sim \text{const}$ ); время ( $t$ ); длину пути основной гармоники изгибного возмущения от нагружаемого торца ( $\ell$ ); для материала балки (льда): модуль упругости ( $E$ ), плотность ( $\rho$ ), прочность при изгибе (растяжении) ( $\sigma_{\text{и}}$ ), прочность<sup>2</sup> при сжатии (смятии) ( $\sigma_{\text{с}}$ ). В случае замены модели более сложной комбинацией параметров, учитывающих особенности разрушения материала в области контакта, схема рассуждений остается прежней.

### Изгиб балки при низкоскоростном поперечном ударе

Уравнение движения упругой балки постоянного сечения единичной ширины, связанной с гидравлическим основанием, под действием нагрузки, приложенной к торцу и обеспечивающей постоянную скорость смещения его поперек исходной оси балки, можно записать в виде

$$c\rho h \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + EJ \frac{\partial^4 w}{\partial x^4} + kw = 0, \quad (1)$$

где  $w(x,t)$  – поперечное смещение;  $c$  – коэффициент присоединенной массы;  $k$  – коэффициент гидравлического основания;  $J = \ell h^3/12$  [6].

Поскольку интерес представляют процессы движения возмущения в начальный момент времени (на малом отрезке балки, меньшем характерного радиуса статического изги-

ба  $r_0 = \left( \frac{Eh^3}{3\rho g} \right)^{1/4}$ , где  $g$  – ускорение свободного

падения), влияние гидравлического основания может быть учтено только посредством учета присоединенной массы. Уравнение (1) преобразуется к виду

$$c\rho h \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + EJ \frac{\partial^4 w}{\partial x^4} = 0 \quad (2)$$

при следующих граничных и начальных условиях:

$$w(x,0) = 0; \quad \frac{\partial w}{\partial t}(x,0) = 0; \quad w(0,t) = \begin{cases} 0; & t < 0 \\ Vt; & t \geq 0 \end{cases};$$

<sup>2</sup> Характеристика  $\sigma_{\text{с}}$  применена здесь как эффективный параметр.

$$\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}(0, t) = 0; w(\infty, t) = 0; \frac{\partial w}{\partial t}(\infty, t) = 0.$$

Решение уравнения (2) приводится к виду

$$w = -\frac{t}{2} \int_{\eta}^{\infty} \frac{S(\eta)}{\eta^{1/2}} d\eta + \frac{t}{2} \int_{\eta}^{\infty} \frac{S'(\eta)}{\eta^{3/2}} d\eta; \eta = \frac{1}{4a^2} \left( \frac{x^2}{t} \right);$$

$$a = \left( \frac{EJ}{\rho h} \right)^{1/4}; S(\eta) = \frac{2^{3/2}}{\pi} V \cos \eta. \quad (3)$$

Положение точки, в которой координата  $w$  (отсчитываемая от торца балки) в первый раз принимает нулевое значение, определяется выражением

$$x_0 \approx 1,14 \left( \frac{C_p h t}{c^{1/2}} \right)^{1/2}, \quad (4)$$

где  $C_p = (E/\rho)^{1/2}$  – характерная скорость продольных волн в материале балки.

Сравнение уравнения (4) с результатами численного анализа для уравнения (1) при аналогичных граничных условиях [5] показывает, что предположение о малости влияния гидравлического основания справедливо, если расстояние  $x_0$  от нагружаемого торца не превышает  $\sim 0,7r_0$  во всем интересующем диапазоне. При этом для ледяных балок на гидравлическом основании  $c = 1,5$ .

Поперечные смещения в нагружаемой балке вблизи нагружаемого торца, т.е. до первого максимума смещений при низкоскоростном ударе, можно приближенно представить в виде статических смещений консольно закрепленной балки, место эффективного закрепления которой перемещается вдоль нее, следуя за фронтом возмущения. Расстояние до него определяется фронтом изгибного возмущения

$$w(x, t) \approx \frac{P}{EJ} \left( \ell(t) \frac{(\ell(t) - x)^2}{2} - \frac{(\ell(t) - x)^3}{6} \right), \quad (5)$$

где  $\ell(t) \sim x_0(t)$ ;  $P$  – поперечная нагрузка на торце балки (рисунок). (Здесь и далее продольная нагрузка на торце балки ( $T$ ) считается малой.)

Заметим, что согласно уравнению (4) скорость движения фронта возмущения с течением времени уменьшается. Асимптотикой этого процесса при больших временах может служить в рассматриваемой системе (гидравлическое основание – ледяной покров) резонансное движение изгибно-гравитационной волны. В приближении «глубокой воды» скорость ее определяется соотношением

$$V_c \sim \left( \frac{Eh^2 g^2}{12(1 - \nu^2)\rho} \right)^{1/6}, \quad (6)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона.

Если скорость смещения нагружаемого торца балки меняется во времени (в частности, вследствие контактного разрушения материала балки), в принятом приближении в силу линейности задачи можно применить принцип суперпозиции решений, т.е. считать результирующую форму изогнутой оси балки суммой смещений всех ее точек в результате последовательного действия эффективных нагрузок, причем на каждой ступени нагружения длина эффективной консоли определяется движением собственного фронта возмущения. Для ступенчатого нагружения из формулы (5) имеем

$$w_{\Sigma} = \sum_1^n \frac{\Delta P(n)}{EJ} \left( \ell(t) \frac{(\ell(t) - x)^2}{2} - \frac{(\ell(t) - x)^3}{6} \right). \quad (7)$$

Переходя к пределу, получим

$$w_{\Sigma} = \frac{12}{Eh^3} \times \int_{x/B}^t \frac{\partial P}{\partial t} \left( \ell(t) \frac{(\ell(t) - x)^2}{2} - \frac{(\ell(t) - x)^3}{6} \right) dt, \quad (8)$$

где  $B \approx 1,04 \sqrt{hC_p}$ ;  $t$  – время от начала нагружения.

Рассмотрим два варианта изменения нагрузки.

1. Нагрузка меняется монотонно:  $\partial P/\partial t = \text{const}$ . Такое условие является приближением, отвечающим линейной зависимости между длиной пути внедрения нагружающего борта и величиной нагрузки. В случае контакта наклонной пластины с прямоугольным краем балки  $P \sim \sigma^* Vt$ , где  $\sigma^*$  – характерное напряжение (прочность при локальном смятии). Отметим в связи с этим, что уточнения модели контактного взаимодействия в рамках гидродинамической модели удара [6] не приводят к значимым отклонениям от линейности взаимосвязи между глубиной внедрения и давлением, в том числе и по данным экспериментов [8]. Из формулы (8) получим

$$w(x, t) = \frac{12\sigma^* V}{Eh^3} \times \left( \frac{2B^3}{15} t^{5/2} - \frac{B^2}{4} x t^2 + \frac{x^3 t}{6} - \frac{x^5}{2B^2} \right). \quad (9)$$

Дважды дифференцируя формулу (9), находим для изгибающего момента  $M$

$$M = \sigma^* Vx \left( t - \frac{x^2}{B^2} \right); M_{\max} = \frac{2P(t)x_0(t)}{3^{1,5}}, \quad (10)$$

где  $t$  – время от начала нагружения. Максимальный изгибающий момент  $M_{\max}$  достигается на расстоянии  $x_0^*$ , составляющем постоянную долю пути, пройденного распространяющимся с момента начала нагружения возмущением:

$$x_0^* = \frac{x_0(t)}{\sqrt{3}}. \quad (11)$$

В соответствии с формулой (7) в этом варианте нагружения скорость поперечного движения торца балки меняется по закону

$$V(0,t) = \frac{\partial w}{\partial t}(0,t) = \frac{4\sigma^* V}{Eh^3} B^3 t^{3/2}. \quad (12)$$

2. Пусть, например, нагрузка меняется немонотонно:

$$\frac{\partial P}{\partial t} \sim a\omega \left(1 - \frac{\omega^2 t^2}{2}\right), \quad (13)$$

где  $a, \omega$  – размерные коэффициенты.

Используя формулу (8), аналогичным образом получим:

$$M \approx a\omega \left[ xt \left(1 - \frac{\omega^2 t^2}{6}\right) - \frac{x^3}{B^2} + 1,44 \frac{x^7 \omega^2}{B^6} \right]. \quad (14)$$

Если значение  $\omega$  невелико, максимальный изгибающий момент возникает на расстоянии

$$x_0^* \sim \frac{B}{\omega^{1/3}} \left(0,1t \left(1 - \frac{\omega^2 t^2}{6}\right)\right)^{1/6}. \quad (15)$$

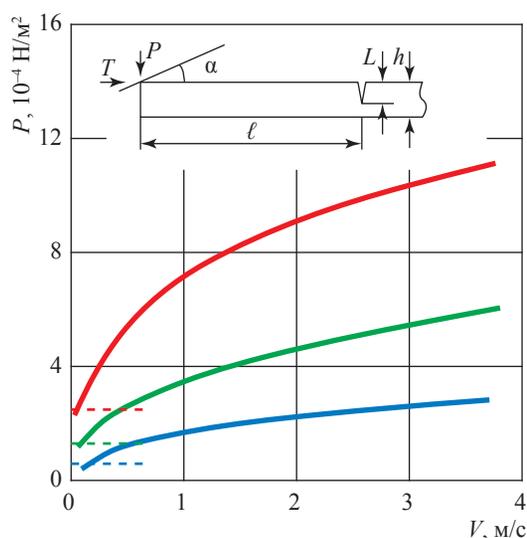
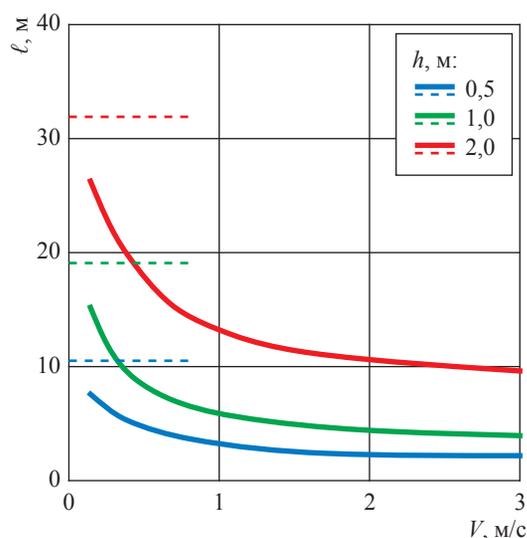
Изменяясь во времени,  $M_{\max}$  достигает максимума к моменту  $t_0^* \sim \frac{\sqrt{2}}{\omega}$ , что совпадает

с ситуацией для максимума функции (13). Поскольку при нагрузке происходят необратимые деформации, разгрузка системы развивается иначе, чем активное нагружение (в области контакта не восстанавливается целостность материала); использовать полученные соотношения при  $t > t^*$  нельзя. Вместе с тем можно сказать, что ограничение максимального изгибающего момента в случае его недостаточности для обламывания балки означает переход к торможению разрушения или иному механизму разрушения (например, к преобладанию контактного дробления льда).

Вернемся к линейной зависимости  $\partial P/\partial t = \text{const}$  и оценим условия инициирования разрушения в области максимального изгиба. Будем считать условием инициирования разрушения достижение растягивающими напряжениями предела прочности материала балки при растяжении  $\sigma_{\max} = \sigma_{\text{н}}$ . Примем также, что характерное напряжение на площадке смятия в области контакта с нагружающим элементом близко к прочности при сжатии  $\sigma^* \sim \sigma_{\text{с}}$ . Для балки, испытывающей изгиб и осевое погонное усилие ( $T$ ) под действием давления на наклонной площадке у сминаемого торца (см. рисунок), запишем условия инициирования разрушения:

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{6M_{\max}}{h^2} - \frac{T}{h}; \quad \frac{T}{P} = \text{tg}\alpha; \quad P \sim \sigma_{\text{с}} V t, \quad (16)$$

где  $\alpha$  – угол наклона площадки контакта.



**Пример оценки параметров  $P$  и  $l$  при скоростном обламывании блока ( $P \gg T$ ):**  
пунктиром отмечен уровень значений параметров при статистическом анализе

Используя (16) и (12), найдем

$$\frac{C_p \sigma_n}{V \sigma_c} = \frac{3^{1,5} \ell^2}{2 h^2} \left( 4 \frac{\ell}{h} - \operatorname{tg} \alpha \right). \quad (17)$$

Расстояние  $\ell^*$  и нагрузка  $P^*$ , при которых достигаются эти условия в случае малого участия продольных сил ( $T \rightarrow 0$  или  $4\ell/h \gg \operatorname{tg} \alpha$ ), определяются соотношениями

$$\ell^* \approx 0,46h \left( \frac{C_p \sigma_n}{V \sigma_c} \right)^{1/3}; \quad (18)$$

$$P^* \approx 0,55h \left( \frac{\sigma_n^2 \sigma_c V}{C_p} \right)^{1/3}. \quad (19)$$

Для сравнения приведем соответствующие формулы для статического изгиба балки на гидравлическом основании при том же условии инициирования разрушения:

$$\ell_0 = \frac{\pi}{4} \left( \frac{Eh^3}{3\rho g} \right)^{1/4}; \quad P_0 = 0,7h^{5/4} \sigma_n \left( \frac{\rho g}{E} \right)^{1/4}. \quad (20)$$

На рисунке показан расчет параметров  $P$  и  $\ell$  для характерного варианта свойств льда ( $E = 10^4$  МПа;  $\sigma_n = 0,5$  МПа;  $\sigma_c = 2,5$  МПа;  $\rho = 0,9$  г/см<sup>3</sup>) и различных толщин ледяного покрова. Можно оценить также нижнюю границу скорости движения эффективного индентора, при которой начинает сказываться влияние скорости движения судна. Полагая  $\ell^* \rightarrow r_0$ , из выражения (18) получим

$$V_{\min} \sim 0,5(hg)^{3/4} \frac{\sigma_n}{\sigma_c} C_p^{-1/2}. \quad (21)$$

Для  $h = 1$  м и указанного варианта свойств льда (см. предыдущий абзац)  $V_{\min} \sim 0,015$  м/с.

Таким образом, практически во всем диапазоне реальных скоростей относительного движения льда и наклонной конструкции размеры обламываемых блоков и усилия инициирования разрушения зависят от этой скорости, причем эффект увеличивается с уменьшением толщины льда. Эксперименты по взаимодействию ледяных балок и пластин с наклонными нагружающими площадками подтверждают основные выводы о характере взаимосвязи параметров. Так, отмечена линейная взаимосвязь длины обламываемого блока и толщины льда [4].

## Отделение блока льда

Процесс связан с условиями развития магистральной трещины, зарождающейся при иницировании разрушения. При этом возможны несколько характерных ситуаций [3, 4, 9 и др.], например: а) разрушение до момента отделения блока льда происходит в режиме, близком к обламыванию свободно плавающей балки; б) отделение блока происходит в существенно стесненных условиях. Из-за эффектов трения, реакции ранее образовавшихся обломков и т.п. существует возможность других сценариев.

В первом случае предельное равновесие магистральной трещины можно связать с действием изгибающего момента и продольного сжатия балки, находящихся в фиксированном соотношении, во втором – по мере нагружения это соотношение изменяется. При наличии продольного сжатия развитие трещин поперек балки на заключительном этапе затруднено [10]. Альтернативой может служить развитие трещин поперечного сдвига (скол).

Известно, что в наиболее неблагоприятное для судоходства время года (январь – апрель) у нижней кромки льда сохраняется ослабленный слой, температура которого мало отличается от температуры плавления. Разница в 2...2,5 градуса наблюдается для слоя толщиной около 0,1  $h$ . Поэтому будем считать, что для завершения обламывания магистральная трещина должна иметь размер  $L$ , при котором она достигает ослабленного слоя ( $L/h = 0,9$ ). Рассмотрим отделение блока льда путем развития поперечной трещины нормального разрыва при изгибе и сжатии. Предельное равновесие трещины будем считать квазистатическим. (Распространение трещин во льду в динамическом режиме [11] происходит со скоростями на два порядка большими, чем характерные скорости движения изгибного возмущения вдоль упругой балки.) Условия предельного равновесия поперечной трещины нормального разрыва в балке можно записать в виде

$$K_I(M) + K_I(T) = K_{IC}, \quad (22)$$

где  $K_I(M)$  и  $K_I(T)$  – коэффициенты интенсивности напряжений в вершине трещины под действием соответственно изгиба и продольного

сжатия;  $K_{IC}$  – трещиностойкость льда. Для поперечной трещины в балке [12] запишем

$$K_I(M) = Mh^{-3/2} f_1 \left( \frac{L}{h} \right); M \sim P\ell;$$

$$f_1 \approx 4,2 \left[ \left( 1 - \frac{L}{h} \right)^{-3} - \left( 1 - \frac{L}{h} \right)^3 \right]^{1/2};$$

$$K_I(T) = \sigma \sqrt{\pi L} f_2 \left( \frac{L}{h} \right); \sigma = \frac{T}{h};$$

$$f_2 \approx \frac{1,11 + 5 \left( \frac{L}{h} \right)^4}{1 - \frac{L}{h}}, \quad (23)$$

где  $T/P \sim \text{tg}\alpha$ . Отсюда

$$P = \frac{K_{IC} h^{3/2}}{f_1 \ell - f_2 \text{tg}\alpha \sqrt{\pi L h}},$$

и для  $L/h \sim 0,9$ :

$$P_{\max} \sim k \frac{K_{IC} \sqrt{h}}{1,3 \frac{\ell}{h} - \text{tg}\alpha}; k \sim 0,015. \quad (24)$$

Оценки показывают, что для реальных значений трещиностойкости льда ( $K_{IC} \approx 60 \dots 80 \text{ кПа}\sqrt{\text{м}}$ ) [10] и небольших углов  $\alpha$  нагрузка при отделении блока меньше, чем нагрузка, требующаяся в соответствии с формулой (18) для инициирования разрушения. Это означает, что при данной схеме процесса трещина после инициирования в катастрофическом режиме проходит все сечение балки до ослабленного слоя. Этим, вероятно, объясняется близость предельных усилий инициирования разрушения и отделения блока в условиях отсутствия стеснения деформаций. По мере увеличения продольного сжатия (угла  $\alpha$ ) возрастает его роль. Оценки показывают, что нагрузка «доламывания» становится больше нагрузки инициирования разрушения при  $\alpha \geq 55^\circ \dots 60^\circ$ . Это обстоятельство может быть значимым при выборе угла наклона ледостойких конструкций к плоскости ледяного покрова. Полученные оценки соответствуют наблюдениям. Например, данные о взаимосвязи размеров блоков и скорости движения ледокола в пределах разброса можно описать степенной функцией [13, 14]

$$\ell^* \sim V^n, n \approx -2 \dots -3. \quad (25)$$

\*\*\*

Рассмотренные примеры показывают, что нелокальные эффекты при низкоскоростном взаимодействии тел могут иметь значительные последствия в организации процесса разрушения ледяного покрова. Так, необходимые для обламывания кромки льда усилия возрастают в полтора раза по сравнению со статическим сценарием уже при скорости продвижения  $\sim 0,3$  м/с. Продемонстрированный подход может быть полезным при моделировании процессов взаимодействия ледяного покрова с морскими платформами и ледоколами. Удобную основу для моделирования инициирования разрушения представляют соотношения (18) и (19). Из них следует, что подобие картины инициирования разрушения будет наблюдаться при постоянстве безразмерного ком-

$$\text{плекса } \frac{C_p \sigma_n}{V \sigma_c}.$$

*Работа проведена при поддержке Программы фундаментальных исследований Президиума РАН № 1.32П.*

## Список литературы

1. Goldstein R.V. Refined bending failure model for the level ice acting on inclined obstacle / R.V. Goldstein, D.A. Onishchenko, V.V. Denisov et al. // Proc. 18<sup>th</sup> Int. Conf. on Port and Ocean Eng. Under Arctic Conditions. – 2005. – Т. 1. – С. 199–212.
2. Goldstein R.V. Grounded ice pile-up. 2D dem. Simulation / R.V. Goldstein, D.A. Onishchenko, N.M. Osipenko et al. // Proc. 22<sup>nd</sup> Int. Conf. on Port and Ocean Eng. Under Arctic Conditions, 9–13 June 2013, Espoo, Finland. – 2013. – Т. 2. – С. 967–978.
3. Рывлин А.Я. Испытания судов во льдах / А.Я. Рывлин, Д.Е. Хейсин. – Л.: Судостроение, 1980. – 208 с.
4. Varsta P. On the mechanics of ice load on ships in level ice in the Baltic Sea / P. Varsta. – Espoo: Technical Res. Centre of Finland, 1983. – Publication 11. – 92 с.
5. Sodhi D.S. Dynamic analysis of failure modes on ice sheets encountering sloping structures / D.S. Sodhi // Proc. of 6<sup>th</sup> Offshore Symp. – Houston, 1987. – Т. 4. – С. 281–284.
6. Лихоманов В.А. Экспериментальные исследования удара твердого тела о лед / В.А. Лихоманов, Д.Е. Хейсин // Проблемы Арктики и Антарктики. – 1971. – Вып. 38. – С. 105–111.

7. Хейсин Д.Е. Упругие колебания корпуса судна при действии случайных импульсных ледовых нагрузок / Д.Е. Хейсин // Труды ААНИИ. – 1973. – Т. 309: Ледовые качества судов. – С. 132–136.
8. Riska K. Ship ramming multi-year ice floes / K. Riska. – Espoo: Technical Res. Centre of Finland, 1988. – Res. notes 818. – 67 с.
9. Гольдштейн Р.В. Некоторые вопросы механики прочности морского льда / Р.В. Гольдштейн, Н.М. Осипенко // Физическая мезомеханика. – 2014. – Т. 17. – № 6. – С. 59–69.
10. Гольдштейн Р.В. Трещиностойкость и разрушение ледяного покрова ледоколами / Р.В. Гольдштейн, Н.М. Осипенко // Труды ААНИИ. – 1985. – Т. 391. – С. 137–157.
11. Бивин Ю.К. Характеристика динамического разрушения пресноводного льда / Ю.К. Бивин, Р.В. Гольдштейн, Н.М. Осипенко // IV Всесоюзная конф. по мех. и физ. льда: сб. – М., 1988. – С. 19.
12. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения / Г.П. Черепанов. – М.: Наука, 1974. – 640 с.
13. Алексеев Ю.Н. Оценка составляющей полного ледового сопротивления, зависящей от разрушения льда / Ю.Н. Алексеев, Н.Е. Сазонов, Л.М. Шахаева // Вопросы судостроения. Серия: Проектирование судов. – 1982. – Вып. 32. – С. 69–73.
14. Enkvist E. On the ice resistance encountered by ships operating in the continuous mode of icebreaking / E. Enkvist. – Helsinki: The Swedish Academy of Eng. Sci. in Finland, 1972. – Report no. 24. – 181 с.

## Dynamics of floating ice edge breaking near obstacles

**N.M. Osipenko**

A.Yu. Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics, RAS, Bld. 1, Est. 101, prospekt Vernadskogo, Moscow, 119526, Russian Federation  
E-mail: osipnm@mail.ru

**Abstract.** The local impact action initiating separation of a block of the sea ice cover is being modelled by a pattern of low-speed strike on the free end of the floating beam and its brittle fracture. Possible applications of this model relate to analysis of the mechanisms of the ice cover destruction during power contact with the structures and ships of ice navigation.

**Keywords:** fracture, crack, ice cover, ice loads, speed, dynamic problem.

### References

1. GOLDSTEIN, R.V., D.A. ONISHCHENKO, V.V. DENISOV et al. Refined bending failure model for the level ice acting on inclined obstacle. In: *Proc. of 18<sup>th</sup> Int. Conf. on Port and Ocean Eng. Under Arctic Conditions*, 2005, vol. 1, pp. 199–212.
2. GOLDSTEIN, R.V., D.A. ONISHCHENKO, N.M. OSIPENKO et al. Grounded ice pile-up. 2D DEM Simulation. In: *Proc. of 22<sup>nd</sup> Int. Conf. on Port and Ocean Eng. Under Arctic Conditions June 9–13, 2013*. Espoo, Finland, vol. 2, pp. 967–978.
3. RYVLIN, A.Ya., D.Ye. HEYSIN. *Tests of ships in ice* [Ispytaniya sudov vo ldakh]. Leningrad: Sudostroenie, 1980. (Russ.).
4. VARSTA, P. *On the mechanics of ice load on ships in level ice in the Baltic Sea*. Espoo: Technical Res. Centre of Finland, 1983. Publication 11.
5. SODHI, D.S. Dynamic analysis of failure modes on ice sheets encountering sloping structures. In: *Proc. of 6<sup>th</sup> Offshore Symp. Houston*. 1987, vol. 4, pp. 281–284.
6. LIKHOMANOV, V.A., D.Ye. HEYSIN. Experimental studies of the impact of a solid on ice [Eksperimentalnyye issledovaniya udara tverdogo tela o led]. *Problemy Arktiki i Antarktiki*. 1971, is. 38, pp. 105–111. ISSN 0555-2648. (Russ.).
7. HEYSIN, D.Ye. Elastic vibrations of the ship hull under the action of random pulsed ice loads [Uprugiye kolebaniya korpusa sudna pri deystvii sluchaynykh impulsnykh ledovykh nagruzok]. *Trudy AANII*. 1973, vol. 309: Glacial properties of vehicles [Ledovyye kachestva sudov], pp. 132–136. ISSN 0130-5123. (Russ.).
8. RISKA, K. *Ship ramming multi-year ice floes*. Espoo: Technical Res. Centre of Finland, 1988. Res. notes 818.
9. GOLDSHTEIN, R.V., N.M. OSIPENKO. Some questions about the mechanics of sea ice strength [Nekotoryye voprosy mekhaniki prochnosti morskogo lda]. *Fizicheskaya Mezomekhanika*. 2014, vol. 17, no. 6, pp. 59–69. ISSN 1683-805X. (Russ.).

10. GOLDSHTEIN, R.V., N.M. OSIPENKO. Crack resistance and destruction of the ice cover by icebreakers [Treshchinostoykost i razrusheniye ledyanogo pokrova ledokolami]. *Trudy AANII*. 1985, vol. 391, pp. 137–157. ISSN 0130-5123. (Russ.).
11. BIVIN, Yu.K., R.V. GOLDSHTEIN, N.M. OSIPENKO. Characteristic dynamic fracture freshwater ice [Kharakteristika dinamicheskogo razrusheniya presnovodnogo lda]. In: *IV All-Union Conf. on mechanics and physics of ice*. Moscow, 1988, p. 19. (Russ.).
12. CHEREPANOV, G.P. *Brittle fracture mechanics* [Mekhanika khrupkogo razrusheniya]. Moscow: Nauka, 1974. (Russ.).
13. ALEKSEYEV, Yu.N., N.Ye. SAZONOV, L.M. SHAKHAYEVA. Evaluation of the component of the total ice resistance depending on the destruction of the ice [Otsenka sostavlyayushchey polnogo ledovogo soprotivleniya, zavisyashchey ot razrusheniya lda]. *Voprosy sudostroyeniya. Series: Proyektirovaniye sudov*. 1982, is. 32, pp. 69–73. (Russ.).
14. ENKVIST, E. *On the ice resistance encountered by ships operating in the continuous mode of icebreaking*. Helsinki: The Swedish Academy of Eng. Sci. in Finland, 1972. Rep. no. 24.

УДК 539.3; 621.644

## Эффективная методика оценки воздействия ледового выпаживания в песчаных грунтах на заглубленный трубопровод с помощью вычислительного пакета LS-DYNA

П.С. Шушпанников<sup>1,2\*</sup>, Д.А. Онищенко<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>2</sup> ФГБУН «Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН», Российская Федерация, 119526, г. Москва, пр-т Вернадского, д. 101, к. 1

\* E-mail: P\_Shushpannikov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Рассматривается задача о напряженно-деформированном состоянии морского трубопровода, заглубленного в песчаный грунт, реализующемся в процессе выпаживания (экзарации) грунта киллями ледяных образований. Известно, что с точки зрения численного моделирования песчаный грунт является более сложным по сравнению с глинистым, поскольку возникающие поверхности скольжения в первом случае имеют существенно меньшую толщину, чем во втором. Для решения задачи предложена и реализована в программном комплексе LS-DYNA конечно-элементная модель системы «грунт – киль – труба». В рамках модели грунт предполагается упругопластическим, удовлетворяющим критерию текучести Кулона – Мора и неассоциированному закону течения; труба предполагается линейно упругой; киль считается абсолютно твердым. Грунт моделируется на эйлеровой сетке, труба и киль – на лагранжевых конечно-элементных сетках. Для описания взаимодействия трубы с грунтом за пределами границ эйлеровой сетки используются дополнительные элементы со свойствами нелинейной пружины. Для нахождения диаграмм деформирования пружин используются результаты специально проведенных численных расчетов. Исследованы особенности деформирования рассматриваемой системы в процессе ледового выпаживания для труб различного размера как при наличии, так и при отсутствии в них давления. Результаты моделирования соответствуют ожидаемой картине деформирования системы: деформирование грунта под килем приводит к изгибу трубы, причем плоскость изгиба не совпадает с горизонтальной плоскостью, а наклонена к ней под некоторым углом, поскольку точки трубы в активной зоне выпаживания смещаются как в направлении движения килля, так и вглубь грунта. Показано, что после прохождения килля над трубой наблюдается тенденция возвращения трубы в исходное положение. Максимумы перемещений, деформаций и напряжений в трубе достигаются в момент прохождения над ней килля. На примере труб характерных размеров найдены и сопоставлены друг с другом значения максимальных перемещений и эффективных напряжений, возникающих в заглубленном трубопроводе в процессе ледового выпаживания.

**Ключевые слова:** ледовое выпаживание (экзарация) дна, песчаный грунт, заглубленный морской трубопровод, динамическое моделирование, метод конечных элементов, эйлерова конечно-элементная сетка, LS-DYNA, напряженно-деформированное состояние.

Большинство арктических и дальневосточных морей Российской Федерации характеризуются сложными ледовыми условиями. В частности, повсеместно наблюдается образование торосов и гряд торосов, а на малых глубинах – стамух. В арктических морях нередки случаи появления айсбергов.

Дрейфуя под действием течений и ветра в сторону меньших глубин, кили перечисленных ледяных образований врезаются в морское дно и при определенных условиях могут продолжить свое движение, выпаживая при этом донный грунт. Описанное явление называется ледовым выпаживанием (экзарацией) и наблюдается в виде борозд, образующихся на морском дне [1]. На акваториях российского шельфа явление ледового выпаживания также имеет широкое распространение (см., например, [2]).

Для морских трубопроводов, расположенных на арктическом и дальневосточном континентальных шельфах, ледовое выпаживание представляет большую опасность. Обычно в целях защиты применяется технология заглубления трубопроводов в морское дно. При этом отсутствие прямого контакта килля ледяного образования с трубопроводом не гарантирует полностью его безопасности: смещение массива

грунта под килем может также представлять опасность [3].

Если известна максимально возможная для данного района акватории глубина ледового выпаживания, то оценка минимальной глубины заложения трубопровода, обеспечивающей его безопасную эксплуатацию, может быть получена с использованием методов механико-математического моделирования. В большинстве исследований для моделирования системы «грунт – киль – труба» используется численный метод конечных элементов. При этом соответствующие публикации можно условно разделить на три группы.

В работах 1-й группы труба моделируется в рамках балочного приближения, а взаимодействие трубы с грунтом моделируется нелинейными пружинами, распределенными вдоль трубы (описание данного подхода можно найти в обзоре И. Конука и А. Фреджа [4]). Для нахождения диаграмм деформирования пружин используются либо эмпирические формулы [5], либо результаты специально проведенных численных расчетов. Предполагается, что в процессе выпаживания точки трубы перемещаются так же, как и точки грунта при ее отсутствии. Соответствующие перемещения оцениваются по эмпирическим формулам [6] и используются далее в качестве граничных условий для рассматриваемой задачи.

В работах 2-й группы (см., например, [7–9]) для определения перемещений точек грунта в месте расположения трубы вместо эмпирических формул используются результаты численного моделирования. В остальном данные работы аналогичны работам первой группы.

Наибольший интерес представляют работы 3-й группы (см., например, [10–13]), в которых моделирование системы «киль – грунт – труба» выполняется в наиболее полной постановке. При этом киль обычно рассматривается как абсолютно твердое тело, а грунт и труба – как деформируемые среды. Грунт моделируется на эйлеровой конечно-элементной сетке, а киль и труба – на лагранжевых конечно-элементных сетках.

Так, И. Конуком и др. [10] для моделирования возникающего в процессе ледового выпаживания напряженно-деформированного состояния заглубленного трубопровода и окружающего массива грунта использовался программный комплекс (ПК) LS-DYNA. Аналогичная задача рассматривалась с использованием

ПК ABAQUS [11–13]. Кроме того, показано [11–13], что полная замена грунта эффективными упругими элементами (пружинами) приводит к завышенным консервативным оценкам напряженно-деформированного состояния в трубе.

Следует отметить, что по сравнению с работами 1-й и 2-й групп работы 3-й группы достаточно малочисленны. При этом в большинстве из них в качестве грунта рассматривается глина, т.е. случай грунта с высоким значением удельного сцепления. Кроме того, в большинстве из указанных работ рассматривается случай, когда фронтальная грань имеет значительный наклон: например, в одной из характерных постановок задачи предполагается, что киль имеет форму усеченного конуса с углом наклона боковой поверхности к горизонту меньшим либо равным  $45^\circ$ .

В настоящей работе представлены результаты трехмерного моделирования методом конечных элементов напряженно-деформированного состояния, возникающего в процессе ледового выпаживания грунта в трубопроводах различного диаметра, заглубленных в песчаный грунт, т.е. в сыпучий грунт с низким значением удельного сцепления. Работа является логическим продолжением исследований, представленных ранее [9]. Заметим, что с точки зрения численного моделирования в рамках метода конечных элементов случай песчаного грунта более сложный, поскольку поверхности скольжения, вдоль которых при достижении предельных состояний происходит сдвиг соседних слоев грунта, имеет существенно меньшую толщину по сравнению со случаем связного грунта.

Рассматриваются кили ледяных образований, близкие по форме к усеченной пирамиде с углом наклона боковых граней к горизонту  $60^\circ$ . Далее подробно описаны особенности используемой конечно-элементной модели, а также характерные особенности деформирования заглубленной трубы при выпаживании.

### Конечно-элементная модель

Для моделирования используется ПК LS-DYNA (версия R.7.1), предполагающий динамическую постановку задачи и ее решение с помощью явных численных схем. Моделируемая система включает массив грунта, заглубленную в него трубу и киль, производящий выпаживание грунта (рис. 1). Введем декартову систему координат  $x, y, z$ . Размеры системы вдоль

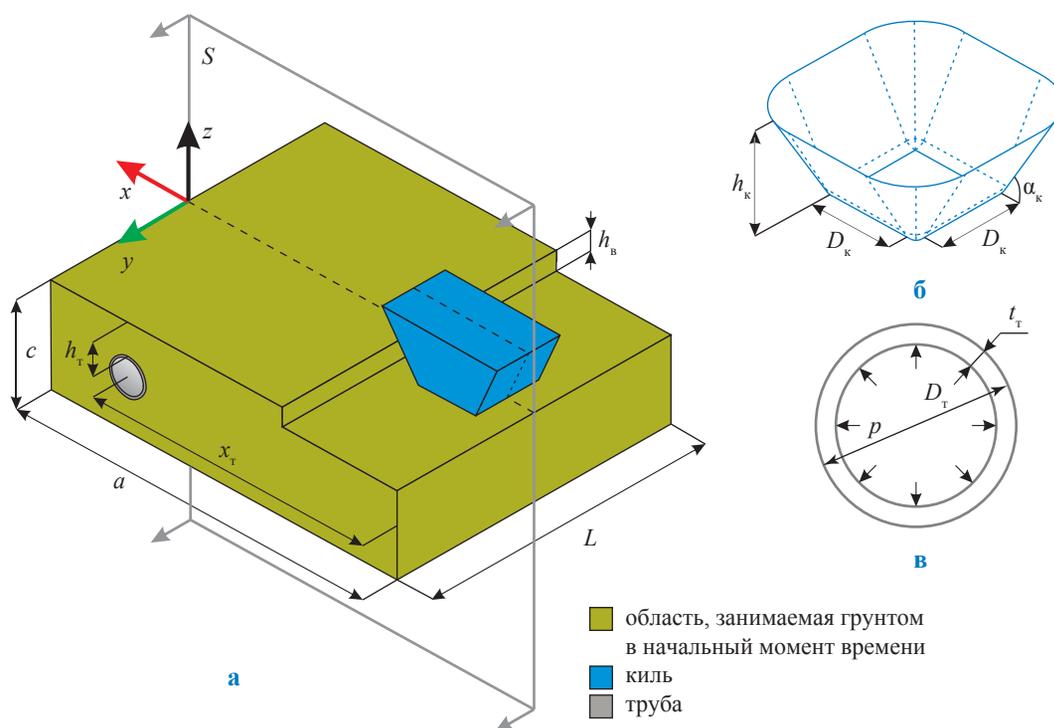


Рис. 1. Геометрия системы «грунт – киль – труба»:

а – взаимное расположение компонентов модели; б – киль; в – труба

осей  $x$  (направление движения кия),  $y$  (направление вдоль оси трубы) и  $z$  (направление по вертикали вверх) обозначим через  $a$ ,  $L$  и  $c$  соответственно. При этом  $L$  – длина рассматриваемого участка трубы.

Будем считать, что киль по форме близок к усеченной пирамиде (см. рис. 1б). Отличие от канонической формы заключается в скруглении ребер кия. Радиус скругления на уровне грунта выберем равным  $h_b/4$  [9], где  $h_b$  – глубина выпаживания. Размер в плане нижнего основания кия обозначим через  $D_k$ , угол наклона боковых граней кия к горизонту – через  $\alpha_k$ , высоту кия – через  $h_k$ .

Пусть труба имеет внешний диаметр  $D_t$  и стенку толщиной  $t_t$  (см. рис. 1в). В начальный момент времени ось трубы параллельна оси  $y$  и имеет координаты  $z = -h_t - D_t/2$ ;  $x = x_t - a$ , где параметр  $h_t$  равен расстоянию от верха грунта до верхней образующей трубы, а параметр  $x_t$  характеризует расстояние от кия до оси трубы (см. рис. 1а).

При выборе размеров системы  $a$ ,  $L$  и  $c$  следует иметь в виду влияние, оказываемое границами расчетной области на результаты расчетов. Отмеченное влияние минимально в том случае, когда возмущение напряженно-деформированного состояния в грунте

и в трубе в процессе ледового выпаживания не простирается дальше указанных границ. Поскольку размер возмущенной области в «жесткой» трубе в направлении оси  $y$  предположительно больше соответствующего размера в «мягком» грунте, то далее используем следующее упрощение [11]: будем считать, что в направлении оси  $y$  размер расчетной области для грунта  $b$  меньше длины трубы  $L$  (рис. 2, см. а). Для моделирования взаимодействия трубы с грунтом за пределами рассматриваемой расчетной области будем использовать нелинейные пружины, распределенные вдоль трубы. Заметим, что уменьшение размера расчетной области для грунта позволяет уменьшить число узлов и элементов соответствующей расчетной сетки и тем самым повысить в целом эффективность конечно-элементной модели системы «грунт – киль – труба».

Поскольку по построению геометрия моделируемой системы характеризуется наличием плоскости симметрии  $S$ , то число узлов и элементов может быть также уменьшено за счет рассмотрения только части системы, ограниченной этой плоскостью (см. рис. 1а, 2а).

С учетом всех характеристик модели поведение грунта будем моделировать на эйлеровой конечно-элементной сетке. Такая расчетная

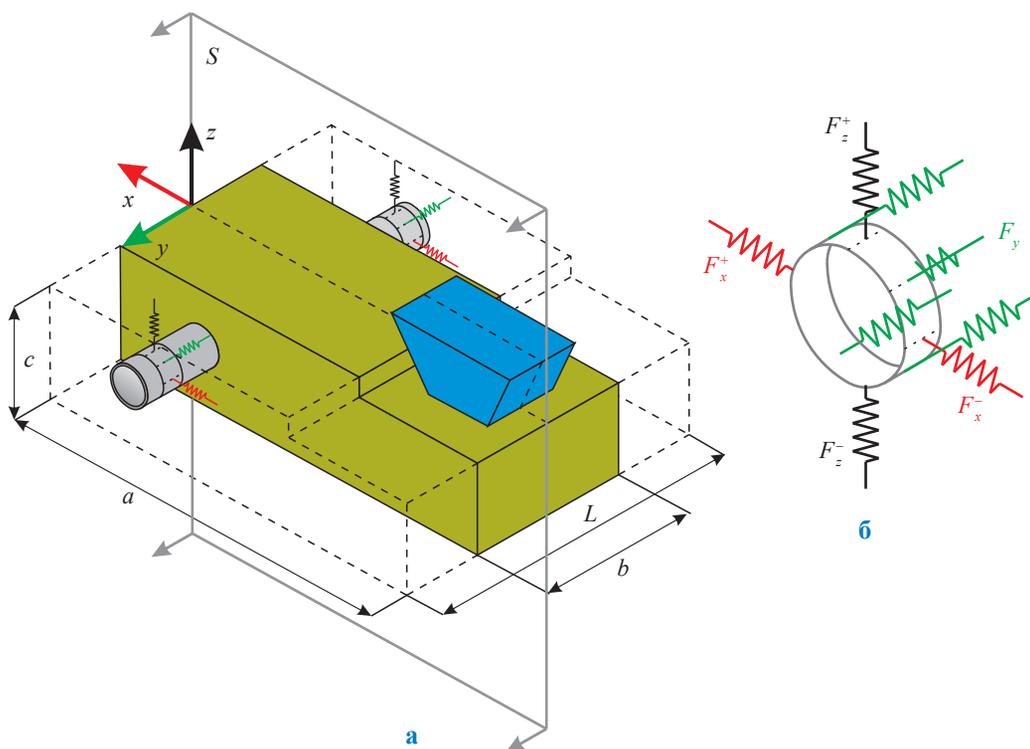


Рис. 2. Модифицированная модель: а – геометрия расчетной области для грунта; б – типы пружин, используемых для описания взаимодействия трубы с грунтом за пределами расчетной области ( $F_{z,y,x}^{\pm}$  – силы сопротивления)

сетка фиксирована в пространстве и поэтому должна покрывать не только область, занимаемую грунтом в начальный момент времени, но и те области, в которых грунт может оказаться в последующие моменты времени. Выход грунта за пределы расчетной сетки не допускается.

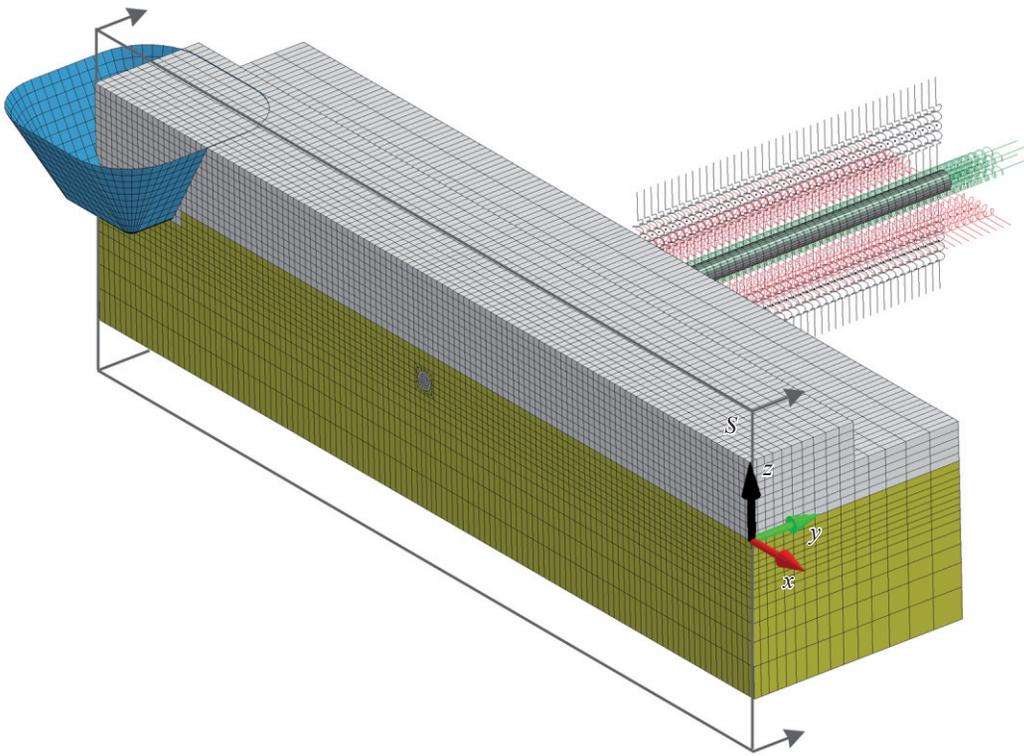
Структура использованной в расчетах эйлеровой конечно-элементной сетки представлена на рис. 3. Реальная расчетная сетка отличается от своего схематического изображения вдвое меньшим размером конечных элементов (в реальном масштабе их сложно показать графически). В начальный момент времени грунт занимает часть элементов, выделенных на рис. 3 оливковым цветом. Для выделения остальных – не занятых грунтом – элементов используется светло-серый цвет. Геометрия области, покрываемой расчетной сеткой, выбиралась исходя из предполагаемого характера деформирования грунта при его выпаживании килем с целью минимизации числа задействованных элементов. Для использовавшихся в расчетах эйлеровых сеток число элементов составляет примерно 300 тыс. (число узлов имеет тот же порядок).

Для моделирования килея и трубы применим лагранжевы конечно-элементные сетки

(см. на рис. 3 голубой и «темный асфальт» соответственно). Поскольку киль в модели принимается абсолютно твердым, то допустима его замена оболочкой, геометрия которой соответствует геометрии внешней поверхности килея. Труба также заменяется оболочкой, но с реальными жесткостными характеристиками. Приблизительное число элементов, использовавшихся в расчетах для моделирования килея и трубы, равно 5 тыс. и 7 тыс. соответственно.

Грунт предполагается изотропным идеально упругопластическим. В качестве критерия текучести принимается критерий Кулона – Мора. Закон течения будем считать неассоциированным. Плотность грунта обозначим через  $\rho_r$ . Его упругие свойства будем характеризовать модулем Юнга  $E_r$  и коэффициентом Пуассона  $\nu_r$ . При сделанных предположениях пластические свойства грунта характеризуются сцеплением  $c_r$ , углом внутреннего трения  $\phi_r$  и углом дилатансии  $\psi_r$  (более подробно см. [9]).

Материал трубы предполагается изотропным линейно упругим. Его плотность, модуль Юнга и коэффициент Пуассона обозначим через  $\rho_r$ ,  $E_r$  и  $\nu_r$  соответственно. Будем считать,



**Рис. 3. Структура конечно-элементной сетки, использованной в расчетах для системы «грунт – киль – труба»**

что на внутренней поверхности трубы задано постоянное давление  $p$ .

Для узлов эйлеровой сетки, расположенных на нижней ( $z = -c$ ) и боковых ( $x = -a$ ;  $x = 0$ ;  $y = b/2$ ) гранях (см. рис. 2а), зафиксируем все степени свободы, нормальные к соответствующим граням. Дополнительно зададим равными нулю нормальные перемещения узлов грунта и трубы, расположенных в плоскости симметрии  $S$ . Для кия оставим незафиксированной только степень свободы в направлении оси  $x$ .

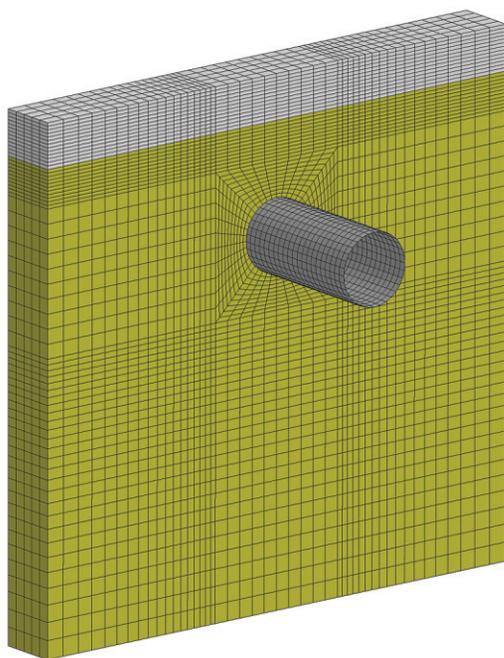
Чтобы учесть фактор собственного веса грунта, будем считать, что на начальном этапе моделирования киль неподвижен, а грунт деформируется (оседает) за счет действия силы тяжести. Труба оседает вследствие взаимодействия с грунтом. После достижения в грунте и в трубе стационарного состояния киль «разгоняется» в направлении оси  $x$  до заданной скорости  $v$  и далее движется с постоянной скоростью.

Для учета контактного взаимодействия между килем и грунтом, а также между трубой и грунтом в пределах эйлеровой конечно-элементной сетки используем метод штрафа [14]. При этом будем предполагать, что на контакте киль/грунт имеет место кулоновское трение с коэффициентом трения  $\mu_{кр}$ .

За пределами расчетной сетки взаимодействие трубы с грунтом моделируется с помощью нелинейных пружин, распределенных вдоль трубы (см. рис. 2а,б). При этом возможным направлениям движения трубы соответствуют пружины различных типов и расположений (см. рис. 2б). Один конец каждой из пружин жестко связан с трубой. Перемещения второго (противоположного) конца пружины ограничены в направлении, вдоль которого расположена пружина. В двух других направлениях его перемещения принимаются совпадающими с перемещениями конца пружины, связанного с трубой.

Сопротивление грунта поперечным перемещениям участка трубы единичной длины вниз и вверх моделируется пружинами, расположенными вдоль оси  $z$  (показаны черным, см. рис. 2б). Обе пружины работают только на сжатие и характеризуются диаграммами деформирования  $F_z^-(\Delta)$  (смещение вниз) и  $F_z^+(\Delta)$  (смещение вверх), где  $F_z^\pm$  – сила сопротивления, а  $\Delta$  – удлинение пружины. При этом  $F_z^+(\Delta) = 0$ ,  $\Delta > 0$  при растяжении и  $F_z^+(\Delta) < 0$ ,  $\Delta < 0$  при сжатии.

Поперечным перемещениям трубы назад и вперед соответствуют пружины,



**Рис. 4. Структура конечно-элементной сетки, используемой в расчетах по определению диаграмм деформирования пружин, моделирующих взаимодействие трубы с грунтом**

расположенные вдоль оси  $x$  (показаны красным, см. рис. 2б). Эти пружины работают только на сжатие и характеризуются диаграммами деформирования  $F_x^-(\Delta)$  (смещение назад) и  $F_x^+(\Delta)$  (смещение вперед).

Продольным перемещениям трубы вдоль своей оси соответствуют пружины, расположенные вдоль оси  $y$  (показаны зеленым, см. рис. 2б). Они работают как на растяжение, так и на сжатие и характеризуются диаграммой деформирования  $F_y(\Delta)$ .

При заданных параметрах системы «грунт – киль – труба» перечисленные диаграммы деформирования рассчитываются численно с использованием метода конечных элементов (рис. 4). При этом размеры трубы и глубина ее заложения, а также физико-механические свойства трубы и грунта выбираются в соответствии с их значениями в модели системы «грунт – киль – труба». На контакте труба/грунт предполагается кулоновское трение с коэффициентом трения  $\mu_{\text{тр}}$ .

### Результаты моделирования и их обсуждение

Расчеты выполнены для значений  $D_k = 6$  м,  $\alpha_k = 60^\circ$ . Поскольку при сделанных предположениях относительно характера движения

киля (отсутствие вертикального смещения) его высота  $h_k$  не влияет на результаты расчетов, положим  $h_k = 6$  м (при этом необходимо следить, чтобы вертикальные перемещения выпахиваемого грунта не превышали этого значения). Примем скорость кия  $v = 0,5$  м/с. Перемещение кия за расчетное время составляет 35 м. Глубина выпахивания одинакова во всех расчетах:  $h_b = 1$  м.

Размеры занимаемой грунтом области выберем так, чтобы минимизировать влияние границы области на результаты расчетов:  $b = 5D_k = 30$  м,  $c = 10h_b = 10$  м,  $a = 2b = 60$  м.

Будем рассматривать трубу для двух характерных размеров: 1)  $D_r = 1,219$  м,  $t_r = 27$  мм; 2)  $D_r = 0,610$  м,  $t_r = 30$  мм. В обоих случаях  $L = 5b = 150$  м. Глубину заложения трубы  $h_r$  примем равной 1,25 м (см. рис. 1а). Тогда расстояние от дна борозды выпахивания до верхней образующей трубы составит 0,25 м.

Расстояние  $x_r$  между трубой и килем в начальный момент времени выберем так, чтобы обеспечить выход процесса выпахивания на установившийся режим до момента прохождения кия над трубой. С учетом результатов, полученных ранее [9], положим  $x_r = 30$  м.

Грунт представляет собой мелкий песок. Для условия взвешенности в воде примем  $\rho_r \approx 1000$  кг·м<sup>-3</sup>. Для мелкого водонасыщенного песка при коэффициенте пористости 0,65 имеем  $E_r = 28$  МПа,  $\nu_r = 0,3$ ,  $c_r = 2$  кПа,  $\varphi_r = 32^\circ$ ,  $\psi_r = 1^\circ$  [9].

Материал трубы – сталь, упругий модуль  $E_r = 200$  ГПа, коэффициент Пуассона  $\nu_r = 0,3$ . Рассмотрены случаи отсутствия давления внутри трубы ( $p = 0$  МПа) и его наличия ( $p = 15$  МПа). Заметим, что для явных численных схем шаг интегрирования по времени определяется условием Куранта (условием устойчивости численной схемы) [15]. Согласно данному условию, чем больше скорость распространения упругих волн в материале, тем меньше шаг интегрирования по времени. По сравнению со скоростью в «мягком» грунте скорость распространения упругих волн в стальной трубе огромна. Соответствующий шаг интегрирования по времени настолько мал, что делает практически невозможным моделирование системы «грунт – киль – труба» в рассматриваемой полной постановке. Скорость распространения упругих волн в трубе может быть искусственно уменьшена за счет увеличения плотности материала трубы  $\rho_r$ . Далее будем предполагать, что

процесс деформирования трубы является квазистатическим. При этом  $\rho_r$  не оказывает влияния на процесс деформирования трубы (заметим: в модели принято, что сила тяжести на трубу не действует) и может быть выбрана произвольно. С учетом сделанного замечания будем считать, что  $\rho_r = 7800 \cdot 10^2 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-3}$  (реальная плотность в 100 раз меньше).

Учитывая большую степень неопределенности в значениях коэффициентов трения  $\mu_{кр}$  и  $\mu_{тр}$ , при проведении расчетов примем  $\mu_{кр} = \mu_{тр} = 0,25$ .

Полученные численно диаграммы деформирования пружин, моделирующих взаимодействие труб различного размера с грунтом, представлены на рис. 5. Заметим, что диаграммы

качественно согласуются с соответствующими справочными данными [5]. Количественные различия могут быть связаны с различиями в постановках задач и в моделях грунта, используемых для определения диаграмм деформирования.

После расчета кривых деформирования перейдем к рассмотрению системы «грунт – киль – труба». Характерные особенности и эволюцию напряженно-деформированного состояния в трубопроводе, заглубленном в песчаный грунт, в процессе ледового выпаживания грунта проиллюстрируем результатами моделирования, полученными для трубы размером  $D_r = 0,610 \text{ м}$ ,  $t_r = 30 \text{ мм}$  для случая отсутствия в трубе давления ( $p = 0 \text{ МПа}$ ).

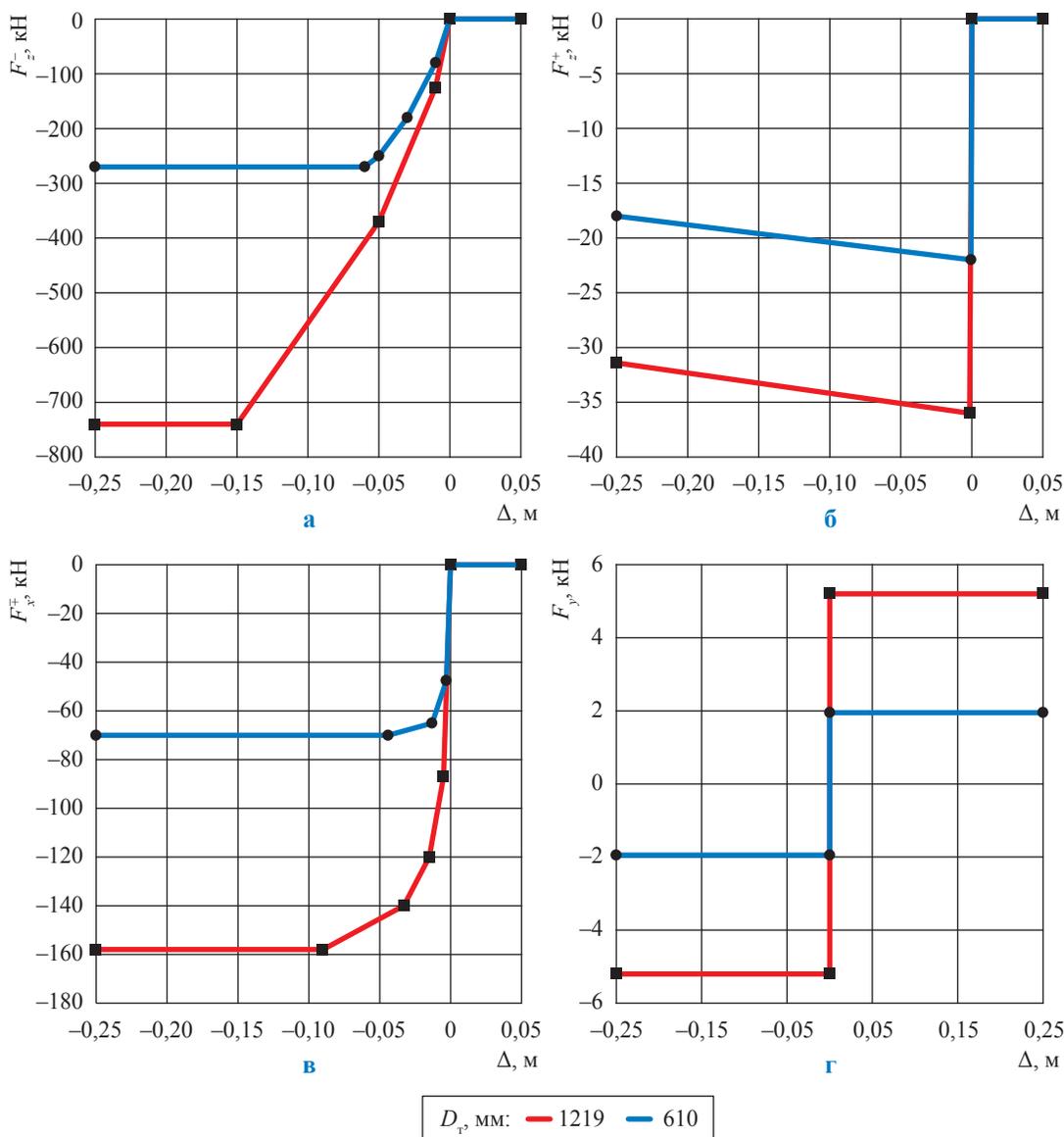


Рис. 5. Диаграммы деформирования пружин, моделирующих взаимодействие труб различного размера с грунтом: а –  $F_z^-(\Delta)$ ; б –  $F_z^+(\Delta)$ ; в –  $F_x^\pm(\Delta)$ ; г –  $F_y(\Delta)$

Картина деформирования грунта и трубы в процессе выпашивания в момент максимального развития деформаций в трубе показана на рис. 6 (для наглядности перемещения трубы увеличены в 100 раз). Представленные результаты моделирования демонстрируют образование фронтального навала перед килем и боковых валиков вдоль борозды выпашивания. Характеристики данных образований подробно описаны [9] и здесь не рассматриваются. Вследствие перемещения грунта под килем труба также перемещается и за счет того, что перемещения грунта неоднородны, изгибается в процессе выпашивания (распределение осевых деформаций  $\epsilon_{yy}$  в трубе показано на рис. 6). Наибольшие деформации и, следовательно, напряжения наблюдаются в той части трубы, которая расположена непосредственно под бороздой выпашивания. Экстремальные значения данных величин достигаются в сечении трубы в плоскости симметрии  $S(y=0)$ . Поэтому далее в основном рассматривается именно это сечение.

На рис. 7 представлены графики изменения горизонтальной  $u_x$  и вертикальной  $u_z$  компонент вектора перемещений для четырех характерных точек  $P_1, P_2, P_3$  и  $P_4$  в сечении трубы  $y=0$  в процессе ледового выпашивания (для вертикальной компоненты учитывается начальная осадка грунта). Результаты моделирования (см. рис. 7) показывают, что по мере приближения кила к трубе уменьшение расстояния

между передней (выпахивающей) кромкой кила и трубой сопровождается перемещением рассматриваемых точек трубы в направлении движения кила ( $u_x > 0$ , см. рис. 7а) и вглубь грунта ( $u_z < 0$ , см. рис. 7б). При этом максимумы перемещений  $u_x$  и  $-u_z$  достигаются в момент прохождения кила над трубой (см. рис. 6), что соответствует перемещению кила  $\approx 22$  м (см. рис. 7). Максимум горизонтальных перемещений трубы  $u_x \approx 28$  мм. Максимум вертикальных перемещений (без учета перемещений, обусловленных осадкой трубы в начальный момент времени)  $-u_z \approx 10$  мм. По мере удаления передней кромки кила от трубы рассматриваемые точки перемещаются в обратном направлении, стремясь вернуться, но не возвращаясь полностью в свое исходное положение. Значения  $u_x$  и  $-u_z$  при этом падают.

На рис. 7 видно, что точки  $P_2, P_4$  характеризуются одинаковыми перемещениями  $u_x$ , а точки  $P_1, P_3$  – одинаковыми перемещениями  $u_z$ . При этом горизонтальное перемещение точки  $P_1$  меньше, а точки  $P_3$  – больше соответствующих перемещений точек  $P_2, P_4$ ; вертикальное перемещение точки  $P_2$  меньше, абсолютное значение вертикального перемещения точки  $P_2$  больше, а точки  $P_4$  – меньше соответствующих перемещений точек  $P_1, P_3$ . Детальный анализ картины деформирования системы показывает, что отмеченное различие в значениях  $u_x$  и  $u_z$  обусловлено вращением трубы как целого

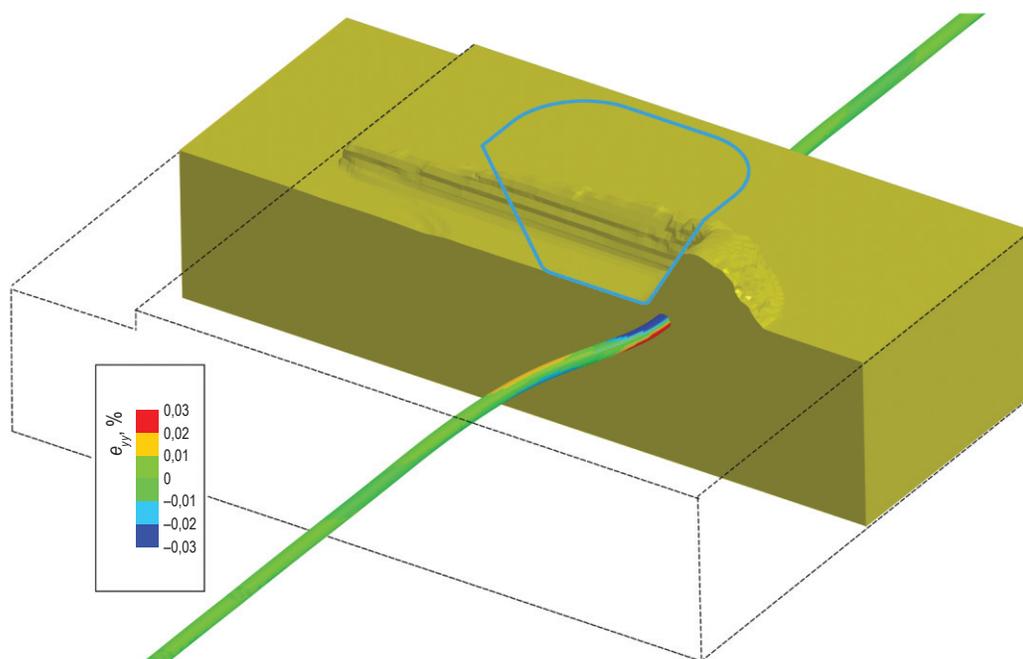


Рис. 6. Деформирование грунта и трубы в процессе ледового выпашивания

вокруг своей оси. Интересно отметить, что указанный поворот наблюдается и в момент прохождения кия над трубой, и при оседании трубы под тяжестью грунта (начальный этап расчета). При этом во втором случае эффект обусловлен нарушением ожидаемой симметрии при численном решении динамической задачи. В обоих случаях нагрузки, действующие на трубу со стороны грунта, значительны. При исключении составляющей перемещений, обусловленной поворотом трубы как целого, перемещения  $u_x$  и  $u_z$  точек  $P_1, P_2, P_3, P_4$  практически совпадают. Таким образом, при заданных параметрах системы эффекта овализации трубы не наблюдается.

Заметим, что исключить поворот трубы как целого можно, зафиксировав для узлов трубы, расположенных на границе расчетной области  $y = b/2$ , степень свободы в направлении оси  $x$ . При этом следует иметь в виду, что подобное ограничение приводит к возникновению в трубе дополнительных крутильных деформаций и соответствующих им касательных напряжений.

На рис. 8 представлен график (в полярных координатах) распределения эффективных напряжений  $\sigma_{эф}$  в сечении трубы  $y = 0$  в момент их наибольшего развития (см. рис. 6). Цвет на графике (см. рис. 8а) соответствует знаку продольных напряжений  $\sigma_{yy}$  в соответствующей точке сечения трубы:  $\sigma_{yy} < 0$  – сжатие,

$\sigma_{yy} > 0$  – растяжение. Положение зон сжатия и растяжения на рис. 8а подтверждает предположение об изгибе трубы в процессе выпавивания. При этом плоскость изгиба повернута относительно горизонтальной плоскости на угол  $\approx 22,5^\circ$  (против часовой стрелки). На тот же угол относительно горизонтали смещены максимумы  $\sigma_{эф}$ .

Обозначим через РМ точку максимума эффективных напряжений  $\sigma_{эф}$ , расположенную в зоне действия растягивающих продольных напряжений  $\sigma_{yy}$  (см. рис. 8а). Зависимость  $\sigma_{эф}$  в точке РМ от перемещения кия представлена на рис. 8б. Видно, что максимум  $\sigma_{эф}$  равен 65 МПа и, как и максимум перемещений, достигается в момент прохождения кия над трубой.

В таблице представлены значения максимальных горизонтальных и вертикальных перемещений, эффективных напряжений в начальный момент времени (непосредственно перед началом движения кия) и максимальных эффективных напряжений в процессе выпавивания для труб различного размера в случае отсутствия и при наличии в них давления. Видно, что при заданном давлении максимальные значения перемещений больше для трубы меньшего диаметра (см. таблицу). Внутреннее давление увеличивает эффективную жесткость трубы и приводит к незначительному уменьшению ее перемещений.

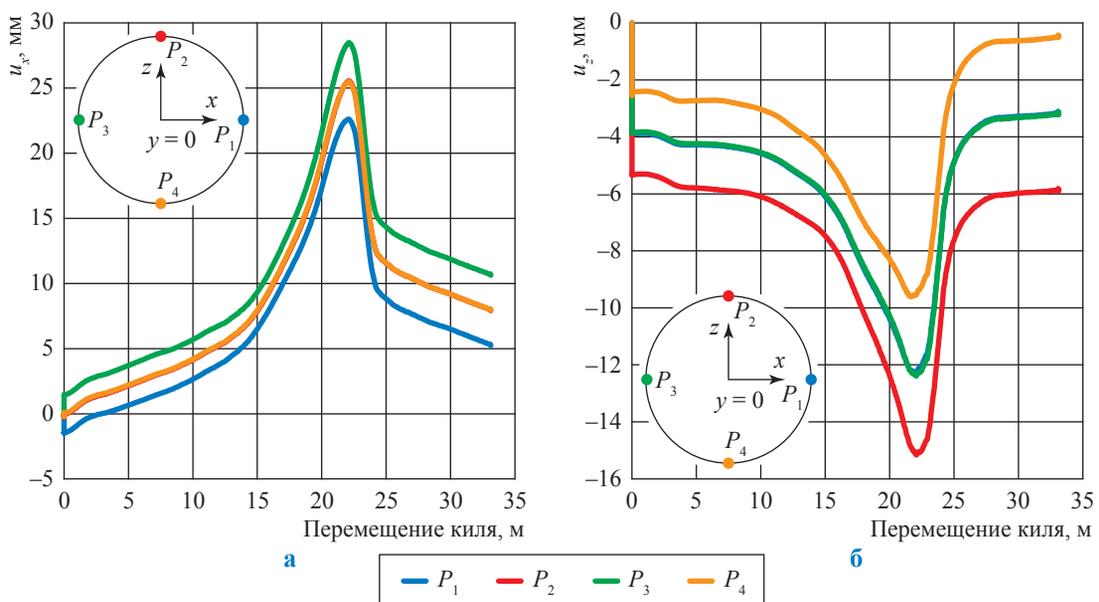


Рис. 7. Зависимость горизонтальных (а) и вертикальных (б) перемещений характерных точек в сечении трубы  $y = 0$  от перемещения кия

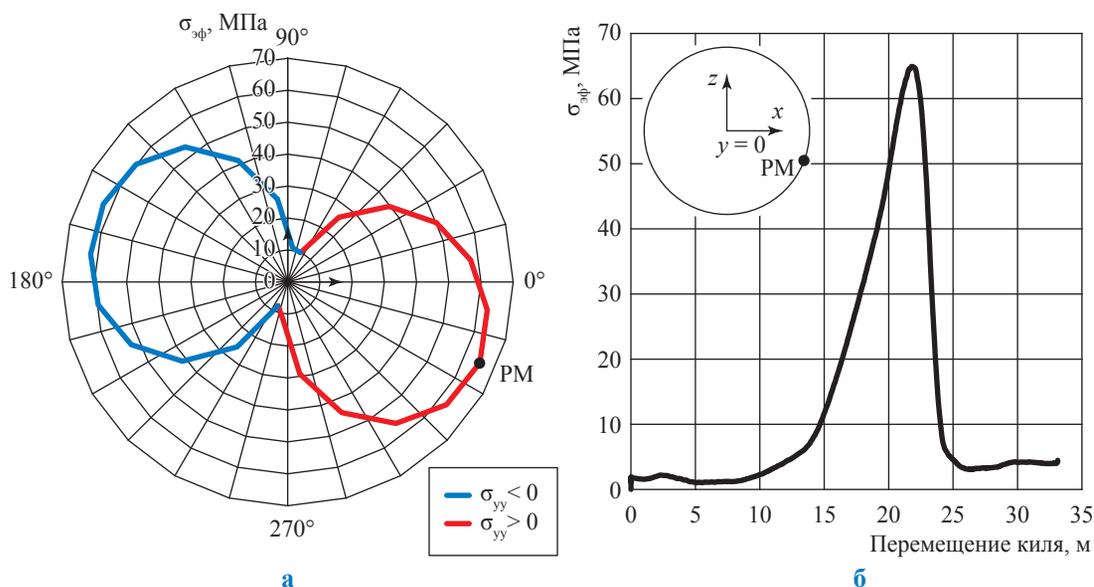


Рис. 8. Эффективные напряжения в сечении трубы  $y = 0$ : а – распределение в момент наибольшего развития; б – зависимость для выбранной точки от перемещения кия

#### Сопоставление характеристик напряженно-деформированного состояния для труб различного размера в случае отсутствия и при наличии в них давления

$D_t / t_t$ , мм	610 / 30		1219 / 27	
$p$ , МПа	0	15	0	15
$u_x$ , мм, максимальное	28,4	25,5	15,5	13,0
$u_z$ , мм, максимальное (без учета начальной осадки)	9,8	9,6	9,1	5,9
$\sigma_{эф}$ , МПа, в начальный момент времени / максимальное в процессе выпаживания (прирост)	0,0 / 64,9 (+64,9)	152,0 / 193,0 (+41,0)	0,0 / 66,9 (+66,9)	336,0 / 368,0 (+32,0)

В случае отсутствия давления максимальные значения  $\sigma_{эф}$  в трубе для двух рассмотренных типов труб практически совпадают. В то же время при наличии внутреннего давления прирост максимальных значений  $\sigma_{эф}$  по отношению к начальным значениям (которые вызваны внутренним давлением и весом грунта) больше для трубы меньшего диаметра (соответствующие значения указаны в последней строке таблицы в скобках).

\*\*\*

Представлена конечно-элементная модель системы «грунт – киль – труба», и выполнены расчеты напряженно-деформированного состояния в трубопроводе, заглубленном в грунт, в процессе ледового выпаживания. В качестве грунта рассмотрен песок, характеризующийся слабым сцеплением. В рамках модели упругопластический грунт моделируется на эйлеровой сетке, линейно упругая труба и абсолютно твердый киль – на лагранжевых сетках.

Для моделирования взаимодействия трубы с грунтом за пределами эйлеровой конечно-элементной сетки используются упругие пружины с нелинейной диаграммой деформирования.

В рамках предложенной модели выполнена серия расчетов для стальных труб различного размера, заглубленных в песчаный грунт, в случае наличия и при отсутствии в них давления. Результаты выполненных расчетов продемонстрировали корректность и численную эффективность предложенной модели. Детально исследованы особенности деформирования трубы в процессе выпаживания и возникающего в ней при этом напряженно-деформированного состояния. В частности, показано, что плоскость возникающего при выпаживании изгиба трубы наклонена по отношению к горизонтальной плоскости. При определенных условиях помимо изгиба возможно кручение трубы, сопровождающееся возникновением в трубе касательных напряжений. Максимальных значений перемещения, деформации и напряжения

достигают в момент прохождения над трубой передней (выпахивающей) кромки кила. Для рассмотренных в статье расчетных случаев напряжения в стенке трубы, обусловленные выпахиванием, не превышали предела ее прочности. Однако в некоторых случаях, как показали расчеты, они могут достигать значительных величин и должны учитываться

при проектировании (в расчетах получены значения  $\sigma_{эф} \approx 65$  МПа при глубине выпахивания 1 м и расстоянии от дна борозды до верхней образующей трубы, равном 25 см).

*Работа выполнена при поддержке РФФИ (проект № 17-08-01312).*

## Список литературы

1. Weeks W.F. Ice-induced gouging of the seafloor / W.F. Weeks // Encyclopedia of Ocean Sciences. – London: Academic Press, 2001. – С. 1265–1270.
2. Ogorodov S.A. Comprehensive monitoring of ice gouging bottom relief at key sites of oil and gas development within the coastal-shelf zone of the Yamal Peninsula, Kara Sea / S.A. Ogorodov, V.V. Arkhipov, O.V. Kokin et al. // Proc. of 24<sup>th</sup> International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions (POAC'17), 2017. – Т. 123. – С. 1–12. – <https://istina.msu.ru/publications/article/74250849/>
3. Palmer A.C. Ice gouging and the safety of marine pipelines / A.C. Palmer, I. Konuk, G. Comfort et al. // Proc. of the 22<sup>nd</sup> Offshore Technology Conference, 1990. – Т. 3. – С. 235–244. – OTC6371.
4. Konuk I. FEM model for pipeline analysis of ice scour – a critical review / I. Konuk, A. Fredj // Proc. of 23<sup>rd</sup> International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, 2004. – OMAE2004-51477. – DOI: 10.1115/OMAE2004-51477.
5. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость: справ. пособие / А.Б. Айнбиндер, А.Г. Камерштейн. – М.: Недра, 1982. – 341 с.
6. Woodworth-Lynas C. Subgouge deformations and the security of arctic marine pipelines / C. Woodworth-Lynas, D. Nixon, R. Phillips et al. // Proc. of the Offshore Technology Conference, 1996. – OTC8222. – С. 657–664.
7. Вершинин С.А. Воздействие ледовых образований на подводные объекты / С.А. Вершинин, П.А. Трусков, П.А. Лиферов. – М.: Русская книга, 2007. – 195 с.
8. Наумов М.А. Параметрический анализ воздействия ледовой экзарации на заглубленный трубопровод / М.А. Наумов // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14). – С. 141–149.
9. Онищенко Д.А. Исследование особенностей процесса выпахивания песчаного грунта килами ледяных образований с помощью трехмерного моделирования методом конечных элементов / Д.А. Онищенко, А.В. Слюсаренко, П.С. Шушпанников // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36). – С. 180–191.
10. Konuk I. A 3-dimensional continuum ALE model for ice scour – study of trench effects / I. Konuk, S. Yu., R. Gracie // Proc. of the 24<sup>th</sup> International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, 2005. – OMAE2005-67547.
11. Nobahar A. Buried pipelines subject to subgouge deformations / A. Nobahar, S. Kenny, R. Phillips // International Journal of Geomechanics. – 2007. – Т. 7. – С. 206–216.
12. Peek R. Ice gouging over a buried pipeline: superposition error of simple beam-and-spring models / R. Peek, A. Nobahar // International Journal of Geomechanics. – 2012. – Т. 12. – С. 508–516.
13. Pike K. Offshore pipelines and ice gouge geohazards: comparative performance assessment of decoupled structural and coupled continuum models / K. Pike, S. Kenny // Canadian Geotechnical Journal. – 2016. – Т. 53. – № 11. – С. 1866–1881.
14. LS-DYNA Theoretical Manual / Livermore Software Technology Corporation. – 2013.
15. Kukudzhyanov V.N. Numerical continuum mechanics / V.N. Kukudzhyanov. – Berlin/Boston: Walter de Gruyter GmbH, 2012. – 425 с.

## An effective technique for estimation of the impact of ice gouging in sandy soils on a buried pipeline using the LS-DYNA computer package

P.S. Shushpannikov<sup>1,2\*</sup>, D.A. Onishchenko<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LCC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the RAS, Bld. 1, Est. 101, prospect Vernadskogo, Moscow, 119526, Russian Federation

\* E-mail: P\_Shushpannikov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The problem on a stress-strain state of the offshore pipeline buried in sandy soil, which arises during the process of gouging the soil by keels of ice formations, is considered. It is known that from the point of view of numerical modeling, the study of ice gouging for sandy soils is more complex than for clay, since the resulting sliding surfaces are essentially narrower in the first case. A finite element model of the soil-keel-pipe system is proposed and implemented in LS-DYNA program complex for solving the problem. Within the framework of the model the soil is assumed to be elastoplastic with the Mohr–Coulomb yield surface and non-associated flow rule, the pipe is assumed to be linear elastic, while the keel is taken as a rigid body. The soil is modeled on an Eulerian mesh, the pipe and keel are modeled on Lagrangian finite element meshes. Additional elements with nonlinear spring properties are used to describe the interaction of the pipe with the soil outside the boundaries of the Eulerian mesh. To find diagrams of deformation of the springs, the results of specially conducted numerical calculations are used. The features of deformation of the considered system under ice gouging for the pipes of different sizes both in the presence and in the absence of the inner pressure are studied. The simulation results correspond to the expected deformation pattern of the system: deformation of the soil beneath the keel forces the pipe to bend, and the bending plane is not parallel to the horizontal plane, but is inclined to it at some angle, since the points in the subgouge active zone are displaced both in the direction of the keel movement and deep into the soil. It is shown that after passing the keel over the pipe there is a tendency to return the pipe to its original position. The maximum displacements, strains and stresses in the pipe are achieved at the time of passage of the keel on it. The values of maximum displacements and effective stresses arising in the buried pipeline during ice gouging are found and compared with each other on the example of pipes of characteristic sizes.

**Keywords:** ice gouging, sandy soil, dynamic simulation, finite-element method, Eulerian finite-element mesh, LS-DYNA, stress-strain state in a buried pipeline.

### References

1. WEEKS, W.F. Ice-induced gouging of the seafloor. In: *Encyclopedia of ocean sciences*. London: Academic Press, 2001, pp. 1265–1270.
2. OGORODOV, S.A., V.V. ARKHIPOV, O.V. KOKIN et al. Comprehensive monitoring of ice gouging bottom relief at key sites of oil and gas development within the coastal-shelf zone of the Yamal Peninsula, Kara Sea [online]. In: *Proc. of 24<sup>th</sup> International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions (POAC'17)*. 2017, vol. 123, pp. 1–12. Available from: <https://istina.msu.ru/publications/article/74250849/>
3. PALMER, A.C., I. KONUK, G. COMFORT et al. Ice gouging and the safety of marine pipelines. In: *Proc. of the 22<sup>nd</sup> Offshore Technology Conference*, 1990, vol. 3, pp. 235–244. OTC-6371.
4. KONUK, I., A. FREDJ. FEM model for pipeline analysis of ice scour – a critical review. In: *Proc. of 23<sup>rd</sup> International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. 2004, OMAE2004-51477, 6 p. DOI: 10.1115/OMAE2004-51477
5. AINBINDER, A.B., A.G. KAMERSTEIN. *Strength and stability analysis of main pipelines* [Raschet magistralnykh truboprovodov na prochnost i ustoychivost]: handbook. Moscow: Nedra, 1982. (Russ.).
6. WOODWORTH-LYNAS, C., D. NIXON, R. PHILLIPS et al. Subgouge deformations and the security of arctic marine pipelines. In: *Proc. Offshore Technology Conference*, 1996, OTC8222, pp. 657–664.
7. VERSHININ, S.A., P.A. TRUSKOV, P.A. LIFEROV. *Ice action on subsea structures* [Vozdeystviye ledovykh obrazovaniy na podvodnyye obyekty]. Moscow: Russkaya Kniga, 2007. (Russ.).
8. NAUMOV, M.A. Parametrical analysis of ice gouging impact upon a buried pipeline [Parametricheskiy analiz vozdeystviya ledovoy ekzaratsii na zaglublennyy truboprovod]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 141–149. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. ONISHCHENKO, D.A., A.V. SLYUSARENKO, P.S. SHUSHPANNIKOV. Studying specifics of sandy bottom exaration by keels of glaciers using 3D simulation on the basis of the finite-element analysis [Issledovaniye osobennostey protsessa vypakhvaniya peschanogo grunta kilyami ledyanykh obrazovaniy s pomoshchyu trekhmernogo modelirovaniya metodom konechnykh elementov]. *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. 180–191. ISSN 2306-9849. (Russ.).
10. KONUK, I., S. YU, R. GRACIE. A 3-dimensional continuum ALE model for ice scour – study of trench effects. In: *Proc. of 24<sup>th</sup> International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. 2005, OMAE2005-67547, 5 p.
  11. NOBAHAR, A., S. KENNY, R. PHILLIPS. Buried pipelines subject to subgouge deformations. *International Journal of Geomechanics*. 2007, vol. 7, pp. 206–216. ISSN 1532-3641.
  12. PEEK, R., A. NOBAHAR. Ice gouging over a buried pipeline: superposition error of simple beam-and-spring models. *International Journal of Geomechanics*, 2012, vol. 12, pp. 508–516. ISSN 1532-3641.
  13. PIKE, K., S. KENNY. Offshore pipelines and ice gouge geohazards: comparative performance assessment of decoupled structural and coupled continuum models. *Canadian Geotechnical Journal*. 2016, vol. 53, no. 11, pp. 1866–1881. ISSN 0008-3674.
  14. *LS-DYNA Theoretical Manual*. Livermore Software Technology Corporation, 2013.
  15. KUKUDZHANOV, V.N. *Numerical Continuum Mechanics*. Berlin/Boston: Walter de Gruyter GmbH, 2012.

УДК 622.279:532.5

## Неравновесная термодинамика процесса трубопроводного транспорта природного газа

В.А. Сулейманов<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>2</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

E-mail: V\_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** транспортировка газа, газопровод, модель одномерного течения, неравновесная термодинамика, энтропия, тепловой баланс.

**Тезисы.** Выполнена проверка часто используемого в трубопроводной гидравлике положения о том, что работа сил трения, производимая при движении реального газа по газопроводу, полностью переходит в тепловую энергию. С помощью интегрального определения энтропии Клаузиуса показано, что этот тезис находит свое подтверждение с приемлемой для инженерных приложений точностью применительно к одномерной постановке задачи определения продольного температурного поля газа.

При моделировании тепловых процессов в газопроводах в настоящее время исходят из положения о том, что работа сил трения, производимая при движении газа по газопроводу, полностью переходит в тепловую энергию и не вносит вклада в изменение кинетической энергии потока. Обычно это утверждение принимается как не требующее доказательства. Отметим, что даже прецизионные измерения температуры транспортируемого газа не позволили бы подтвердить указанное положение из-за неточности измерений параметров, влияющих на тепловые процессы в реальном газопроводе. В настоящей работе предложен способ проверки справедливости этого положения с использованием уравнения интегрального определения энтропии.

Термобарические параметры установившегося движения природного газа по магистральному газопроводу с постоянным внутренним диаметром рассчитываются с помощью следующей системы одномерных дифференциальных уравнений [1]:

$$\frac{d}{dx}(\rho w) = 0; \quad (1)$$

$$\frac{d}{dx}(p + \rho w^2) = -\lambda \frac{\rho |w| w}{2D} - g\rho\beta; \quad (2)$$

$$\frac{d}{dx} \left[ h + \frac{w^2}{2} \right] = \frac{4U}{\rho w D} (T_{\text{ext}} - T) - g\beta, \quad (3)$$

где  $p(x)$ ,  $\rho(x)$ ,  $w(x)$  и  $T(x)$  – усредненные по поперечному сечению газопровода с эйлеровой координатой  $x$  давление, плотность, расходная скорость и температура транспортируемого газа соответственно;  $h$  – удельная энтальпия;  $D$  – внутренний диаметр труб;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $U$  – коэффициент теплообмена с окружающей средой;  $T_{\text{ext}}$  – локальная температура окружающей среды;  $\beta$  – локальный угловой коэффициент;  $g$  – ускорение свободного падения.

В системе уравнений (1)–(3) исключен вклад внешней работы, производимой над

газом. В правой части уравнения сохранения импульса (2) первый член  $-\lambda \frac{\rho |w| w}{2D}$  яв-

ляется обобщением на турбулентный режим течения газа формулы для удельных потерь давления на трение, полученной в рамках точного решения уравнения Навье – Стокса для одномерного ламинарного течения вязкой жидкости (газа) по трубе [2].

В общем случае  $\lambda$  в соответствии с пи-геометрией Бэкингема является функцией не только критерия Рейнольдса, как это имеет место для ламинарного движения газа по трубе, но и относительной шероховатости внутренней поверхности труб.

При рассмотрении транспортировки природного газа как термодинамического процесса и выборе  $p$  и  $T$  в качестве независимых термодинамических параметров, решая систему уравнений (1)–(3), в качестве замыкающих используют следующие термодинамические соотношения:

- термическое уравнение состояния

$$\rho = \rho(p, T); \quad (4)$$

- калорическое уравнение состояния в виде полного дифференциала  $h$ :

$$dh = c_p(dT - \mu dp), \quad (5)$$

где  $\mu$  – коэффициент адиабатного дросселирования;  $c_p$  – коэффициент теплоемкости газа при постоянном давлении.

Из формул (3) и (5) следует, что тепловой баланс газовых потоков включает вклады:

- теплоты, вырабатываемой за счет дросселирования потока;
- внешнего теплопритока;
- тепловых эквивалентов работы по изменению кинетической энергии потока и работы по подъему перемещаемого по трубопроводу газа в гравитационном поле.

Важно отметить: при выводе уравнения превращения энергии (3) использовалось упомянутое допущение о тождественном равенстве работы сил трения и выделяемой внутри объема газа тепловой энергии при транспортировке газа.

Система одномерных уравнений установившегося движения газа по трубопроводу (1)–(3) получена на основе законов сохранения массы и импульса, превращения энергии газового потока и 1-го начала термодинамики применительно к движущемуся по газопроводу элементарному объему газа, имеющему форму цилиндра высотой  $dx$  и диаметром  $D$ , который соприкасается со стенкой трубы по всей боковой поверхности. Рассматриваемый элементарный объем газа, несмотря на свои малые физические размеры, содержит достаточно большое количество молекул, так что к нему можно применять законы статистической физики

и термодинамики, т.е. рассматривать его как термодинамическую систему. Так, в современном газопроводе высокого давления с внутренним диаметром 1 м в объеме газа, имеющем форму цилиндра высотой  $\Delta l = 10$  мм и диаметром 1 м, может содержаться до  $10^{11}$  молекул. Определенная таким образом термодинамическая система – элементарный объем газа – является закрытой системой, в которой осуществляются теплообмен через боковую поверхность с окружающей средой и обмен механической энергией в торцевых сечениях. Массообмен в торцевых сечениях отсутствует в соответствии с уравнением (1).

Процесс трубопроводного транспорта газа с учетом теплообмена с окружающей средой и работы сил трения, очевидно, является неравновесным и необратимым. Однако, используя общепринятый подход, основанный на предположении о том, что рассматриваемый элементарный объем газа находится в локальном термодинамическом равновесии, можно решать систему уравнений (1)–(5), считая:

- что термодинамическое состояние элементарного объема газа возможно полностью определить двумя интенсивными термодинамическими параметрами – давлением  $p$  и температурой  $T$ , а также компонентным составом газа;
- к элементарному объему газа допустимо применять все количественные выводы классической равновесной термодинамики.

Решение этой системы уравнений можно рассматривать как последовательную совокупность значений термобарических и расходных параметров – давления, температуры, скорости – элементарного объема газа по мере его движения по газопроводу. Это означает, что с позиций термодинамики процесс транспортировки газа представляет собой цепочку последовательных переходов с временным шагом

$$\frac{dl}{w}$$

рассматриваемого элементарного контрольного объема газа из начального равновесного состояния (в начальном сечении газопровода) во все последующие равновесные состояния по направлению движения вплоть до конечного сечения газопровода.

Процесс, состоящий из непрерывной последовательности равновесных термодинамических состояний, относится к равновесным или квазистатическим, что, строго говоря, справедливо только по отношению к достаточно

медленными процессами. Близкими к равновесным являются такие процессы, при которых скорости изменения локальных параметров системы гораздо меньше скоростей их релаксации. Характерные времена протекания релаксационных процессов в газе при значениях давления и температуры, типичных для современных магистральных газопроводов, не превышают  $10^{-4}$  с [3]. С учетом размера выбранного нами элементарного объема газа видно, что соответствующий временной шаг его перехода из одного равновесного состояния в другое при движении по газопроводу существенно превосходит время релаксационных процессов в газе.

Из сказанного следует, что система дифференциальных уравнений (1)–(5) позволяет вместо реального процесса трубопроводного транспорта газа рассматривать воображаемый равновесный процесс транспортировки газа и рассчитывать одномерные (по длине газопровода) поля термобарических и расходных параметров.

Принципиальная возможность проверки вышеприведенного утверждения основана на использовании интегрального определения энтропии Клаузиуса: изменение энтропии  $\Delta S$  при необратимом преобразовании из состояния «in» в состояние «out» всегда можно рассчитать с помощью интегрирования по параметрам соответствующим образом подобранного равновесного процесса:

$$\Delta S = S_{\text{out}} - S_{\text{in}} = \int_{\text{in}}^{\text{out}} dS. \quad (6)$$

Энтропия – функция состояния термодинамической системы, и ее изменение в результате термодинамического процесса определяется в нашем случае значениями  $p$  и  $T$  транспортируемого газа в конечном и начальном сечениях газопровода.

Применительно к процессу трубопроводного транспорта газа из уравнения (6) следует равенство двух значений  $\Delta S$ : первое получено по значениям пары термобарических параметров  $(p_{\text{out}}, T_{\text{out}})$  и  $(p_{\text{in}}, T_{\text{in}})$  газопровода в его конечном и начальном сечениях соответственно, второе – в результате вычисления интеграла в уравнении (6) с использованием решения системы уравнений (1)–(5) для выбранного равновесного процесса транспорта газа с теми же значениями термобарических параметров в конечном и начальном сечениях.

Полный дифференциал приращения энтропии открытой термодинамической системы

в работе И. Пригожина [4] предложено определять суммой двух независимых дифференциалов

$$dS = dS_e + dS_i, \quad (7)$$

где  $dS_e$  – изменение энтропии элементарного объема газа, обусловленное обменом энергии с окружающей средой;  $dS_i$  – изменение энтропии элементарного объема газа, вызванное необратимым процессом внутреннего теплообмена в системе [5].

Для процесса трубопроводной транспортировки газа для этих дифференциалов справедливы следующие выражения, содержащие в явном виде локальные значения измеряемых или расчетных термогидравлических параметров транспортировки природного газа:

$$dS_e = \frac{\pi dU(T_{\text{ext}} - T)}{GT} dx, \quad (8)$$

где  $G$  – весовой расход газа;

$$dS_i = \gamma \lambda \frac{w^2}{2gDT} dx, \quad (9)$$

где коэффициент  $\gamma$  ( $0 < \gamma \leq 1$ ) в правой части уравнения введен для оценки той части работы сил трения при движении газового потока, которая переходит в тепловую энергию. Положительная определенность локальных значений приращения энтропии  $dS_e$ , вызванного необратимыми процессами в термодинамической системе, является одной из формулировок 2-го начала термодинамики, введенной Пригожиным.

Приращения энтропии газового потока вдоль газопровода, задаваемые уравнениями (8) и (9), согласуются при  $\gamma = 1$  с уравнением (3) и уравнением энергии в механической форме для сжимаемого флюида. При  $0 < \gamma < 1$  уравнение превращения энергии (3) приобретает следующий вид:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dx} \left[ h + \frac{w^2}{2} \right] = \\ = \frac{4U}{\rho w D} (T_{\text{ext}} - T) - \lambda(1 - \gamma) \frac{w^2}{2D} - g\beta. \end{aligned} \quad (3')$$

Уравнение (9) для дифференциала  $dS_i$  при  $\gamma = 1$  отвечает утверждению, что в одномерной постановке задачи движения сжимаемой вязкой среды (газа) по трубопроводу работа сил трения полностью переходит в выделяемое внутри контрольного объема тепло [6, 7]

и не вносит вклада в изменение кинетической энергии потока.

Приведенное выше утверждение широко используется при исследовании термогидравлики газовых потоков в каналах (трубах) и существенно упрощает уравнение баланса тепловой энергии, с помощью которого рассчитывается продольная температура газа. Некоторые авторы (см., например, [8]) относятся к этому утверждению как к предположению, а не как к постулату. Что касается общей постановки задачи о трехмерном движении сжимаемого вязкого флюида, то здесь справедливо утверждение (см., например, классическое руководство Н.Е. Кочина и др. [9]), что при движении флюида под действием массовых и поверхностных сил некоторая часть механической энергии необратимым образом переходит в энергию тепловую. О самом количестве механической энергии, переходящей в тепло, можно судить только по результатам экспериментальных наблюдений тепловых процессов в системе.

С учетом уравнений (8) и (9) интегральное определение изменения энтропии  $\Delta S$  в соответствующим образом подобранном равновесном процессе движения газа по трубопроводу задается формулой

$$\Delta S = \int_{in}^{out} \frac{1}{T} \left[ \gamma \lambda \frac{w^2}{2gD} + \frac{\pi DU(T_{ext} - T)}{G} \right] dx. \quad (10)$$

Сравним расчетные значения  $\Delta S$ , полученные решением термического уравнения состояния и интегрированием выражения (10), используя следующий мысленный эксперимент. Предположим, что имеется информация о параметрах и режимах действующего магистрального газопровода: длина практически горизонтального газопровода – 120 км; внутренний диаметр труб – 1,38 м; тип прокладки – подземная; средняя температура грунта на глубине заложения труб – минус 2 °С; суточная производительность газопровода – 150 млн м<sup>3</sup>; компонентный состав газа, %: метан – 96, этан – 2,2, пропан – 0,6, азот – 1,2; давление и температура на входе (выходе) газопровода – 9,8 (6,23) МПа и 30 (10,5) °С соответственно.

Для расчета энтропии природного газа заданного состава применялась соответствующая корреляционная зависимость, использующая термическое уравнение состояния Пенга – Робинсона, входящее в программный вычислительный комплекс PipeSim 9.0. Полученная разность значений удельной энтропии  $\Delta S$

в конечном и начальном сечениях газопровода составила 0,136 кДж/(кг·К). Из этой оценки следует, что энтропия природного газа в процессе его транспортировки по рассматриваемому виртуальному газопроводу увеличивается.

Воображаемый обратимый процесс транспорта газа по рассматриваемому газопроводу, определяемый решением системы уравнений (1), (2), (3'), (4), (5), промоделирован с помощью расчетных термогидравлических алгоритмов комплекса PipeSim 9.0. При этом:

- в качестве термического уравнения состояния газа заданного компонентного состава использовалось уравнение Пенга – Робинсона;
- эквивалентная шероховатость труб принята равной 7 мкм;
- коэффициент  $\lambda$  определялся по формуле Коулбрука – Уайта;
- коэффициент гидравлической эффективности газопровода Панхендла [10] принят равным 0,968;
- коэффициент теплообмена с вмещающим газопроводом грунтом принят равным 1,6 Вт/(м<sup>2</sup>·К).

В этих условиях при равенстве давления и температуры на входе в газопровод соответственно 9,8 МПа и 30 °С и суточной производительности газопровода 150 млн м<sup>3</sup> ( $G = 4404$  т/ч газа) получены следующие значения давления и температуры в конечном сечении газопровода: 6,246 МПа и 10,4 °С. Они весьма близки к заданным для рассматриваемого газопровода значениям давления и температуры (см. ранее).

Для расчета интегральной величины изменения энтропии  $\Delta S$  по формуле (10) использовалось численное интегрирование методом трапеций, где в качестве значений  $w$  и  $T$  в расчетных узлах брались значения этих величин, полученные при решении системы уравнений (1), (2), (3'), (4), (5), а число расчетных интервалов принималось равным 100. Интегральное значение изменения удельной энтропии для воображаемого обратимого процесса транспортировки природного газа при  $\gamma = 1$  составило 0,133 кДж/(кг·К).

Разность двух значений изменения энтропии, полученных описанными выше способами, незначительна и составляет 2,6 %. Это различие можно отнести как за счет погрешности используемого численного интегрирования, так и за счет погрешности расчетов энтропии на основе термических уравнений состояния.

Отметим, что при использовании для коэффициента  $\gamma$  значений, меньших единицы, различие в значениях изменения удельной энтропии существенно возрастает. Так, оно составляет 30 % при  $\gamma = 0,9$  и 57 % при  $\gamma = 0,8$ , что существенно превышает точность расчетов абсолютных значений энтропии для рассматриваемых значений  $p$  и  $T$ . Полученные при этом разности значений изменения энтропии не могут быть отнесены к расчетным погрешностям.

Описанная процедура проверки справедливости приведенного выше утверждения имеет чисто расчетные ограничения, связанные:

- с большими погрешностями значений энтропии, получаемых с помощью сложных корреляционных зависимостей, основанных на термических уравнениях состояния;
- тем обстоятельством, что процессы трубопроводной транспортировки природного газа могут быть достаточно близкими к изоэнтропийным, что приводит к неточностям при расчетах малых величин изменения энтропии процесса, получаемых при вычитании больших по абсолютным значениям величин энтропии.

Анализ поведения энтропии в рассмотренном случае показывает: в рамках модели одномерного течения газа допущение предположения о том, что работа сил трения при течении газа по газопроводу целиком переходит в тепловую энергию, находит свое обоснование с приемлемой для инженерных приложений точностью. Более того, поскольку в основе указанного обоснования лежат интегральное определение энтропии (6) и формулировка Пригожина 2-го начала термодинамики в виде уравнения (7), то мы приходим к выводу, что полный переход работы сил трения во внутреннюю тепловую энергию является прямым следствием 2-го начала термодинамики применительно к процессу трубопроводного транспорта природных газов.

Из неравновесной термодинамики газовых систем известно, что энтропия газа растет с ростом температуры и падением давления. Для условий магистрального транспорта газа сам факт роста энтропии свидетельствует о большем влиянии на изменение энтропии падения давления в газопроводе, чем уменьшения температуры газа. Здесь следует отметить наличие корреляционной зависимости между уменьшением плотности природного газа и ростом его энтропии при трубопроводной

транспортировке. Моделирование процесса трубопроводной транспортировки природного газа по изложенной методике показало, что рост гидравлических потерь в газопроводах при практически одинаковом уменьшении температуры приводит к росту энтропии газового потока. И наоборот, уменьшение температуры газового потока при практически одинаковых гидравлических потерях приводит к уменьшению его энтропии.

Одно из применений другого термодинамического потенциала – энтальпии – связано с возможностью оценки разности уровней энергии для различных состояний термодинамической системы. Применительно к термодинамике процессов трубопроводной транспортировки газов можно утверждать, что энтальпия газа в конце газопровода практически всегда ниже его энтальпии в начале газопровода, т.е. потенциал производства тепловой энергии газом уменьшается по ходу его движения. Это вызывается как типичным для магистрального транспорта понижением температуры газа при его движении, так и вкладом в тепловой баланс процесса эффекта адиабатического термического расширения газа.

Оценить отклонение параметров реального необратимого процесса трубопроводного транспорта от параметров виртуального обратимого процесса в принципе можно следующим образом, используя фактические параметры реально действующего магистрального газопровода:

1) провести прецизионные замеры продольных полей давления и температуры вдоль реального газопровода, действующего при стационарном режиме транспортировки газа известного компонентного состава;

2) с помощью подбора «разумных» значений коэффициентов  $\lambda$ , гидравлической эффективности и теплообмена получить такое решение системы уравнений (1)–(5), которое с достаточной точностью воспроизводит значения давления и температуры в конечном сечении реального газопровода. Тем самым удастся получить воображаемый «обратимый» процесс транспорта газа с изменением энтропии, эквивалентным изменению энтропии в реальном газопроводе;

3) сравнить замеренные и расчетные термобарические параметры работы реального и умозрительного газопроводов.

## Список литературы

1. Васильев О.Ф. Неизотермическое течение газа в трубах / О.Ф. Васильев, Э.А. Бондарев, А.Ф. Воеводин и др. – Новосибирск: Наука, Сибирское отд., 1978. – 126 с.
2. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя = Boundary layer theory / Г. Шлихтинг; пер. с англ. – М.: Наука, 1969. – 743 с.
3. Чёрный Г.Г. Газовая динамика: уч. для университетов и вузов / Г.Г. Чёрный. – М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит., 1988. – 424 с.
4. Пригожин И. Современная термодинамика. От тепловых двигателей до диссипативных структур = Modern thermodynamics. From heat engines to dissipative structures / И. Пригожин, Д. Кондепуди; пер. с англ. – М.: Мир, 2002. – 464 с.
5. Белоконь Н.И. Основные принципы термодинамики / Н.И. Белоконь. – М.: Наука, 1968. – 110 с.
6. Вулис Л.А. Термодинамика газовых потоков / Л.А. Вулис. – М.: Госэнергоиздат, 1950. – 304 с.
7. Чарный И.А. Основы газовой динамики / И.А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 210 с.
8. Страхович К.И. Гидро- и газодинамика / К.И. Страхович. – М.: Наука, 1980. – 313 с.
9. Кочин Н.Е. Теоретическая гидродинамика. Ч. 2 / Н.Е. Кочин, И.А. Кибель, Н.В. Розе. – М.: Физматгиз, 1963. – 728 с.
10. Ходанович И.Е. Аналитические основы проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов / И.Е. Ходанович. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 128 с.

## Nonequilibrium thermodynamics of a process of natural gas pipeline transportation

V.A. Suleymanov<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Bld. 1, Est. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation  
E-mail: V\_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Author verifies a proposition commonly used in the pipeline hydraulics that the work of friction forces being performed during a real gas is moving along a gas pipeline completely turns into thermal energy. By means of the integrated determination of entropy of Klauzsius it is shown that in relation to 1D problem definition of the longitudinal temperature field of gas this thesis is confirmed with an accuracy acceptable for engineering applications.

**Keywords:** gas transportation, gas pipeline, one-dimensional model of flow, nonequilibrium thermodynamics, entropy, thermal balance.

### References

1. VASILYEV, O.F., E.A. BONDAREV, A.F. VOYEVODIN et al. *Anisothermal flowing of gas in tubes* [Neizotermicheskoye techeniye gaza v trubakh]. Novosibirsk: Nauka, 1978. (Russ.).
2. SCHLICHTING, H. *Boundary layer theory*. New York: McGraw-Hill, 1979.
3. CHERNYI, G.G. *Gas dynamics* [Gazovaya dinamika]. Moscow: Nauka, 1988. (Russ.).
4. KONDEPUDI, D., I. PRIGOGINE. *Modern thermodynamics. From heat engines to dissipative structures*. Chichester, West Sussex, UK: John Wiley & Sons, 1998.
5. BELOKON, N.I. *The main principals of thermodynamics* [Osnovnyye printsipy termodinamiki]. Moscow: Nauka, 1968. (Russ.).
6. VULIS, L.A. *Thermodynamics of gas flows* [Termodinamika gazovykh potokov]. Moscow: Gosenergoizdat, 1950. (Russ.).
7. CHARNYY, I.A. *Fundamentals of gas dynamics* [Osnovy gazovoy dinamiki]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. (Russ.).
8. STRAKHOVICH, K.I. *Hydro and gas dynamics* [Gidro- i gazodinamika]. Moscow: Nauka, 1980. (Russ.).
9. KOCHIN, N.Ye., I.A. KIBEL, N.V. ROZE. *Theoretical hydrodynamics* [Teoreticheskaya gidrodinamika]. Pt. 2. Moscow: Fizmatgiz, 1963. (Russ.).
10. HODANOVICH, I.Ye. *Analytical principals of gas mains designing and operation* [Analiticheskiye osnovy proyektirovaniya i ekspluatatsii magistralnykh gazoprovodov]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961. (Russ.).

УДК [622.691.4.05::551.462.32(98)]:622.831.312

## Программные комплексы расчета параметров транспортировки газа и оледенения морских трубопроводов на арктическом шельфе

Г.И. Курбатова<sup>1</sup>, Н.Н. Ермолаева<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский государственный университет, Российская Федерация, 198504, г. Санкт-Петербург, Петергоф, Университетский пр-т, д. 35

\* E-mail: n.ermolaeva@spbu.ru

### Ключевые слова:

арктический шельф, протяженный морской газопровод, морской лед, оледенение, Баренцево море, математическая модель, неустановившийся неизо-термический поток, численный алгоритм, программный комплекс.

**Тезисы.** Специфика моделирования морских трубопроводов на арктическом шельфе связана с низкой температурой морской воды, близкой в ряде районов к температуре замерзания. Например, в Баренцевом море при температуре замерзания воды  $-1,914$  °С (соленость  $\approx 35$  ‰) в ряде районов на глубинах до 50 м температура воды опускается до  $-1,9$  °С. Это приводит к возможности оледенения подводных сооружений. Прокатка газа по протяженным трубопроводам требует высоких давлений на входе. В статье предлагаются одномерная математическая модель неустановившихся неизо-термических течений смеси газов при сверхвысоких давлениях по трубопроводам в северных морях, включающая модель оледенения поверхности трубопровода в морской воде, и эффективные численные алгоритмы расчета по созданной модели, реализованные в виде программных комплексов (ПК). ПК позволяют в неустановившихся режимах рассчитывать характеристики потока и параметры нарастающего морского льда на внешней поверхности трубопровода. В работе приведен пример расчета температуры и давления в неустановившемся неизо-термическом потоке, а также толщины слоя морского льда на внешней поверхности модельного трубопровода для параметров, представляющих интерес при проектировании морских трубопроводов в Баренцевом море.

Как отмечается во многих работах (см., например, [1]), освоение арктического шельфа России приведет к увеличению количества морских трубопроводов. Это свидетельствует об актуальности задачи построения адекватной математической модели транспортировки по трубопроводам добываемого в северных морях сырья и создания эффективного алгоритма решения системы уравнений модели, доведенного до соответствующего программного комплекса (ПК). Несмотря на многочисленные публикации, посвященные моделированию газопроводов (см., например, [2–5]), и широкое распространение программных пакетов Fluent, Star-CD, ANSYS CFX, OLGA, создание адекватной математической модели и ПК расчета транспортировки газа по морским трубопроводам, особенно с учетом возможного оледенения их внешней поверхности в северных морях, далеко не завершено. Далее будут описаны математические модели и отечественные ПК «ЛЁД» и SGPITM, которые наряду с другими разработками вносят свою лепту в решение задач освоения Арктики.

### Структура одномерной модели нестационарного неизо-термического турбулентного течения смеси газов по трубопроводу постоянного круглого сечения

Наиболее содержательные одномерные математические модели нестационарного неизо-термического турбулентного течения газа по трубопроводу постоянного круглого сечения [2–4], а также модель, лежащая в основе известного ПК OLGA, имеют следующую общую структуру:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u)}{\partial z} = 0; \quad (1)$$

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}(\rho u^2 + p) = -\frac{\lambda \rho u |u|}{4R} + \rho g \cos \zeta(z); \quad (2)$$

$$\frac{\partial(\rho e)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z} \left( \rho u \left( e + \frac{p}{\rho} \right) \right) = \frac{2q}{R} + \rho u g \cos \zeta(z); \quad (3)$$

$$e = \varepsilon + \frac{u^2}{2}; \quad (4)$$

$$p = p(\rho, T); \quad (5)$$

$$\varepsilon = \varepsilon(\rho, T); \quad (6)$$

$$\lambda(k, R, Re); \quad \text{Re}(\rho, u, \mu, R); \quad \mu(\rho, T); \quad (7)$$

$$q = q(z, t) = q(T(z, t), T^*(z, t), y(z, t), \delta_i, \lambda_i, \rho_i, c_i). \quad (8)$$

Здесь все характеристики потока и теплообмена являются величинами, осредненными по радиусу  $r$  и углу  $\varphi$  цилиндрической системы координат  $(r, \varphi, z)$ :  $\rho, p, T$  – плотность, давление и температура газовой смеси соответственно, являющиеся функциями координаты  $z$ , направленной вдоль оси трубопровода, и времени  $t$ ;  $u(z, t)$  – скорость потока;  $e(z, t), \varepsilon(z, t)$  – массовые плотности полной и внутренней энергии газа соответственно;  $\lambda(k, R, Re)$  – коэффициент гидравлического сопротивления, где  $Re = \rho u^2 R / \mu$  – число Рейнольдса,  $R$  – внутренний радиус трубопровода,  $k = k_s / R$  – коэффициент относительной шероховатости ( $k_s$  – коэффициент эквивалентной равномерно-зернистой шероховатости внутренней поверхности трубопровода);  $\mu(\rho, T)$  – коэффициент динамической вязкости газовой смеси;  $g$  – модуль вектора ускорения силы тяжести;  $\zeta(z)$  – угол между осью трубопровода и направлением силы тяжести;  $q(z, t)$  – осредненное по углу значение радиальной составляющей вектора потока тепла на внутренней поверхности трубопровода, которое определяется из решения приведенной далее нестационарной задачи теплообмена между потоком газа и окружающей водой через многослойную боковую стенку трубопровода, которая может содержать и слой льда;  $T^*(z, t)$  – среднее по углу значение температуры окружающей воды на удалении от трубопровода в сечении  $z$ ;  $y(z, t)$  – толщина слоя льда на внешней поверхности трубопровода в сечении  $z$ ;  $\rho_i, \delta_i, \lambda_i, c_i$  – плотность, толщина, коэффициенты теплопроводности и удельной теплоемкости  $i$ -го слоя обшивки трубопровода соответственно. Соотношения (1)–(8) дополняются начальными и граничными условиями, соответствующими рассматриваемой задаче.

Для создания математической модели транспортировки газовой смеси по трубо-

проводу в системе (1)–(8) необходимо задать явные выражения для уравнения состояния (5), калорического уравнения (6), коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda(k, R, Re)$  (7), осредненного по углу значения радиальной составляющей вектора потока тепла  $q(z, t)$  (8) и входящей в нее толщины  $y(z, t)$  слоя льда на внешней поверхности трубопровода.

### Выбор уравнения состояния газовой смеси, модель термодинамических процессов

Авторами рассмотрены известные уравнения состояния, а именно: Пенга – Робинсона [6], Бенедикта – Вебба – Рубина [7], Бергло и Редлиха – Квонга [8]. Для модельного газопровода и смеси газов из 13 компонент с преобладанием метана проведен расчет основных характеристик потока в установившемся режиме с этими уравнениями состояния при давлениях на входе порядка 20 МПа и других параметрах, представляющих практический интерес [9]. В результате компьютерного эксперимента выяснено, что расчеты с использованием уравнений состояния Редлиха – Квонга и Пенга – Робинсона практически совпадают, кроме того, они дают наиболее пессимистический сценарий падения давления в потоке при прочих равных условиях.

На примере уравнения состояния Редлиха – Квонга

$$p = \frac{h\rho T}{1 - \rho\delta} - \frac{c\rho^2}{(1 + \rho\delta)\sqrt{T}}, \quad (9)$$

$$h = \frac{R_0}{M}; \quad M = \sum_1^n \eta_k m_k; \quad \sum_1^n \eta_k = 1;$$

$$\delta = \frac{\Omega_b R_0 T_k}{M p_k}; \quad c = \frac{\Omega_a R_0^2 T_k^{2.5}}{M^2 p_k},$$

где  $m_k, \eta_k$  – соответственно молярная масса и доля  $k$ -й составляющей заданной смеси газов из  $n$  компонент;  $\Omega_b, \Omega_a$  – известные константы [8];  $p_k, T_k$  – критические давление и температура смеси газов заданного химического состава;  $R_0$  – универсальная газовая постоянная;  $M$  – молярная масса газовой смеси. Рассчитаны все термодинамические характеристики газовой смеси [10], а именно получены следующие соотношения:

$$c_v(\rho, T) = \bar{c}_v + \frac{3}{4} \frac{c}{T^{3/2} \delta} \ln(1 + \rho\delta);$$

$$\varepsilon(\rho, T) = \bar{c}_v T - \frac{3}{2} \frac{c}{T^{1/2} \delta} \ln(1 + \rho\delta), \quad (10)$$

где  $c_v$  – коэффициент удельной теплоемкости смеси при постоянном объеме;  $\hat{c}_v$  – коэффициент удельной теплоемкости идеального газа того же химического состава при постоянном объеме. Кроме того, рассчитаны: коэффициент удельной теплоемкости смеси при постоянном давлении  $c_p$ , показатель адиабаты  $c_p/c_v$ ,

изотермическая  $a_* = \sqrt{\left(\frac{\partial p}{\partial \rho}\right)_T}$  и адиабатическая  $c_* = a_* \sqrt{\frac{c_p}{c_v}}$  скорости звука. Величина  $c_*$  используется при выборе допустимого шага по времени при численном решении системы уравнений модели.

Правильный выбор уравнения состояния и коэффициентов в уравнении состояния во многом определяют адекватность математической модели, этот выбор должен основываться на надежном экспериментальном материале, полученном для газовой смеси исследуемого состава в характерном для рассматриваемой задачи диапазоне изменений температур и давлений.

Во многих зарубежных работах эти данные являются коммерческой тайной. Выбор уравнения состояния Редлиха – Квонга и его параметров ( $h$ ,  $M$ ,  $\delta$ ,  $c$ ) в данном случае носит иллюстративный характер, методика расчета термодинамических характеристик легко обобщается на другие уравнения состояния.

### Расчет коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda$

Один из подходов к расчету  $\lambda$  заключается в его определении для каждого сечения трубопровода по некоторому полуэмпирическому закону. На сегодняшний день предложено много полуэмпирических законов зависимости  $\lambda$  от  $k$ ,  $R$ ,  $Re$ . Из них наиболее популярны следующие:

- Коулбрука – Уайта [11]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left( \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{k_s}{7,4R} \right); \quad (11)$$

- Хааланда [12], входящая в ПК OLGA:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \lg \left( \left( \frac{k_s}{3,75D} \right)^{1,11} + \left( \frac{6,9}{Re} \right) \right),$$

где  $D$  – диаметр трубы;

- рекомендованная Американской газовой ассоциацией [13]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left( \frac{k_s}{3,71D} \right);$$

- рекомендованная ООО «Газпром ВНИИГАЗ»<sup>1</sup>:

$$\lambda = 0,067 \left( \frac{2k_s}{D} + \frac{158}{Re} \right)^{0,2}.$$

В дальнейших расчетах использовался популярный закон Коулбрука – Уайта, так как отсутствие экспериментальных данных не позволяло обоснованно выбрать тот или иной полуэмпирический закон. Для учета зависимости динамической вязкости  $\mu$  от температуры, плотности и молярной массы газовой смеси использовалась полуэмпирическая зависимость Ли – Гонсалеса – Икина [14]:

$$\mu(\rho, T) = K \exp \left( X \left( \frac{\rho(z, t)}{1000} \right)^{(2,4-0,2X)} \right),$$

где

$$K = \frac{(9,4 + 0,02M) \left( \frac{9T(z, t)}{5} \right)^{1,5}}{209 + 19M + \frac{9T(z, t)}{5}},$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{5} \frac{1}{9T(z, t)} + 0,01M.$$

Выбор той или иной полуэмпирической зависимости для  $\mu$  не имеет решающего значения в случае больших значений чисел Рейнольдса  $Re$ , поскольку для больших чисел Рейнольдса влияние точности определения  $\mu$  на расчет гидравлических потерь при транспортировке природного газа невелико [15]. Ранее приведены примеры, иллюстрирующие необходимость учета зависимости  $\lambda$  от  $k$ ,  $\rho(z, t)$  и  $T(z, t)$  потока [16]. Этот учет можно провести по одному из перечисленных выше законов изменения  $\lambda(k, R, Re(\rho, T))$ , однако их универсальность остается вопросом открытым.

### Задача идентификации $\lambda$ и $\beta$

Поток тепла  $q(z, t)$ , входящий в уравнение (3), можно представить в виде:  $q(z, t) = \beta(T^*(z, t) - T(z, t))$ , здесь  $\beta$  – суммарный коэффициент теплообмена, зависящий от теплофизических и геометрических параметров обшивки трубопровода и от условий его обтекания.

Алгоритм решения задачи идентификации трудно определяемых параметров

<sup>1</sup> См. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов / введ. в действ. 03.07.2006. – М.: Полиграфия, 2006. – 196 с.

модели, таких как  $\lambda$  и суммарный коэффициент теплообмена  $\beta$ , основан на методе Беллмана квазилинеаризации нелинейных краевых задач (подробнее см., например, [17]). Априорные оценки и проведенные авторами численные расчеты свидетельствуют, что в широком диапазоне изменений условий транспортировки газа существуют участки трубопровода, на которых  $\lambda$  и  $\beta$  допустимо считать постоянными. Процедура идентификации  $\lambda$  и  $\beta$  по экспериментальным данным для одного участка [17], реализованная в ПК PIGTM, позволяет рассчитать как величины  $\lambda$  и  $\beta$ , так и необходимую точность задания экспериментальных данных о значениях температуры и плотности газа на выходе из рассматриваемого участка газопровода. Методика процедуры идентификации  $\lambda$  и  $\beta$  обобщается на произвольное число участков газопровода, удовлетворяющих условию постоянства  $\lambda$  и  $\beta$  [16]. Это позволяет при наличии соответствующих экспериментальных данных определять значения искомых параметров  $\lambda$  и  $\beta$  на разных участках газопровода и тем самым обеспечить адекватность модели для рассматриваемого конкретного газопровода.

Математическая модель теплообмена потока газа с окружающей средой через многослойную стенку трубопровода представлена на примере двухслойной боковой стенки трубопровода (из стали и бетона), обобщение на большее число слоев не вызывает затруднений. При сверхвысоких давлениях (более 20 МПа) для потока газа характерны большие числа Рейнольдса:  $Re \approx 10^8$ . Интенсивность турбулентных пульсаций в потоке приводит к тому, что в радиальном направлении лимитирующей стадией теплообмена с внешней средой является теплопроводность через многослойную стенку трубопровода. В рамках одномерной постановки теплообмен с окружающей средой учитывается интегрально [11]. В правую часть уравнения энергии (3) вводится слагаемое  $2q(z, t)/R$ , имеющее размерность мощности объемного источника (стока) внутренней энергии; оно выражается через  $q(z, t)$  – осредненную по углу радиальную составляющую вектора потока тепла на внутренней стенке трубопровода в сечении  $z$ .

Тепловые условия на внешней поверхности трубопровода на расстояниях порядка  $R$  допустимо считать неизменными по  $z$  и  $t$ . Дополнительный пульсационный перенос

внутренней энергии газа в направлении оси  $z$  пренебрежимо мал по сравнению с конвективным переносом внутренней энергии в этом направлении, поэтому допустимо считать, что  $q(z, t)$  зависит от  $z$  и  $t$  параметрически через зависимости от  $z$  и  $t$  температуры газа и внешних условий. Для осесимметричных задач  $q(z, t)$  определяется из решения нестационарных одномерных уравнений теплопроводности в областях многослойной боковой стенки трубопровода и в области эффективного теплового пограничного слоя воды при соответствующих начальных и граничных условиях вплоть до момента возникновения льда. Для установившихся режимов этот подход, а также оценки толщины эффективного теплового пограничного слоя воды рассмотрены ранее [11].

### Нестационарная одномерная модель теплообмена потока газа с окружающей водой при отсутствии слоя льда

$$\frac{\partial T_1}{\partial t} = a_1 \Lambda(T_1), r \in (R, R_1), t > t_0; \quad (12)$$

$$t = t_0, T_1(r) = T_1^0(r); \quad (13)$$

$$t > t_0, r = R: -\alpha_0(T(z, t) - T_1) = \lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r}; \quad (14)$$

$$r = R_1: T_2 = T_1, \lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} = \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r}; \quad (15)$$

$$\frac{\partial T_2}{\partial t} = a_2 \Lambda(T_2), r \in (R_1, R_2), t > t_0; \quad (16)$$

$$t = t_0, T_2(r) = T_2^0(r); \quad (17)$$

$$t > t_0, r = R_2: T_2 = T_4; \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} = \lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r}; \quad (18)$$

$$\frac{\partial T_4}{\partial t} = a_4 \Lambda(T_4), r \in (R_2, R_2 + \delta_*), t > t_0; \quad (19)$$

$$t = t_0, T_4(r) = T_4^0(r); \quad (20)$$

$$t > t_0, r = R_2 + \delta_*: T_4 = T^*(z, t), \quad (21)$$

где  $\Lambda = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial}{\partial r} \right)$  – одномерный оператор

Лапласа в цилиндрической системе координат  $(r, \varphi, z)$ ;  $a_i = \lambda_i / (\rho_i c_i)$  – коэффициент температуропроводности  $i$ -го слоя;  $\delta_1, \delta_2$  – толщины 1-го и 2-го слоев обшивки трубопровода соответственно;  $R_1 = R + \delta_1, R_2 = R_1 + \delta_2$  ( $R_2$  – внешний радиус трубопровода);  $\delta_*$  – толщина

эффективного теплового пограничного слоя воды;  $T^*(z, t)$  – температура морской воды на удалении от газопровода в сечении  $z$  в момент времени  $t$ ;  $\rho_i, \lambda_i, c_i, T_i^0(r)$  – плотность, коэффициенты теплопроводности и удельной теплоемкости и начальное распределение температуры в  $i$ -й области соответственно,  $i \in \{1; 2; 4\}$  (индексы отвечают:  $i = 1, i = 2$  – соответственно областям 1-го и 2-го слоев обшивки;  $i = 4$  – области эффективного теплового пограничного слоя воды;  $i = 3$  зарезервирован для области возможного слоя льда);  $T_i = T_i(r, t)$  – распределение температуры в  $i$ -й области;  $t_0$  – начальный момент времени.

Уравнения (12), (16) – одномерные линейные уравнения теплопроводности в 1-м и 2-м слоях боковой поверхности. В пределах теплового пограничного слоя воды передача тепла моделируется линейным уравнением теплопроводности (19). Величина  $\delta_*$  зависит от многих факторов, в частности от донных течений (оценка  $\delta_*$  в установившихся режимах приведена ранее [11]). Достоверная информация о значении  $\delta_*$  в реальной задаче может быть получена на основе идентификации параметров модели  $\lambda$  и  $\beta$  [17], расчет  $\delta_*$  по найденному значению  $\beta$  представлен ранее [9].

Если трубопровод заглублен в грунт, для расчета среднего теплового потока от окружающей среды на поверхность трубопровода необходимо решать двухмерную задачу теплопроводности, в которой температура является функцией радиуса и угла и зависит параметрически от  $z$ . Решение двухмерной задачи теплообмена выходит за рамки настоящей статьи.

Система (12)–(21) позволяет найти величину  $q$ , входящую в уравнение энергии (3):

$$q = \lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r}.$$

Строго учесть отсутствие осевой симметрии процессов теплообмена в рамках одномерной модели можно только в результате осреднения по углу предварительно найденного решения соответствующей *двухмерной задачи теплообмена*. Приближенно это можно сделать в рамках одномерной модели (12)–(21) за счет выбора эффективного параметра  $\delta_*$ , при этом величину  $\delta_*$  надежнее всего определять по экспериментальным данным с помощью процедуры идентификации  $\lambda$  и  $\beta$  [16, 17] и последующего расчета  $\delta_*$  по  $\beta$ .

Модель (12)–(21) предполагает отсутствие слоя льда на внешней поверхности трубопровода. Образование льда происходит в моменты времени  $t > \hat{t}$ , когда выполняются условия:

$$\begin{aligned} T_2(R_2, t) &\leq T_*; \\ \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big|_{R_2} &> \lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} \Big|_{R_2}, \end{aligned} \quad (22)$$

где  $T_*$  – температура фазового перехода «морская вода – лед».

### Нестационарная одномерная модель теплообмена потока газа с окружающей водой при наличии нарастающего слоя льда

Уравнения (12) и (16) для моментов времени  $t > \hat{t}$  имеют прежний вид. Начальными условиями (13), (17) служат распределения температур в 1-м и 2-м слоях в момент времени  $\hat{t}$ , найденные из решения системы (12)–(21). Остальные уравнения и условия записываются в следующем виде:

$$t > \hat{t}, r = R_2 : T_2 = T_3, \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} = \lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r}; \quad (23)$$

$$\frac{\partial T_3}{\partial t} = a_3 \Lambda(T_3), r \in (R_2, R_2 + y(t)), t > \hat{t}; \quad (24)$$

$$t > \hat{t}, r = R_2 + y(t) : T_3 = T_*; \quad (25)$$

$$\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} - q_w = \gamma \rho_3 \frac{dy}{dt}; q_w = q_4 + \alpha \frac{dy}{dt}; \quad (26)$$

$$y|_{\hat{t}} = y_0, \quad (27)$$

(24) – одномерное линейное уравнение теплопроводности в слое льда, индекс  $i = 3$  соответствует области льда; (25) – условие неизменности температуры на границе фазового перехода; (26) – модифицированное уравнение Стефана. Здесь:  $a_3 = \lambda_3 \rho_3^{-1} c_3^{-1}$  – коэффициент температуропроводности морского льда (где  $\rho_3, \lambda_3, c_3$  – плотность, коэффициенты теплопроводности и удельной теплоемкости морского льда соответственно);  $\gamma$  – удельная теплота плавления морского льда;  $T_3(r, t)$  – температура в слое льда;  $y = y(t)$  – толщина слоя льда на боковой поверхности трубопровода, которая параметрически зависит от  $z$ ;  $q_4$  – осредненная по углу радиальная составляющая вектора потока тепла от воды к фронту оледенения;  $q_w$  – суммарный поток тепла от воды к фронту оледенения;  $\alpha \frac{dy}{dt}$  – дополнительный осредненный

осредненный

по углу приток тепла к фронту оледенения;  $r = R + y(t)$  – координата фронта оледенения;  $y_0$  – толщина слоя льда в момент времени  $\hat{t}$ .

В отличие от пресной воды, в соленой морской воде при нарастании льда происходит приток солей в слой воды, прилегающий к фронту замерзания, кроме того, теплота плавления  $\gamma$  и температура фазового перехода становятся сложными функциями солёности морского льда и его температуры [18]. Все это приводит к искажению динамики оледенения, которая имела бы место в пресной воде. Суммарный эффект выражается в замедлении процесса оледенения. В настоящей работе эти эффекты учитываются введением в уравнение Стефана дополнительного притока тепла к фронту оледенения. В модели принята его линейная зависимость от скорости нарастания льда. Суммарный поток тепла  $q_w$  полагается равным сумме потока тепла от воды  $q_4$ , который был бы при отсутствии этого эффекта,

и дополнительного потока тепла  $\alpha \frac{dy}{dt}$ . Здесь

$\alpha$  измеряется в джоулях на метр кубический. В пресной воде  $\alpha = 0$ . Коэффициент  $\alpha$  является *эффективным* параметром модели. Выбор  $\alpha$  и остальных параметров нарастающего морского льда представляет собой самостоятельную непростую задачу, для решения которой необходимо наличие экспериментальных данных.

Для одномерной однофазной задачи Стефана (24)–(27) решение существует и единственно. Если при выбранных значении  $\alpha$  и наборе параметров льда рассчитанное по модели решение совпадает с экспериментальными данными, то в силу единственности решения можно считать этот выбор параметров удовлетворительным.

Модифицированное условие Стефана (26) выражает баланс между потоками тепла на фронте оледенения и количеством тепла, выделяющимся при образовании морского льда. Величины  $\rho_3$ ,  $\lambda_3$ ,  $c_3$ ,  $T_*$ ,  $\gamma$ ,  $\alpha$  в приведенной модели считаются постоянными. Если диапазон изменения отрицательных температур газа в потоке большой (более 10 °С), может возникнуть необходимость в учете зависимостей этих величин от температуры и солёности образующегося морского льда [18, 19]. Методика выбора согласованного набора теплофизических параметров нарастающего морского льда и параметра  $\alpha$  изложена ранее [20]. Эффективность предложенной

методики проверялась в расчетах скорости оледенения поверхностей в соленой воде по экспериментальным данным, любезно предоставленным К.Е. Сазоновым, начальником лаборатории «Морской ледотехники» ФГУП «Крыловский государственный научный центр». Нелинейная система уравнений (12)–(17), (23)–(27) решалась численно известным методом ловли фронта в узел сетки [21]. Алгоритм численного решения задач оледенения поверхностей в соленой морской воде оформлен в виде ПК «ЛЁД» [20]. Обобщение модели теплообмена и оледенения на процессы таяния образовавшегося слоя льда при изменении внешних условий представлено ранее [22].

### Одномерная модель неустановившегося неизотермического течения газовой смеси и оледенения морских трубопроводов на арктическом шельфе

Эта модель состоит из уравнений (1)–(4), уравнения состояния (9), calorического уравнения (10), полуэмпирического уравнения Коулбрука – Уайта (11) и одного из блоков расчета величины  $q$ . При отсутствии оледенения в этот блок входят соотношения (12)–(21), при наличии оледенения – соотношения (12)–(17), (23)–(27). Модель дополняется начальными и граничными условиями.

Сравнительный анализ известных численных методов решения одномерных задач газовой динамики привел к выбору для численного решения системы уравнений модели модифицированной явной двухшаговой схемы Лакса – Вендроффа, которая оказалась предпочтительнее других как с точки зрения скорости счета, так и с точки зрения простоты реализации. Этот алгоритм численного решения системы уравнений модели транспортировки газовой смеси и оледенения морских трубопроводов в соленой морской воде оформлен в виде ПК SGPITM [9]. В программу SGPITM входит учет зависимости  $\lambda(k, R, Re(\rho, T))$ . Для выбора параметров модели, теоретический расчет которых затруднителен, предлагается использовать ПК PIGTM идентификации параметров [17]. При наличии экспериментальных данных о давлении и температуре газа в ряде сечений трубопровода с использованием ПК PIGTM можно рассчитать значения  $\lambda$  и суммарного коэффициента  $\beta$  теплообмена потока газа с окружающей водой вдоль трассы прокладки трубопровода в реальных условиях.

### Пример расчета тестового варианта транспортировки смеси газов с преобладанием метана по морскому трубопроводу

В тестовом варианте на входе в трубопровод задавались неизменные во времени давление  $p(0, t) = 17,2$  МПа и температура  $T(0, t) = 303,15$  К (40 °С) газовой смеси, трасса считалась горизонтальной, тепловые условия вдоль трассы – неизменными. Тестовый вариант выбран с заниженным значением давления  $p(0, t)$  на входе с целью наглядной демонстрации динамики оледенения. Для этого варианта исследовалась возможность всплытия трубопровода в результате его оледенения [23]. На выходе из трубопровода задавался закон изменения удельного расхода газа  $w_*(t) = \rho(l, t) \cdot u(l, t)$ , соответствующий увеличению отбора газа и выходу на новый установившийся режим ( $l$  – длина трубопровода). Поведение безразмерного удельного расхода  $w_*(t)$  в этой задаче представлено на рис. 1.

В тестовом варианте в качестве начальных данных для  $\rho(z)$ ,  $T(z)$ ,  $u(z)$ ,  $y(z)$  приняты характеристики установившегося течения, расчет которых, включая расчет слоя льда, проведен по методике, подробно изложенной в книге «Модели морских газопроводов» [11]:

$$t_0 = 0: \rho u = \text{const} = \frac{Q}{\pi R^2}, \rho(z) = \rho_0(z);$$

$$T(z) = T_0(z); y = y_0(z),$$

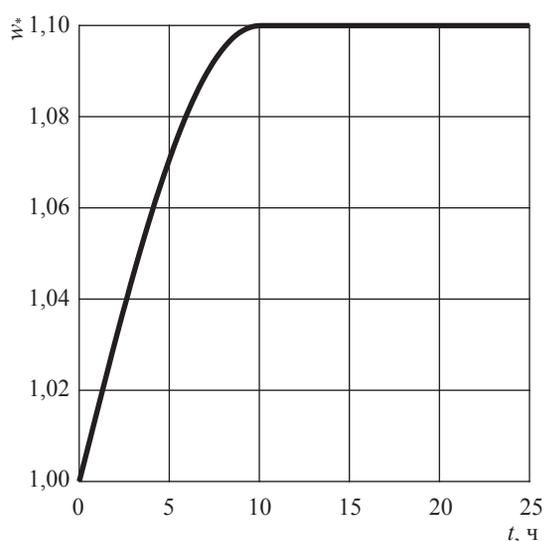


Рис. 1. Закон изменения расхода газа на выходе из трубопровода

где  $Q$  – массовый расход газа. Приняты следующие параметры конструкции модельного трубопровода, транспортировки и внешних условий:  $R = 0,5$  м;  $l = 450$  км;  $Q = 570$  кг/с;  $\hat{c}_v = 1712,25$  Дж·кг<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>;  $T^* = 272,15$  К (-1 °С);  $T_s = 271,236$  К (-1,91 °С);  $k_s = 3 \cdot 10^{-5}$  м;  $\gamma = 297700$  Дж·кг<sup>-1</sup>;  $\alpha_0 = \text{Вт} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{К}^{-1}$ ;  $\delta_1 = 0,04$  м;  $\lambda_1 = 24$  Вт·м<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>;  $c_1 = 573,25$  Дж·кг<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>;  $\rho_1 = 7850$  кг·м<sup>-3</sup>;  $\delta_2 = 0,12$  м;  $\lambda_2 = 17$  Вт·м<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>;  $c_2 = 924$  Дж·кг<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>;  $\rho_2 = 2300$  кг·м<sup>-3</sup>;  $S = 35$  ‰;  $\lambda_3 = 2,0$  Вт·м<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>;  $c_3 = 2300$  Дж·кг<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>;  $\rho_3 = 935$  кг·м<sup>-3</sup>;  $\delta_s = 0,012$  м;  $\lambda_4 = 0,6$  Вт·м<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>;  $c_4 = 3898$  Дж·кг<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>;  $\rho_4 = 1025$  кг·м<sup>-3</sup>. Константы в уравнении состояния Редлиха – Квонга для смеси газов из 13 компонент с преобладанием метана:  $h = 496,631$  м<sup>2</sup>·с<sup>-2</sup>·К<sup>-1</sup>;  $c = 12019,554$  м<sup>5</sup>·К<sup>0,5</sup>·кг<sup>-1</sup>·с<sup>-2</sup>;  $\delta = 0,001816$  м<sup>3</sup>·кг<sup>-1</sup>. Коэффициент гидравлического сопротивления определялся из закона Коулбрука – Уайта (11) для текущих значений  $\rho$  и  $T$ .

В качестве примера на рис. 2, 3 представлены результаты расчетов изменения давления  $p(z, t)$ , МПа, и температуры  $T(z, t)$ , К, газовой смеси вдоль трассы на пятые сутки работы трубопровода.

На рис. 4 представлена динамика нарастания льда на внешней поверхности трубопровода в течение первых 5 сут его работы. По оси абсцисс отложена координата  $z$ , км, по оси ординат – толщины  $y$ , см, слоя льда в разные моменты времени. Расчетные кривые (см. рис. 4) показывают, что зона оледенения модельного трубопровода за первые 5 сут расширилась

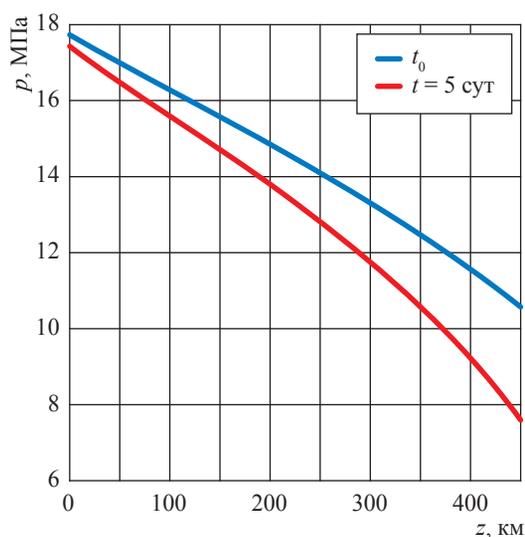


Рис. 2. Изменение давления  $p(z, t)$  газовой смеси вдоль трубопровода

по сравнению с зоной оледенения в установившемся режиме и достигла сечения  $z_* \approx 330$  км, а максимальная толщина наростшего льда составила 2,5 см.

\*\*\*

В работе представлена одномерная нестационарная неизотермическая модель течения смеси газов при сверхвысоких давлениях

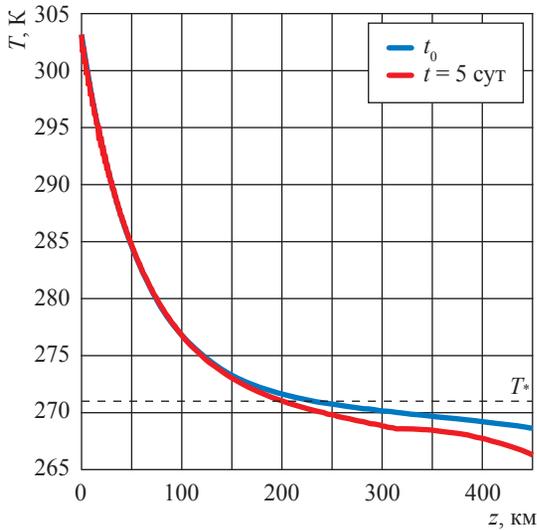


Рис. 3. Изменение температуры  $T(z, t)$  газовой смеси вдоль трубопровода

по протяженным трубопроводам в северных морях, в которых возможно оледенение внешней поверхности трубопровода при возникновении отрицательных температур в потоке газа. Модель включает в себя нестационарную одномерную модель теплообмена с окружающей средой, учитывающую динамику оледенения в соленой морской воде. Алгоритм численного решения общей системы уравнений модели оформлен в виде ПК SGPITM, который позволяет рассчитать все характеристики потока газа, транспортируемого по морскому трубопроводу, а также динамику оледенения внешней поверхности трубопровода.

Приведен пример расчета варианта транспортировки смеси газов с преобладанием метана по модельному морскому трубопроводу при температурах, характерных для Баренцева моря.

В состав ПК SGPITM входит ПК «ЛЁД», представляющий самостоятельный интерес для расчета оледенения подводных конструкций в северных морях. Программные комплексы SGPITM и «ЛЁД» позволяют на стадии технико-экономического обоснования проектируемых морских трубопроводов исследовать влияние на характеристики течения варианта прокладки трассы, вариантов конструкций трубопровода и вариантов режимов транспортировки газа.

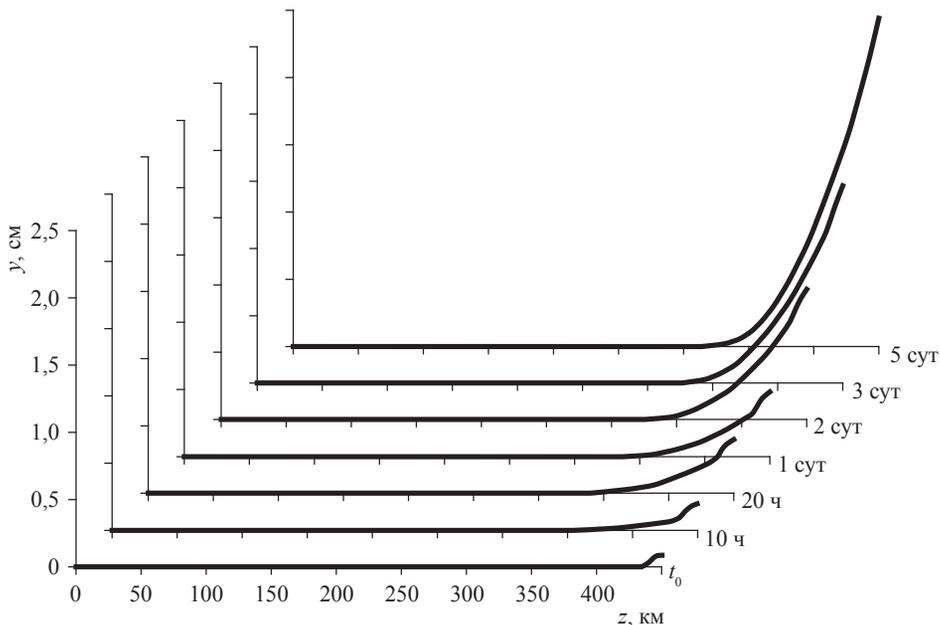


Рис. 4. Динамика нарастания льда на внешней поверхности трубопровода в течение первых 5 сут

## Список литературы

- Бурганов А. Эксплуатация и ремонт морских трубопроводов / А. Бурганов, В. Лебедев, Д. Силин и др. // Деловой журнал Neftegaz.ru [электрон. ресурс]. – 2014. – № 11–12. – С. 28–35.
- Васильев О.Ф. Неизотермическое течение газа в трубах / О.Ф. Васильев, Э.А. Бондарев, А.Ф. Воеводин и др. – Новосибирск: Наука СО, 1978. – 128 с.
- Селезнев В.Е. Численный анализ и оптимизация газодинамических режимов транспорта природного газа / В.Е. Селезнев, Г.С. Клишин, В.В. Алешин и др. – М.: УРСС, 2003. – 223 с.
- Зубов В.И. Нестационарные газодинамические процессы в газопроводе на подводном переходе через Черное море / В.И. Зубов, В.Н. Котеров, В.М. Кривцов и др. // Математическое моделирование. – 2001. – Т. 13. – № 4. – С. 58–70.
- Медведев Д.А. Моделирование намерзания льда на подводной трубе газопровода / Д.А. Медведев, А.П. Ершов // Вестник НГУ. Серия: Математика, механика, информатика. – 2013. – Т. 13. – Вып. 4. – С. 96–101.
- Peng D.Y. A new two-constant equation of state / D.Y. Peng, D.B. Robinson // Ind. Eng. Chem. Fundam. – 1976. – Т. 15. – С. 59–64.
- Benedict M. An empirical equation for thermodynamic properties of light hydrocarbons and their mixtures. II: Mixtures of methane, ethane, propane and n-butane / M. Benedict, G.B. Webb, L.C. Rubin // Journal of Chemical Physics. – 1942. – С. 10. – № 12. – С. 747–758.
- Рид Р. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд; пер. с англ. под ред. Б.И. Соколова. – 3-е изд., переработ. и дополн. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
- Ермолаева Н.Н. Математическое моделирование нестационарных неизотермических процессов в движущихся многофазных средах: дис. ... д-ра физ.-мат. наук / Н.Н. Ермолаева. – СПб.: СПбГУ, 2017.
- Kurbatova G.I. The mathematical models of gas transmission at hyper-pressure / G.I. Kurbatova, N.N. Ermolaeva // Applied Mathematical Sciences. – 2014. – Т. 8. – № 124. – С. 6191–6203.
- Курбатова Г.И. Модели морских газопроводов / Г.И. Курбатова, Е.А. Попова, Б.В. Филиппов и др. – СПб.: СПбГУ, 2005. – 156 с.
- Haaland S. Simple and explicit formulas for the friction factor in turbulent pipe flow / S. Haaland // J. Fluids Engineering. – 1983. – Т. 105. – С. 89–90.
- Сулейманов В.А. Рекомендации по проведению термогидравлических расчетов протяженных морских газопроводов / В.А. Сулейманов, Е.А. Караванова // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14). – С. 192–199.
- Lee A.L. The viscosity of natural gases / A.L. Lee, M.H. Gonzalez, B.E. Eakin // Journal of Petroleum Technology. – 1966. – Т. 18. – № 8. – С. 997–1000.
- Сулейманов В.А. О влиянии молекулярной вязкости на трубную гидравлику природных газов / В.А. Сулейманов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 35–40.
- Курбатова Г.И. Анализ чувствительности модели транспортировки газа по морским газопроводам к изменениям параметров модели / Г.И. Курбатова, Н.Н. Ермолаева // Вестник Санкт-Петербургского университета. Прикладная математика. Информатика. Процессы управления. – 2019. – Т. 14. – Вып. 1. – С. 47–61.
- Ермолаева Н.Н. Параметрическая идентификация модели установившегося неизотермического течения газа по морскому газопроводу / Н.Н. Ермолаева, Г.И. Курбатова // Морские интеллектуальные технологии. – 2017. – Т. 1. – № 1 (35). – С. 8–13.
- Доронин Ю.П. Морской лед / Ю.П. Доронин, Д.Е. Хейсин. – Л.: Гидрометеоздат, 1975. – 320 с.
- Сазонов К.Е. Материаловедение. Свойства материалов. Методы испытаний. Лед и снег: учеб. пособие / К.Е. Сазонов. – СПб.: РГТМУ, 2007. – 195 с.
- Ермолаева Н.Н. Нестационарная модель нарастания морского льда / Н.Н. Ермолаева, Г.И. Курбатова // Вестник Санкт-Петербургского университета технологии и дизайна. Серия 1: Естественные и технические науки. – 2017. – № 1. – С. 3–8.
- Васильев Ф.П. О методе конечных разностей для решения однофазной задачи Стефана / Ф.П. Васильев // Журнал вычислительной математики и математической физики. – 1963. – Т. 3. – № 5. – С. 861–873.

22. Курбатова Г.И. Модели оледенения и оттаивания внешней поверхности морского газопровода в северных морях / Г.И. Курбатова, Н.Н. Ермолаева, Б.Я. Никитчук // Математическое моделирование. – 2019. – Т. 31. – № 5. – С. 3–19.
23. Malkov V. Analysis of the strength of sea gas pipelines of positive buoyancy conditioned by glaciation / V. Malkov, G. Kurbatova, N. Ermolaeva et al. // AIP Conference Proceedings. – 2018. – 1959(1):050019. – doi: 10.1063/1.5034647.

## Software systems for computation of the gas transportation parameters and offshore pipelines glaciation on the arctic shelf

G.I. Kurbatova<sup>1</sup>, N.N. Ermolaeva<sup>\*</sup>

<sup>1</sup> St. Petersburg State University, Bld. 35, Universitetskiy prospect, Peterhof, St. Petersburg, 198504, Russian Federation

<sup>\*</sup> E-mail: n.ermolaeva@spbu.ru

**Abstract.** The specificity of the offshore pipelines modeling on the Arctic shelf relates to the low ambient temperature close to the freezing temperature. For example, the water temperature of the Barents Sea at the depths of about 50 meters goes down to  $-1,9$  Celsius in some areas, while the freezing temperature for the salt water of the Barents Sea (with salinity of approximately 35 ‰) is about  $-1,914$  Celsius. This leads to possible glaciation of the subsea structures. Gas pumping through long pipelines requires high inlet pressures. The authors have developed the mathematical models and appropriate software systems, taking into account these features. In the present paper the one-dimensional mathematical model of unsteady nonisothermal flow of a gas mixture in the hyper-pressure pipelines in northern seas and the effective numerical algorithms for calculation using the developed model are proposed. These algorithms have been realized as software packages. The mathematical model includes a model of pipeline glaciation dynamics. The developed software packages make it possible to compute the unsteady flow characteristics as well as to find the thermophysical characteristics of growing sea ice on the outer surface of a pipeline. The paper presents examples of calculating the temperature, pressure of nonisothermal unsteady flow, as well as the thickness of the sea ice layer on the outer surface of the pipeline using the parameters that are interesting for practical design of the offshore pipelines in the Barents Sea.

**Keywords:** Arctic shelf, extended offshore gas pipeline, sea ice, glaciation, Barents Sea, mathematical model, unsteady anizothermic flow, numerical algorithm, program complex.

### References

- BURGANOV, A., V. LEBEDEV, D. SILIN et al. Maintenance and repair of the offshore pipelines [Ekspluatatsiya i remont morskikh truboprovodov]. *Delovoy Zhurnal Neftegaz.Ru* [online]. 2014, no. 11–12, pp. 28–35. ISSN 2410-3837. (Russ.).
- VASILYEV, O.F., E.A. BONDAREV, A.F. VOYEVODIN et al. *Non-isothermal gas flow in the pipes* [Neizotermicheskoye techeniye gaza v trubakh]. Novosibirsk: Nauka, Siberian branch, 1978. (Russ.).
- SELEZNEV, V.Ye., G.S. KLISHIN, V.V. ALESHIN et al. *Numerical analysis and optimization of gas-dynamic modes of natural gas transportation* [Chislennyy analiz i optimizatsiya gazodinamicheskikh rezhimov transporta prirodnogo gaza]. Moscow: URSS, 2003. (Russ.).
- ZUBOV, V.I., V.N. KOTEROV, V.M. KRIVTSOV et al. Unsteady gas dynamic phenomena in the pipeline through the Black sea [Nestatsionarnyye gazodinamicheskiye protsessy na podvodnom perekhode cherez Chernoye more]. *Matematicheskoye Modelirovaniye*. 2001, vol. 13, is. 4, pp. 58–70. ISSN 0234-0879. (Russ.).
- MEDVEDEV, D.A., A.P. YERSHOV. Simulation of ice freezing on the underwater pipe of the gas pipeline [Modelirovaniye namerzaniya lida na podvodnoy trube gazoprovoda]. *Vestnik Novosibirskogo Gosudarstvennogo Universiteta. Series: Mathematics, Mechanics, Informatics*. 2013, vol. 13, is. 4, pp. 96–101. ISSN 1818-7897. (Russ.).
- PENG, D.Y., D.B. ROBINSON. A new two-constant equation of state. *Ind. Eng. Chem. Fundam.* 1976, vol. 15, pp. 59–64. ISSN 0196-4313.
- BENEDICT, M., G.B. WEBB, L.C. RUBIN. An empirical equation for thermodynamic properties of light hydrocarbons and their mixtures. II: Mixtures of methane, ethane, propane and n-butane. *Journal of Chemical Physics*. 1942, vol. 10, no. 12, pp. 747–758. ISSN 0021-9606.
- REID, R.C., J.M. PRAUSNITZ, T.K. SHERWOOD. *Properties of gases and liquids* [Svoystva gazov i zhidkostey]. Translated from English; B.I. SOKOLOV (ed.). 3<sup>rd</sup> ed. Leningrad: Khimiya, 1982. (Russ.).
- ERMOLAeva, N.N. *Mathematical modeling of non-stationary non-isothermal processes in moving multiphase media* [Matematicheskoye modelirovaniye nestatsionarnykh neizotermicheskikh protsessov v dvizhushchikhsya mnogofaznykh sredakh]. Dr. thesis (Physics and math.). St. Petersburg State University. St. Petersburg, 2017. (Russ.).

10. KURBATOVA, G.I., N.N. ERMOLAEVA. The mathematical models of gas transmission at hyper-pressure. *Applied Mathematical Sciences*. 2014, vol. 8, no. 124, pp. 6191–6203. ISSN 1312-885X.
11. KURBATOVA, G.I., Ye.A. POPOVA, B.V. FILIPPOV at al. *Models of sea gas-pipelines* [Modeli morskikh gazoprovodov]. St. Petersburg: Saint Petersburg State University, 2005. (Russ.).
12. HAALAND, S. Simple and explicit formulas for the friction factor in turbulent pipe flow. *J. Fluids Engineering*. 1983, vol. 105, pp. 89–90. ISSN 0098-2202.
13. SULEYMANOV, V.A., Ye.A. KARAVANOVA. Recommendations for thermal and hydraulic calculations for extended sea pipelines [Rekomendatsii po provedeniyu termogidravlicheskikh raschetov protyazhennykh morskikh gazoprovodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 192–199. ISSN 2306-8949. (Russ.).
14. LEE A.L., M.H. GONZALEZ, B.E. EAKIN. The viscosity of natural gases. *Journal of Petroleum Technology*. 1966, vol. 18, no. 8, pp. 997–1000. ISSN 0149-2136.
15. SULEYMANOV, V.A. Case of molecular viscosity effect upon the tubular hydraulics of natural gases [O vliyaniy molekulyarnoy vyazkosti na trubnyuyu gidravliku prirodnykh gazov]. *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. 35–40. ISSN 2306-9849. (Russ.).
16. KURBATOVA, G.I., N.N. ERMOLAEVA. Sensitivity analysis of the gas transmission offshore pipeline model to variations of the model parameters [Analiz chuvstvitelnosti modeli transportirovki gaza po morskim gazoprovodam k izmeneniyam parametrov modeli]. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo Universiteta. Prikladnaya Matematika. Informatika. Protsessy Upravleniya*. 2019, vol. 14, is. 1, pp. 47–61. ISSN 1811-9905. (Russ.).
17. KURBATOVA, G.I., N.N. ERMOLAEVA. Parametric identification of a model of steady non-isothermal gas flow through a sea gas pipeline [Parametricheskaya identifikatsiya modeli ustanovivshegosya neizotermicheskogo techeniya gaza po morskomu gazoprovodu]. *Morskiye Intellektualnyye Tekhnologii*. 2017, vol. 1, no. 1, pp. 8–14. ISSN 2073-7173. (Russ.).
18. DORONIN, Yu.P., D.Ye. HEYSIN. *Sea ice* [Morskoy led]. Leningrad: Gidrometeoizdat, 1975. (Russ.).
19. SAZONOV, K.Ye. *Materials science. Properties of materials. Test methods. Ice and snow* [Materialovedeniye. Svoystva materialov. Metody ispytaniy. Led i sneg]. St. Petersburg: Russian state Hydrometeorological University, 2007. (Russ.).
20. ERMOLAEVA, N.N., G.I. KURBATOVA. Unsteady model of sea ice growth [Nestatsionarnaya model' narastaniya morskogo lida]. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo Universiteta Tekhnologii i Dizayna. Series 1: Yestestvennyye i Tekhnicheskiye Nauki*. 2017, no. 1., pp. 3–8. ISSN 2079-8199. (Russ.).
21. VASILYEV, F.P. On the finite difference method for solving the single-phase Stefan problem [O metode konechnykh raznostey dlya resheniya odnofaznoy zadachi Stefana]. *Zhurnal Vychislitel'noy Matematiki i Matematicheskoy Fiziki*. 1963, vol. 3, no. 5, pp. 861–873. ISSN 0044-4669. (Russ.).
22. KURBATOVA, G.I., N.N., ERMOLAEVA, B.Ya. NIKITCHUK. Models of glaciation and thawing of the outer surface of the offshore gas pipeline in the northern seas [Modeli oledeniya i ottaivaniya vneshney poverkhnosti morskogo gazoprovoda v severnykh moryakh]. *Matematicheskoye Modelirovaniye*. 2019, vol. 31, no. 5, pp. 3–19. ISSN 0234-0879. (Russ.).
23. MALKOV, V., G.I. KURBATOVA, N.N. ERMOLAEVA et al. Analysis of the strength of sea gas pipelines of positive buoyancy conditioned by glaciation. In: *AIP Conference Proceedings*. 2018. 1959(1):050019; doi: 10.1063/1.5034647.

УДК 622.691.4

## Влияние водной фазы на режимы транспортировки газа с малым содержанием конденсата по протяженным морским трубопроводам

Н.А. Бузников<sup>1\*</sup>, В.А. Сулейманов<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>2</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

\* E-mail: N\_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Исследованы режимы двухфазной транспортировки газа с малым содержанием конденсата по протяженным морским трубопроводам, и выполнен анализ влияния присутствия воды в многофазном флюиде на рабочий диапазон эксплуатации трубопроводов. Основное технологическое ограничение для транспорта многофазных флюидов связано с возможностью образования жидкостных пробок при накоплении в трубопроводе значительных объемов жидкой фазы. Для обеспечения бесперебойности потока флюида необходимо, чтобы расход газа в трубопроводе превышал некоторое критическое значение, называемое минимальной допустимой производительностью. Анализ условий обеспечения бесперебойности потока многофазного флюида при наличии во флюиде воды и использовании различных ингибиторов гидратообразования проведен с использованием программного комплекса OLGA для двух морских трубопроводов с различными профилями трасс.

Для трубопровода с плавным подъемным профилем трассы минимальная допустимая производительность слабо зависит от присутствия воды в транспортируемом флюиде, а выбор ингибитора гидратообразования практически не влияет на рабочий диапазон безопасной эксплуатации трубопровода. Для трубопровода со сложным профилем с большим числом подъемных и нисходящих участков более надежным для обеспечения бесперебойности потока является транспорт двухфазного флюида, так как наличие даже небольшого количества воды в потоке приводит к существенному увеличению минимальной допустимой производительности. Для предотвращения гидратообразования в морском трубопроводе со сложным профилем применение метанола в качестве ингибитора является предпочтительным с точки зрения расширения диапазона безопасной эксплуатации трубопровода.

Использование технологии транспорта газа с малым содержанием конденсата в последние десятилетия получило широкое развитие при освоении морских газоконденсатных месторождений. Под малым содержанием жидких углеводородов в газовом потоке обычно подразумевают количество жидкой фазы, не превышающее 40 г в кубическом метре газа [1]. Один из типов обустройства морских газоконденсатных месторождений предусматривает установку платформы, на которой осуществляются сепарация газа и конденсата, их раздельная осушка и компримирование с последующим объединением потоков и подачей в морской трубопровод. При этом особое внимание должно быть уделено вопросам обеспечения бесперебойности потока в морских трубопроводах, связанным с необходимостью соблюдения ряда технологических ограничений [2]. К настоящему времени накоплен большой опыт эксплуатации трубопроводов различной протяженности, который подтверждает осуществимость эффективной транспортировки газа с малым содержанием конденсата [3].

Основное технологическое ограничение для двухфазного транспорта связано с возможностью образования жидкостных пробок при накоплении в трубопроводе значительных объемов жидкой фазы. Повышенное содержание жидкости в трубопроводе приводит к возрастанию гидравлических потерь и сопровождается колебаниями расхода газа и давления. Накопление жидкой фазы в трубопроводе может происходить как в начальный период освоения месторождения, так и на стадии падающей добычи при малых расходах газа. Расход газа, ниже которого трубопровод будет работать в режиме накопления жидкости, принято называть минимальной допустимой производительностью трубопровода.

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

Другим типом обустройства морского газоконденсатного месторождения является схема с полностью подводным обустройством, когда газ и конденсат совместно со свободной водой без какой-либо предварительной подготовки транспортируются по морскому трубопроводу до береговых сооружений. В этом случае по трубопроводу транспортируется многофазный флюид, в состав которого входят две несмешивающиеся жидкие фазы (конденсат и водная фаза). Наличие в многофазном флюиде воды может существенно изменить характер гидравлики газожидкостного потока, в частности, повлиять на величину минимальной допустимой производительности трубопровода. Кроме того, при низких температурах окружающей среды возникает опасность образования гидратов, что влечет за собой необходимость применения ингибиторов гидратообразования.

В настоящей работе исследовано влияние присутствия воды в многофазном флюиде на рабочий диапазон эксплуатации морских трубопроводов, транспортирующих газ с малым содержанием конденсата. Также проанализированы условия обеспечения бесперебойности потока многофазного флюида при использовании различных ингибиторов гидратообразования. Установившиеся гидравлические режимы эксплуатации трубопроводов моделировались с использованием программного комплекса OLGA (версия 6.1).

Исследование проводилось для двух модельных морских трубопроводов (далее – трубопровод 1 и трубопровод 2) внутренним

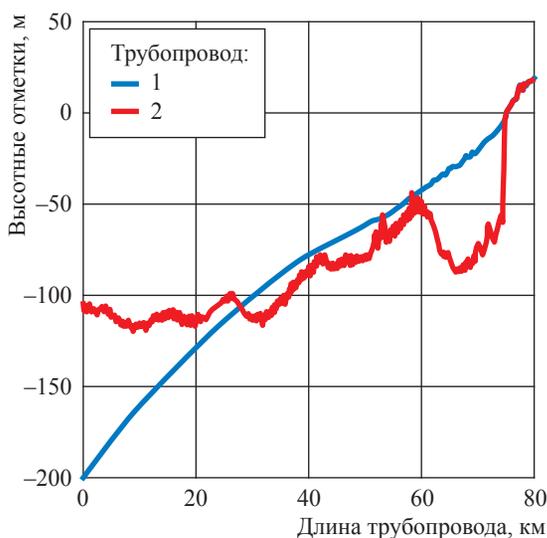


Рис. 1. Профили трасс трубопроводов

диаметром 468 мм и протяженностью 80 км каждый. Длина подводных участков в обоих случаях 75 км. Полагалось, что сухопутные участки трасс трубопроводов имеют одинаковые профили (рис. 1). Глубина моря в начале трубопровода 1 составляла 200 м, в начале трубопровода 2 – 100 м. Трасса трубопровода 1 имеет плавный профиль, и на подводной части угол всех подъемных участков не превышает  $0,25^\circ$ . Трасса трубопровода 2 характеризуется сложным рельефным профилем с большим числом подъемных и нисходящих участков.

В качестве предварительной оценки влияния трассы трубопровода на возможность накопления жидкости при транспортировке двухфазного флюида ранее предложен индикатор профиля PI [4]. Для вычисления PI трассу трубопровода длиной  $L$  разбивают на  $i$  участков длиной  $L_i$  с постоянным углом наклона  $\alpha_i$ . Индикатор профиля может быть определен по следующей формуле:

$$PI = \frac{490}{\pi L} \sum_i G(\alpha_i) L_i. \quad (1)$$

Функция  $G(\alpha_i)$ , характеризующая накопление жидкой фазы, может быть представлена в виде

$$G(\alpha_i) = \pi \theta(\alpha_i - \alpha_0) + \arctg \left( 0,80 \frac{\alpha_i}{\alpha_0 - \alpha_i} \right), \quad (2)$$

где  $\theta(x)$  – ступенчатая функция Хевисайда ( $\theta(x) = 0$  при  $x < 0$  и  $\theta(x) = 1$  при  $x \geq 0$ );  $\alpha_0 = 0,97^\circ$ .

Результаты расчетов показывают, что для трубопровода 1  $PI = 26$ , а для трубопровода 2  $PI = 89$ . Согласно предложенной классификации [4] трубопровод 1 имеет плавный подъемный профиль ( $20 < PI < 40$ ), и осложнения, связанные с накоплением жидкой фазы, возможны только при очень малых расходах газа. Напротив, для значений  $PI > 80$  профиль имеет большое число неровностей, и опасность накопления жидкости в трубопроводе 2 велика даже при относительно больших расходах газа.

При проведении гидравлических расчетов температура придонных слоев морской воды принималась равной минус  $2^\circ\text{C}$ , а температура грунта на сухопутном участке – равной минус  $0,5^\circ\text{C}$ . Давление на выходе трубопроводов поддерживалось постоянным и составляло 9,0 МПа. Шероховатость внутренней поверхности стенок труб принималась равной 30 мкм.

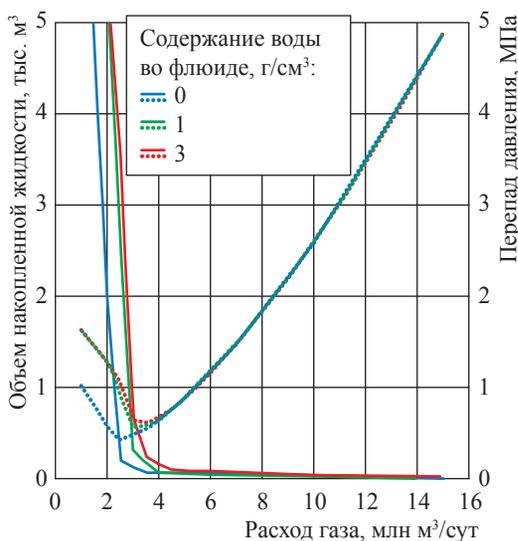
Моделирование проводилось для двухфазного флюида с содержанием компонентов  $C_{5+}$  10 г на кубический метр газа, а также для многофазных флюидов с добавлением в исходный состав небольшого количества воды (1 и 3 г/м<sup>3</sup>). Термодинамические и теплофизические свойства флюида моделировались при помощи программы PVTsim (версия 18.0.0) с использованием уравнения состояния Соаве – Редлиха – Квонга с объемным сдвигом (SRK Peneloux) [5, 6].

Для определения минимальной допустимой производительности выполнено моделирование установившегося режима транспортировки многофазных флюидов. Зависимости перепада давления и содержания жидкости от расхода газа, рассчитанные для трубопровода 1, показаны на рис. 2. Моделирование проводилось как для случая транспортировки газоконденсатной смеси, так и для случая присутствия воды в транспортируемом флюиде. При достаточно больших расходах газа объем выпадающей в трубопроводе жидкой фазы относительно мал (порядка нескольких десятков метров кубических), и осложнения при эксплуатации трубопровода, связанные с накоплением жидкости, отсутствуют. При малых расходах газа объем накопленной жидкости в трубопроводе резко возрастает. Для трубопровода 1 режим накопления жидкости при транспортировке двухфазного

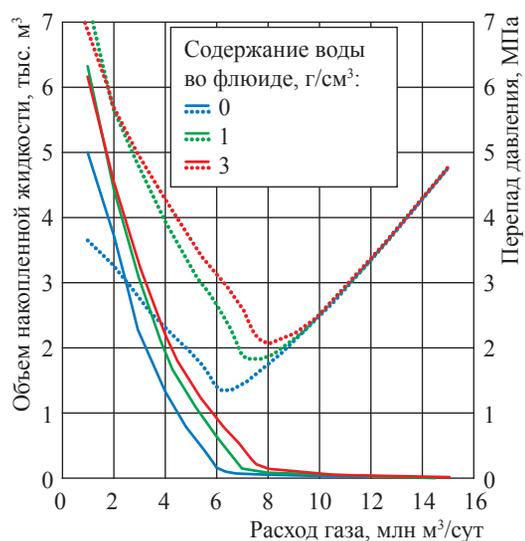
флюида возникает при расходе газа менее 2,5 млн м<sup>3</sup>/сут (см. рис. 2). В случае присутствия во флюиде небольшого количества свободной воды минимальная допустимая производительность составляет 3,0 и 3,5 млн м<sup>3</sup>/сут при содержании воды 1 и 3 г/м<sup>3</sup> соответственно. Увеличение значения минимальной допустимой производительности обусловлено тем, что при малых скоростях газа вода начинает интенсивно накапливаться в нижней части сечения трубопровода, ее вынос потоком газа затруднен и водная фаза доминирует в общем объеме накопленной жидкости [7].

На рис. 3 представлены результаты моделирования установившихся режимов транспортировки для трубопровода 2. Для трубопровода со сложным профилем присутствие воды во флюиде оказывает более существенное влияние на зависимости перепада давления и объема накопленной жидкости. Значения минимальной допустимой производительности для трубопровода 2 составляют 6,5; 7,5 и 8,0 млн м<sup>3</sup>/сут при содержании воды 0; 1 и 3 г/м<sup>3</sup> соответственно.

Как отмечалось выше, присутствие воды приводит к риску образования гидратов в трубопроводах, транспортирующих многофазный флюид. Для предотвращения образования гидратов в морских трубопроводах, как правило, используется технология непрерывной подачи



**Рис. 2. Объем накопленной жидкости (сплошные линии) и перепад давления (пунктир) в трубопроводе 1 в зависимости от расхода газа и содержания воды во флюиде**



**Рис. 3. Объем накопленной жидкости (сплошные линии) и перепад давления (пунктир) в трубопроводе 2 в зависимости от расхода газа и содержания воды во флюиде**

ингибиторов. В качестве ингибиторов наибольшее распространение получили термодинамические ингибиторы (метанол и гликоли), которые снижают гидратообразующую активность воды. Присутствие ингибиторов также может оказывать существенное влияние на значение минимальной допустимой производительности трубопровода.

Анализ влияния ингибиторов гидратообразования на обеспечение потока в исследуемых трубопроводах проводился на примере метанола и моноэтиленгликоля (МЭГ). Как показали расчеты, для предотвращения образования гидратов в трубопроводах при температуре флюида выше минус 10 °С до давлений 12 МПа необходимая массовая концентрации МЭГ в водном растворе составляет 65 %, а метанола – 55 %.

На рис. 4 приведены зависимости перепада давления и содержания жидкости в трубопроводе 1 от расхода газа, рассчитанные для содержания воды 3 г/м<sup>3</sup> без использования ингибиторов и при использовании МЭГ либо метанола в качестве ингибитора. В случае применения метанола объем накопленной жидкости оказывается немного меньшим, чем при использовании МЭГ. Это обстоятельство связано с тем, что для одинаковой степени защиты трубопровода от гидратообразования объем подаваемого раствора метанола меньше. Отметим, что при больших расходах газа перепада давления

в трубопроводе 1 при использовании МЭГ возрастает весьма незначительно и не превышает 0,1 МПа, а значение минимальной допустимой производительности для обоих ингибиторов одинаково и составляет 3,5 млн м<sup>3</sup>/сут.

Рассчитанные значения перепада давления и содержания жидкости в трубопроводе 2 при использовании МЭГ и метанола в качестве ингибитора показаны на рис. 5. В режиме выноса жидкости использование МЭГ приводит к незначительному повышению перепада давления в трубопроводе 2 по сравнению со случаем применения метанола. Однако для трубопровода 2 выбор ингибитора гидратообразования существенно влияет на значение минимальной допустимой производительности (см. рис 5). При использовании метанола режим накопления жидкости в трубопроводе 2 возникает при расходах газа менее 8,0 млн м<sup>3</sup>/сут, тогда как при применении МЭГ минимальная допустимая производительность возрастает до 10,0 млн м<sup>3</sup>/сут вследствие накопления имеющего большую плотность водного раствора МЭГ на пониженных участках трассы. Таким образом, при использовании технологии транспорта многофазного флюида по морскому трубопроводу со сложным профилем применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования представляется предпочтительным с точки

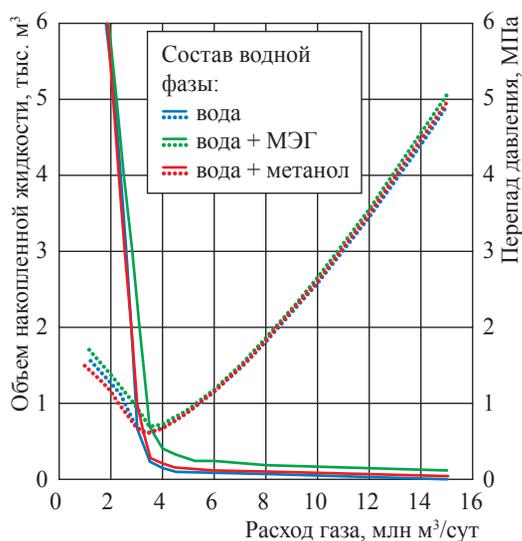


Рис. 4. Объем накопленной жидкости (сплошные линии) и перепад давления (пунктир) в трубопроводе 1 в зависимости от расхода газа для содержания воды 3 г/м<sup>3</sup> при разных составах водной фазы флюида

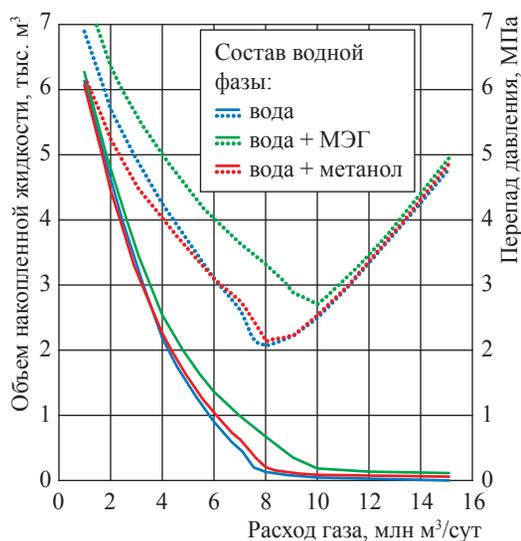


Рис. 5. Объем накопленной жидкости (сплошные линии) и перепад давления (пунктир) в трубопроводе 2 в зависимости от расхода газа для содержания воды 3 г/м<sup>3</sup> при разных составах водной фазы флюида

зрения расширения рабочего диапазона расходов газа в трубопроводе.

Следует также отметить, что при выборе ингибитора для предотвращения гидратообразования в трубопроводах особое внимание должно быть уделено переходным режимам работы трубопроводов в условиях изменяющихся термобарических и расходных параметров. В частности, для начального запуска протяженного морского трубопровода использование МЭГ является более предпочтительным по сравнению с метанолом, так как позволяет уменьшить время заполнения трубопровода ингибитором и тем самым обеспечить более надежную защиту трубопровода от образования гидратов во время пусковых операций [8]. Увеличение времени заполнения трубопровода при использовании метанола связано с тем, что часть ингибитора переходит в газовую фазу и выносится потоком газа из трубопровода. Кроме того, при использовании метанола может возрасти время выхода трубопровода на стационарный режим работы при возобновлении добычи газа после длительной остановки трубопровода.

\*\*\*

Таким образом, проведено исследование гидравлических режимов эксплуатации протяженных морских трубопроводов, транспортирующих газ с малым содержанием конденсата, и выполнен сравнительный анализ технологии двухфазного транспорта осушенного газа и конденсата и технологии многофазного транспорта, когда во флюиде присутствует водная фаза. Для обеспечения бесперебойности потока флюида без образования жидкостных пробок необходимо, чтобы расход газа в трубопроводе превышал некоторое критическое значение (минимальную допустимую производительность), ниже которого происходит переход к режиму накопления жидкости. Увеличение значения минимальной допустимой производительности крайне нежелательно, поскольку приводит к сужению рабочего диапазона расходов газа, в котором обеспечивается безопасная эксплуатация трубопроводов.

Установлено, что для трубопровода с плавным подъемным профилем трассы минимальная допустимая производительность слабо зависит от наличия воды в транспортируемом флюиде. При этом выбор ингибитора гидратообразования практически не влияет на значение минимальной допустимой производительности трубопровода.

Для трубопровода со сложным профилем с большим числом подъемных и нисходящих участков, способствующих накоплению жидкости, присутствие даже небольшого количества воды в потоке существенно сужает рабочий диапазон эксплуатации. В этом случае в качестве ингибитора гидратообразования более предпочтительным является метанол, так как при использовании гликолей значение минимальной допустимой производительности еще больше возрастает. Следовательно, для транспортировки флюида от месторождения на береговые установки по трубопроводу со сложным профилем трассы более надежным с точки зрения обеспечения бесперебойности потока является транспорт обезвоженного флюида.

### Список литературы

1. Asante B. Multiphase transport of gas and low loads of liquids in pipelines / B. Asante, J.F. Stanislav, L. Pan // Proceeding of 31<sup>st</sup> PSIG Annual Meeting, St. Louis, Missouri, USA. – 1999. – Paper ID 9911.
2. Bai Y. Subsea pipelines and risers / Y. Bai, Q. Bai. – Amsterdam: Elsevier, 2005. – 812 с.
3. Сулейманов В.А. Трубопроводная транспортировка продукции морских платформ типа FPU / В.А. Сулейманов // Газовая промышленность. – 2011. – № 10 (665). – С. 90–94.
4. Barrau B. Profile indicator helps predict pipeline holdup, slugging / B. Barrau // Oil & Gas Journal. – 2000. – Т. 98. – № 8. – С. 58–62.
5. Soave G. Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state / G. Soave // Chemical Engineering Science. – 1972. – Т. 27. – № 6. – С. 1197–1203.
6. 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.
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.
8. Бузников Н.А. Влияние выбора ингибитора гидратообразования на обеспечение бесперебойности потока в протяженных морских трубопроводах многофазного флюида / Н.А. Бузников, В.А. Сулейманов, И.А. Трофимов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 1 (65). – С. 34–38.

## Influence of water phase on modes of the transport of gas with low condensate content in lengthy subsea pipelines

N.A. Buznikov<sup>1\*</sup>, V.A. Suleymanov<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Bld. 1, Est. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

\* E-mail: N\_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The modes of the transport of gas with low content of condensate in lengthy subsea pipelines are studied, and the influence of presence of water in a multiphase fluid on the pipeline operation range is analyzed. The main technological restriction for the transport of multiphase fluids is related to the possibility of formation of liquid plugs due to accumulation of large volumes of the liquid phase in a pipeline. Flow assurance in a pipeline is provided if the gas flow rate exceeds a certain threshold value called the turn-down rate. Analysis of the flow assurance conditions in the presence of water and various hydrate inhibitors is carried out by means of OLGA software for two subsea pipelines with different route profiles.

The turn-down rate for a pipeline with a smooth elevation route profile depends slightly on the presence of water in a fluid, and selection of a hydrate inhibitor influences negligibly on the range of the safe pipeline operation. For a pipeline having a complicated route profile with a large number of uphill and downhill sections, the two-phase fluid transport is preferable to provide the flow assurance, since the presence of even a small amount of water in the fluid leads to significant increase of the turn-down rate. To prevent hydrate formation in a subsea pipeline with a complicated route profile, the use of methanol as the hydrate inhibitor is more suitable for expanding the range of the safe pipeline operation.

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

### References

1. ASANTE, B., J.F. STANISLAV, L. PAN. Multiphase transport of gas and low loads of liquids in pipelines. In: *Proc. of the 31<sup>st</sup> PSIG Annual Meeting, St. Louis, Missouri, USA, 1999*, paper ID 9911.
2. BAI, Y., Q. BAI. *Subsea pipelines and risers*. Amsterdam: Elsevier, 2005.
3. SULEYMANOV, V.A. Pipeline transportation of the FPU-type marine platforms products [Truboprovodnaya transportirovka produktov morskikh platform tipa FPU]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2011, no. 10 (665), pp. 90–94. ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. BARRAU, B. Profile indicator helps predict pipeline holdup, slugging. *Oil & Gas Journal*. 2000, vol. 98, no. 8, pp. 58–62. ISSN 0030-1388.
5. 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.
6. 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.
7. BUZNIKOV, N.A., V.A. SULEYMANOV. Aqueous hydrate inhibitor accumulation and removal profiles under offshore pipeline initial filling [Dinamika nakopleniya i vynosa vodnogo rastvora ingibitora hidratoobrazovaniya pri nachalnom zapolnenii morskogo truboprovoda]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2014, no. 8(710), pp. 34–37. ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. BUZNIKOV, N.A., V.A. SULEYMANOV, I.A. TROFIMOV. Influence of hydrate inhibitor choice on flow assurance in long subsea pipelines [Vliyaniye vybora ingibitora gidratoobrazovaniya na obespecheniye bespereboynosti potoka v protyazhennykh morskikh truboprovodakh mnogofaznogo fluida]. *Truboprovodnyy Transport: Teoriya i Praktika*. 2018, no. 1(65), pp. 34–38. ISSN 1816-451X. (Russ.).

УДК [622.691.4.07:551.462.32]:001.891.57

## Контроль проектирования, строительства и эксплуатации морских трубопроводов на основе фреймово-продукционных моделей

М.Н. Мансуров<sup>1\*</sup>, А.В. Шеховцов<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

<sup>2</sup> ПАО «Газпром», Российская Федерация, 117997, ГСП-7, г. Москва, ул. Наметкина, д. 16

\* E-mail: M\_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Морские трубопроводные системы являются сложными техническими объектами, работающими в трудных природных условиях. При проектировании и строительстве морских трубопроводов необходимо обеспечить устойчивость и стабильность их положения в течение длительного срока эксплуатации под воздействием природных и техногенных факторов. В статье рассмотрены геоситуационные проблемы и нештатные ситуации, прогнозируемые при проектировании и возникающие в ходе строительства и эксплуатации морских трубопроводов. Определен перечень георисков и гидрометеорологических условий, а также проанализированы механизмы их воздействий на устойчивость и целостность трубопроводов.

На основе совокупного научно-методического анализа сведений о географических, гидрометеорологических, литодинамических, геологических и сейсмических условиях конкретных трасс морских трубопроводов должны формироваться диагностические модели в виде совокупности фреймов и продукционных правил для получения численных оценок устойчивости трубопроводов к природным и техногенным факторам и принятия решений по преодолению возможных опасностей и нештатных ситуаций.

Опыт строительства и эксплуатации морских трубопроводов (МТ) показывает целесообразность совершенствования методов их проектирования и строительства. Особая важность этих проблем обуславливается продолжительными сроками эксплуатации таких трубопроводов в сложных природно-географических условиях континентального шельфа.

В процессе строительства и эксплуатации МТ подвергаются воздействию различных природных факторов. Основные факторы, подлежащие учету при проектировании, нормированы<sup>1</sup>. К ним относятся ветровые и волновые воздействия, приливы и течения, ледовые, геологические и грунтовые условия, а также сейсмические воздействия. Эти факторы детально изучаются в ходе проектирования на основе:

- сведений о сейсмических, гидрологических, литодинамических, ледовых и других условиях и их последующей камеральной обработке;
- исследований образцов геологических проб грунта;
- экспериментов и моделирования поведения трубопровода при сейсмических, ледовых, гидродинамических и других воздействиях.

Установлено, что на успешность проектирования МТ как сложного пространственного инженерно-технологического объекта оказывают существенное влияние следующие нормативные и техногенные факторы: будущая конструкция трубопровода; технология укладки, точность навигации и маневрирования трубоукладочных судов; полная длина и сложность маршрута (в частности, наличие крутых поворотов трассы); экологические ограничения и геориски (рельеф и геология морского дна,

**Ключевые слова:**

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

<sup>1</sup> См., например, ГОСТ Р 54382-2011. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования;

GL 2004. Rules and Guidelines Industrial Services. IV-Pt. 8: Pipelines. Ch. 1: Rules for Subsea Pipelines and Risers / Germanischer Lloyd Offshore and Industrial Services GmbH. – 2004;

ISO 13623:2000(E). Нефтяная и газовая промышленность. Системы трубопроводной транспортировки;

DNV-OS-F101. Offshore standard. Submarine pipeline system / DNV. – 2007.

волнение, ветер, течения и т.д.); требования полномочных властей; необходимость обхода зон боевой подготовки, полигонов и других зон высокого риска; минимизация прохождения в исключительных экономических зонах и т.д. [1].

При прокладке МТ учитывается и совместно обрабатывается информация: а) о факторах геосреды (метеорология, гидрология, геология дна, батиметрия); б) нормативно-правовая; в) навигационная; г) о конструкции МТ и технологии его монтажа и укладки. Наибольшими объемом и изменчивостью (оперативностью) характеризуется геоинформация о среде: гидрология, данные метеорологической обстановки, геориски. При этом именно геориски оказывают наиболее существенное воздействие на состояние МТ [1].

Инженерный подход к обеспечению надежности конструкции трубопровода состоит в определении предельно допустимых (критических) значений интенсивности внешних воздействий, при которых можно гарантировать устойчивость конструкции к воздействию данного типа. Однако в естественных природных условиях интенсивность воздействий носит объективно случайный характер, т.е. всегда существует отличная от нуля вероятность, что интенсивность воздействия (данного типа) превысит проектное значение. В таких случаях есть некоторая вероятность возникновения неучтенной в рамках проекта ситуации, которая может квалифицироваться как нештатная, а вызвавшая ее геоситуация – как проблемная. Возможны также случаи, когда уровни воздействий среды не превышены, но достаточно близки к предельным значениям. Тогда при многократности таких воздействий снижается срок службы сооружения. Одновременное воздействие нескольких факторов с интенсивностями, близкими к критическим, также может создать нештатную ситуацию при эксплуатации трубопровода и вызвать аварию.

Анализ технологического процесса строительства МТ показал, что возможные нештатные ситуации могут быть вызваны самыми разнообразными причинами, и прежде всего: геообстановкой, отличием особенностей морского дна от принятых в проекте, погодными условиями и вызванными ими состояниями моря, механическими дефектами конструкции трубопровода и т.п. Такой разнообразный характер причин и их физической природы

обуславливает целесообразность использования фреймовой структуры диагностической модели.

Фреймом называется структура для описания понятия или ситуации, состоящая из характеристик этой ситуации и их значений. Особенность фреймовых моделей представления знаний состоит в том, что все понятия, описываемые в каждом из узлов модели, определяются набором атрибутов и их значениями, которые содержатся в слотах фрейма. Фреймовые системы позволяют использовать объектно-ориентированный подход к представлению знаний. При этом характер причин может рассматриваться как классификационный признак при декомпозиции процесса строительства, что представляет несомненное удобство для эффективной организации контроля.

Предпосылками, определяющими целесообразность применения методов оценки технического состояния МТ на основе фреймово-продукционных моделей, являются значительный объем и разнородность исходных данных и сведений, характеризующих сложное напряженно-деформационное состояние различных участков трубопровода, а также существенная априорная неопределенность и нечеткость описаний состояний критических участков. В обсуждаемой постановке совокупность методов, алгоритмов и технологий решения проблемных задач представляет собой иерархическую семантическую сеть, которая описывается фреймово-продукционными, логическими и табличными моделями [2].

Рассмотрим далее следующие аспекты строительства и эксплуатации МТ применительно к объявленной задаче обеспечения устойчивости и стабильности их положения в течение длительного срока:

- возможные геоситуационные проблемы и нештатные ситуации;
- механизмы воздействия георисков на устойчивость и целостность трубопроводов, а также модели их учета при строительстве и эксплуатации.

### **Анализ геоситуационных проблем и нештатных ситуаций, возникающих в ходе строительства и эксплуатации МТ**

Морские трубопроводные системы работают в трудных природно-географических условиях. В процессе строительства и последующей эксплуатации МТ подвергаются воздействию различных природных факторов. Хотя степень

воздействия этих факторов при проектировании стремятся свести к минимуму, практика показывает, что существуют неустраняемые естественные факторы, которые необходимо надежно прогнозировать.

Ключевыми вопросами проектирования трубопровода являются выбор трассы, а также обоснование его основных конструктивных параметров, таких как материал, диаметр и толщина стенок труб, способ монтажа, методы защиты от коррозии, обеспечение устойчивости и других эксплуатационных характеристик. Параметры трубопровода и способы его укладки на дно – это технические решения, от выбора которых зависят как экологическая безопасность, так и условия работы данного сложного технического сооружения.

Выбор трассы подводного трубопровода в основном зависит от естественных условий акватории: рельефа берега и дна, геологии района, устойчивости грунтов, ветров, волнений, течений и динамики наносов и, наконец, гидрохимических и гидробиологических факторов. Поэтому вариант трассы определяется на стадии проектирования путем сравнительного технико-экономического анализа вариантов с учетом конкретных условий строительства и эксплуатации.

Практический опыт строительства и эксплуатации МТ показывает, что наряду с геоситуационными проблемами нештатные ситуации могут вызывать и техногенные факторы трассы прохождения МТ. К ним относятся интенсивность судоходства вблизи трассы, наличие якорных стоянок для плавучих средств, а также расположение близлежащих морских нефтепромысловых платформ и других гидротехнических сооружений. Поэтому при их проектировании должна учитываться вся совокупность природных и техногенных факторов, характерных для района строительства и эксплуатации газопровода.

Формы проявления нештатных ситуаций на трубопроводах зависят от способов их укладки или монтажа. В настоящее время на практике применяются следующие способы укладки подводных трубопроводов:

- протаскивание по дну моря;
- погружение с поверхности моря;
- спуск и укладка на морское дно с трубоукладочных судов.

При протаскивании трубопровода по дну моря и укладке погружением геоситуационные

проблемы могут возникнуть при превышении значений скоростей течения и ветра и степени волнения моря (в баллах) по сравнению с расчетными, а также при возникновении на дне неизвестных препятствий природного и техногенного происхождения: разломов, трещин, остаточных ледовых образований (нерастаявших стамух), выходов скальных пород, якорей, затонувших судов и т.п. Геоситуационные проблемы могут проявляться также при возникновении оползней и подвижек грунтов по донным и прибрежным склонам в месте выхода трубопровода из-под воды.

При укладке МТ с трубоукладочного судна изменение натяжения трубопровода силовыми агрегатами, установленными на судне-трубоукладчике, влияет на напряженно-деформированное состояние трубы. При этом наибольшие напряжения возникают на участке трубы между кормой судна и дном моря. Превышение допускаемых напряжений в трубе ведет к смятию стенки, нарушению ее геометрии и, как следствие, к технологическому браку строительного-укладочных работ, что недопустимо. Для ограничения этих напряжений суда оборудуются стингерами, поддерживающими опускаемый трубопровод при сходе его с кормы баржи, и устройствами для создания натяжения в опускаемой части трубопровода. В случае применения S-технологии (рис. 1), когда опускаемый в воду трубопровод принимает форму S-образной кривой, пиковые напряжения приходятся на выпуклый или вогнутый участки этой кривой. Напряжения на вогнутом участке регулируются с помощью натяжных устройств, размещенных между рабочими постами на барже, а напряжения на выпуклом участке ограничиваются стингером, который крепится к кормовой части корпуса судна.

В процессе укладки трубопровод подвергается различным нагрузкам, контролируемым с трубоукладочного судна. К ним относятся гидростатическое давление, натяжение и деформирующая нагрузка. Эти нагрузки определяются воздействием волн и течений как на судно, так и на саму трубу. Геоситуационные проблемы вероятны при сложных погодных условиях, однако проявляются лишь в тех случаях, когда система динамической стабилизации судна не может удерживать его на заданном маршруте или воздействие подводных течений и внутренних волн оказывается выше запланированных значений по этим параметрам.

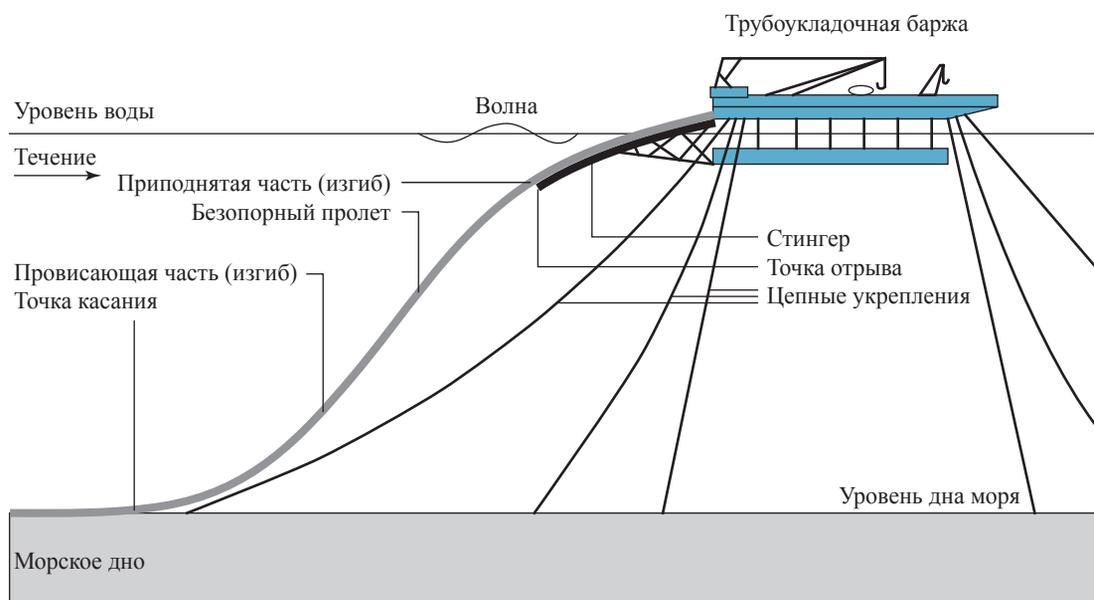


Рис. 1. Модель укладки МТ с трубоукладочного судна по S-технологии

Нештатные ситуации могут возникнуть по причине технических нарушений либо неожиданных, неучтенных в проекте, препятствий и обстоятельств, например, при обнаружении пропущенных в процессе изысканий валунов, оврагов или дюн, скрытых в толще мягких осадков, на выходах скалистых грунтов, а также несанкционированных захоронений, археологических объектов и т.п. В процессе протаскивания трубопровода и укладки с понтонов нештатные ситуации могут проявиться в виде разрыва протаскивающего троса, неисправности лебедки или трубоукладчика, заедания роликовых направляющих, зарывания в донный грунт или столкновения с неожиданным препятствием направляющего оголовка.

Крайне сложной аварийной нештатной ситуацией является разрушение самого трубопровода как по технологическим причинам, так и в результате воздействия сверхнормативной нагрузки на конструкцию «труба – трос – судно». Это может произойти в условиях тяжелых волнового или ветрового режимов либо в результате некачественной сварки, сбоев в работе стингеров и другого укладочного оборудования, дефектов трубы или других технологических нарушений. В этом случае важнейшим элементом сохранения штатного регламента прокладки трубы является устойчивая работа системы динамической стабилизации судна, которая успешно функционирует в ограниченных погодных условиях. При возникновении

проблемной ситуации, обусловленной волновым и ветровым режимами, возможен сход судна с заданного маршрута, что само по себе является нештатной ситуацией. Тогда при опускании труба может попасть в незарегистрированное на проектной стадии подводное струйное течение. Качка судна-трубоукладчика и особенно его вертикальные перемещения также способны вызвать серьезные динамические нагрузки на трубу, в первую очередь при большой глубине. Причиной этих явлений могут служить как поверхностное ветровое волнение, так и внутренние волны. Здесь особенно опасны экстремальные волны, так называемые волны-убийцы (в англоязычной литературе – freak waves или rogue waves), прогнозировать появление которых до сих пор невозможно. Динамика трубы и баржи также способна вызвать удары трубы о поддерживающие ее элементы баржи и привести к повреждению покрытия и стингера.

Нештатные ситуации, кроме того, могут возникать на этапе эксплуатации МТ, как правило, в результате техногенных воздействий на трубопровод, вызванных авариями, либо несанкционированной работой подводных механизмов в районах прохождения трубопровода, либо противоправными действиями третьих лиц, включая целенаправленные диверсии. Также причинами нештатной ситуации могут стать нарушения установленного режима работы трубопровода вследствие халатности

обслуживающего персонала или выхода из строя контрольной аппаратуры, а в отдельных случаях – воздействия окружающей среды. Как правило, такое возможно в результате сейсмических событий, вызывающих тектонические разломы и сдвиги донного грунта по трассе прокладки трубопровода, оползни почвы по береговым склонам, изменения гидрологического режима по маршруту и, как следствие, размывы донного грунта под ложем трубы.

### **Механизмы воздействия георисков на устойчивость и целостность трубопроводов при строительстве**

Невозможность обеспечения точного прогнозирования опасных для строительства МТ явлений ведет к формированию гидрометеорологических георисков<sup>2</sup>, к которым можно отнести штормовые ветра и волны, экстремальные волны и обледенение трубоукладочных судов. При формировании диагностической фреймово-продукционной модели и построении системы информационной поддержки принятия решений в нештатных ситуациях, возникающих в процессе строительства МТ, следует иметь в виду географическую характеристику трассы трубопровода, включая оротографию морского дна и сейсмичность, гидрохимические условия морской среды, гидрометеорологические условия (ветер, волнение, штормы, течения и др.).

Так, *обледенение судов*, когда палубная трубоукладочная техника покрывается льдом, может привести к нарушению остойчивости судна и его опрокидыванию. Обледенение происходит при отрицательной температуре воздуха и сильном ветре, обуславливающим развитие волнения и, как следствие, забрызгивание судна заборной водой. Обледенение может наблюдаться также при выпадении переохлажденных осадков, при нахождении судна в переохлажденном тумане и при парении моря. Обледенение наблюдается в среднем в 80 % случаев в тыловой части хорошо развитых глубоких циклонов с штормовыми ветрами северо-западного направления. По интенсивности обледенение можно условно

разделить на медленное, быстрое и очень быстрое. Опасным явлением<sup>3</sup> (ОЯ) считается обледенение со скоростью нарастания льда выше 0,7 см/ч.

*Воздействие ледяных образований (торосов) на МТ.* В общем случае при взаимодействии дрейфующих торосов с морским дном возможны: внедрение кия тороса в донный грунт, частичное разрушение кия тороса, наплыв тороса на подводный береговой склон, остановка тороса при исчерпании его кинетической энергии. МТ может располагаться в трех зонах донного грунта. Расположение трубопровода в верхней зоне (выше дна борозды, оставляемой килем тороса) предполагает безусловное его разрушение под непосредственным воздействием льда. В средней зоне трубопровод не испытывает непосредственного воздействия льда, но оказывается подверженным давлению грунта, увлекаемого торосом. Эта зона также считается опасной. Предполагается, что положение трубопровода в третьей (несдвигаемой) зоне грунта является безопасным. Согласно рекомендациям по проектированию морских подводных нефтегазопроводов<sup>1</sup> регламентируется проектная отметка верха заглубленного трубопровода: она должна быть на 1 м ниже глубины размыва дна акватории и пропахивания (борозды) от воздействия льда на дно, поэтому для каждого конкретного проекта необходимо обосновать глубину заложения трубопровода.

*Экстремальные волны.* Встречаются волны, параметры которых не соответствуют общепринятым представлениям о форме ветровой волны и не объясняются в рамках традиционных подходов. Это и есть волны-убийцы. Для описания и расчета режимных характеристик таких волн не существует нормативных документов, и они никак не учитываются стандартами и правилами. Однако при выполнении проектных изысканий, конкретных расчетов сооружений в современной практике принято использовать оценки их воздействия, поскольку они представляют опасность для мореплавания и угрожают объектам в море. Существует множество критериев определения волн-убийц. Однако, как показывают исследования, ни один из локальных волновых параметров (максимальная высота волн или

<sup>2</sup> Под геориском понимается вероятностная мера совокупностей опасностей, определяемая в виде возможных потерь (ущерба) за заданное время (см. СП 116.13330.2012. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения: актуализированная редакция СНиП 22-02-2003).

<sup>3</sup> См. Порядок действий организаций и учреждений Росгидромета при возникновении опасных природных (гидрометеорологических и гелиогеофизических) явлений. – СПб.: Гилрометеиздат, 2000. – 31 с.

их гребней, отношение максимальной высоты волны к значительной высоте, крутизна волн и т.д.), которые обычно применяются для описания поля волнения, не может служить надежным критерием присутствия или отсутствия волн-убийц [3]. Поэтому на практике широко используется только один критерий, объединяющий все эти определения: высота волн-убийцы в 2 раза превышает значительную высоту волны. Наиболее важным и сложным моментом в исследовании волн-убийц является их достоверный прогноз.

*Береговая зона* представляет собой пространство суши и моря, процессы в котором определяются главным образом воздействием ветровых волн. Нижней границей этой зоны служит так называемая глубина замыкания  $h^*$ , где штормовые деформации дна в течение года не превышают 0,1 м [4]. Верхняя граница отвечает возвышению максимального волнового заплеска с учетом нагона и прилива ( $Z_c$ ) (рис. 2).

Согласно схеме течений (см. рис. 2) во время шторма донные наносы перемещаются как от берега, так и с морской стороны к району обрушения волн, где растет подводный вал, в то время как пляж размывается и берег отступает. В периоды относительно слабых волнений (зыби) наносы возвращаются к берегу и пляж восстанавливается. Однако в условиях дефицита бюджета наносов и повышения относительного уровня моря берег постепенно отступает. С практической точки зрения важно знать глубину размывов в масштабах отдельных штормов и углубление дна, обусловленное отступлением берега, в масштабах десятилетий.

Прогнозирование перемещений илистых осадков затруднено из-за того, что свойства

их не постоянны и меняются в зависимости от характера и продолжительности гидродинамических воздействий. Так, благодаря силам сцепления илы и глины, длительное время пребывающие в состоянии покоя, консолидируются и приобретают высокую сопротивляемость усилию сдвига. Тем не менее размыв дна, сложенного из подобного материала, может иметь место и в тех случаях, когда гидродинамические напряжения заведомо меньше критических. Возможная причина – достаточно длительное действие поверхностного волнения. Следует иметь в виду, что волновое воздействие не только взмучивает наносы, но и вызывает их поступательное движение в направлении распространения волн. Это обусловлено переносным течением в донном пограничном слое, скорость которого при достаточно крупных волнах ощутима (несколько сантиметров в секунду) даже на больших глубинах.

Фильтрационные потоки способны вызывать локальное разжижение грунта под трубой, лежащей на дне, что может повлечь ее провисание и создать опасность для целостности сооружения. Механизм этого явления изучался на основе экспериментальных исследований песчаного дна, однако для илистых грунтов опасность локальных размывов под трубопроводом остается под вопросом из-за недостаточной изученности проблемы. Возможно, при сравнительно малой плотности разжиженного ила будет наблюдаться эффект самопогружения трубы в грунт. Подобные явления могут изменять термодинамический режим работы МТ, вызывать его переохлаждение и, как следствие, нештатную ситуацию.

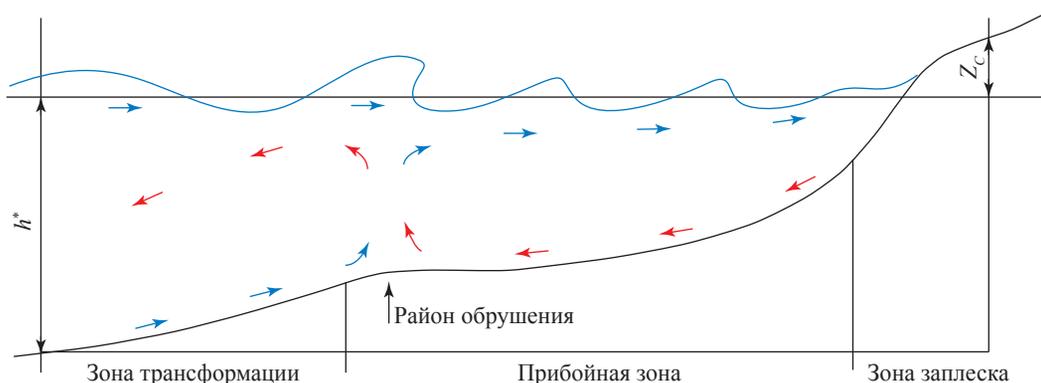


Рис. 2. Штормовая циркуляция воды в береговой зоне

## Методология вероятностных оценок георисков различного характера и совокупного риска при строительстве морских промысловых трубопроводов

Успешность гидрометеорологических прогнозов определяется путем сравнения прогностической погоды с данными наблюдений метеорологических станций. При оценке прогнозов помимо наблюдений метеостанций и постов привлекаются данные станций других ведомств, а также сообщения от органов МЧС. Оценка успешности прогноза (в процентах) на конкретном месте проводится согласно следующим положениям:

1) для оценки прогноза, предусматривающего ОЯ, применяется альтернативная оценка: 100 % – если он оправдался, 0 % – если не оправдался;

2) если наблюдавшееся ОЯ предусматривалось прогнозом, то прогноз считается оправдавшимся на 100 % даже в тех случаях, когда он не оправдался в отношении температуры и осадков;

3) если ОЯ либо не предусматривалось прогнозом, либо прогнозировалось, но не наблюдалось, то весь прогноз считается неоправдавшимся (0 %), даже когда оправдались прогнозы температуры, осадков и ветра;

4) если в пункте одновременно наблюдались несколько ОЯ и хотя бы одно из них было предусмотрено прогнозом, то весь прогноз считается оправдавшимся. Если же прогнозировалось одно ОЯ (например, ураганный ветер), а наблюдалось другое (сильные осадки), то весь прогноз считается неоправдавшимся.

Общая предупредительность ОЯ в РФ за последние 10 лет составляет 85...95 %. В 2017 г. в морских зонах ответственности Российской Федерации наблюдались 113 случаев ОЯ. Успешность морских метеорологических прогнозов составила 96,1 %; а морских гидрологических прогнозов – 98,0 % [5].

*Основные геориски.* Анализ возможных геоситуационных проблем, связанных со строительством и безопасной эксплуатацией МТ, позволяет определить в качестве георисков применительно к этим техногенным объектам такие природные явления, которые, начиная с некоторых своих значений, с известной долей вероятности могут вызвать нештатные ситуации при их строительстве и эксплуатации. Так,

землетрясения способны породить следующие геоситуационные проблемы:

- сдвиги донных отложений и возможное формирование на них тектонических разломов и даже частичное изменение рельефа дна по трассе морской части трубопровода как в прибрежной, так и в глубоководной ее частях;
- вибрацию уложенной по дну трубы из-за сейсмических колебаний почвы с передачей механических колебаний к трубоукладочному судну и оборудованию – рольгангу, стингеру и даже сварочному аппарату;
- возникновение внутренних волн или волн-убийц.

Перечисленные геоситуационные проблемы могут при определенных условиях вылиться в нештатные ситуации при укладке МТ и вызвать аварийную ситуацию в ходе его последующей эксплуатации, а именно:

1) изменения рельефа дна и, следовательно, появление неучтенных проектной документацией размывов, выхода твердых пород или тектонических разломов непосредственно в месте укладки трубы, что может прямо в процессе строительства потребовать принятия оперативных решений по корректировке маршрута прокладки трубопровода;

2) сдвиги донных грунтов и оползни по береговым склонам, которые могут вызвать перемещение трубы в процессе ее укладки. При значительных перемещениях трубы возможно превышение предельно допустимых нагрузок на материалы, из которых она изготовлена, и, как следствие, ее деформацию. При менее значительных сдвигах донных отложений, не вызывающих деформацию трубопровода, возможны повреждения бетонного и полимерного покрытия его металлического основания и, как следствие, снижение коррозионной устойчивости объекта. В результате срок службы трубопроводов оказывается значительно меньше запланированного проектом. Механические вибрации, рывки и удары трубы, как наведенные от дна, так и вызванные волнами, при определенных условиях могут вызвать повреждение трубы и трубоукладочного оборудования на судне.

Для оценки сейсмической опасности трассы МТ необходимо выполнить уточнение исходной сейсмичности на основе вероятностного анализа сейсмической опасности

(ВАСО) [6], широко используемого в мировой практике и, в частности, принятого в России при разработке карты ОСР-97 [7]. В основе количественного расчета сейсмической опасности для конкретного района всегда лежит модель зон источников сейсмических сотрясений, представляющих опасность для данного района. В российской терминологии зоны источников именуют зонами возникновения очагов землетрясений, или зонами ВОЗ. Минимальный набор параметров, характеризующих выделяемые зоны ВОЗ, включает: а) координаты вершин многоугольников, задающих границы зон, и б) максимальную возможную магнитуду  $M_{\max}$  землетрясений в их пределах. Кроме того, желательно знать распределение очагов землетрясений по глубине, преобладающий тип смещений в очагах (взбросы, сбросы или сдвиги) и ряд других, менее обязательных, но важных для оценки сейсмической опасности параметров. К примеру, за проектное землетрясение следует<sup>4</sup> принимать сейсмическое событие с периодом повторяемости сотрясений 100 лет, за максимальное расчетное землетрясение – сейсмическое событие с периодом повторяемости сотрясений 10 тыс. лет. При этом интенсивность сотрясений от проектного к максимальному расчетному землетрясению в терминах пикового горизонтального ускорения может меняться в несколько раз. Интенсивность сейсмических сотрясений существенным образом зависит от свойств грунтов донных отложений. Для оценки сейсмичности трассы и расчетов используется программа SeisRisk актуальной модификации.

*Оценки влияния георисков на эффективность строительства и эксплуатации трубопроводов.* Расчеты основываются на вероятностной оценке риска возникновения нештатных или аварийных ситуаций на трубопроводе, вызванных природными явлениями [8], путем анализа связей между физической интенсивностью и вероятностью природных явлений, которые могут представлять угрозу целостности трубопровода или препятствовать процессу его укладки. Результатами являются аналитические выражения и численные оценки вероятностей георисков и погодных ОЯ, способных вызывать нештатные ситуации при строительстве МТ. Поскольку, как отмечалось,

геориск – это вероятностная мера совокупностей опасностей, определяемая в виде возможных потерь (ущерба) за заданное время, под оценками геориска понимаются расчеты, направленные на получение аналитических выражений вероятностей ОЯ и их последствий, а также численных значений этих вероятностей и ущербов. К последствиям ОЯ относятся:

- отказы (разрушения, аварии) трубопровода в процессе эксплуатации и прокладки под действием определенных (но возникающих в неопределенные моменты времени) ОЯ (землетрясений, оползней, волн);
- задержки процесса укладки трубопровода в связи с ОЯ;
- ущербы (потери или издержки, вызванные совокупностью последствий ОЯ).

Ущерб является случайной величиной и определяется как вероятность возникновения нештатной ситуации или потери времени по укладке морской части трубопровода. Исходными положениями для формализации методики расчета являются:

1) различные ОЯ, приводящие к одному и тому же результату, состоящему из возникновения нештатной ситуации при строительстве трубопровода, объединяются в оценку общего риска, представляющего вероятность отказа или надежность МТ;

2) оценки рисков задержки процесса укладки трубы на дно проводятся путем получения вероятностных распределений продолжительности времени технологического процесса;

3) методики оценки экологического ущерба могут быть установлены как национальными, так и международными нормативными документами. Наиболее полно категория экономического ущерба в отечественной литературе впервые была представлена типовой методикой<sup>5</sup> 1986 г.

В связи с невозможностью исключить риски внешних воздействий, с одной стороны, и необходимостью превентивной оценки надежности конструкций трубопровода, с другой, данная методика опирается на оценку суммарного риска. Для этого нужно сгруппировать

<sup>4</sup> См. РБ 006-98. Определение исходных сейсмических колебаний грунта для проектных основ / утв. пост. Госатомнадзора России от 29 декабря 1998 г. № 3.

<sup>5</sup> Временная типовая методика определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды. – М.: Экономика, 1986.

риски ОЯ по причинно-следственным связям между факторами.

Риски ОЯ являются причиной неопределенностей технологического процесса укладки трубопровода на дно моря. Неустраняемые неточности прогнозов погоды, случайный характер естественных стихийных бедствий обуславливают необходимость использования вероятностных методов планирования дорогостоящих технологических процессов. В оценках эксплуатационных характеристик (устойчивости к внешним воздействиям) используются, во-первых, известные подходы теории надежности, а во-вторых (при описании самих воздействий) – известные статистические характеристики силы (физической интенсивности) и частоты этих воздействий. Эффективность производственного процесса (укладки трубопровода) оценивается вероятностными методами теории потенциальной эффективности сложных систем [9].

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

$$P\{Q\} = \sum_{j=1}^m P\{Q|X_j\}P(X_j), \quad (1)$$

где  $P\{Q\}$  – условная вероятность события  $Q$  (т.е. ОЯ) при внешнем воздействии с интенсивностью  $X_j$ ;  $P\{X_j\}$  – вероятность воздействия с интенсивностью  $X_j$ , причем для совокупности интенсивностей (включая «нулевое воздействие») должно выполняться условие нормирования вида:

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

Примером задачи, в которой данная оценка применяется непосредственно в виде (1), может служить оценка вероятности аварий  $Q$  при технологических операциях, которые приходится производить в непредсказуемых погодных условиях. Распределения интенсивностей

воздействий  $P\{X_j\}$  надлежит получать из существующих моделей природных процессов и/или статистических данных.

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

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

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

Математическое ожидание времени между опасными событиями является основной характеристикой, позволяющей оценивать долговечность конструкций и сооружений. Если рассматриваемые опасные события являются разрушительными для конструкции, то при отсутствии других факторов риска математическое ожидание времени есть ожидаемое время службы данной конструкции. В других случаях эта величина позволяет запланировать время непрерывной работы в море, оценить период профилактического обслуживания, дефектоскопического мониторинга сооружения и пр.

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

Критические нагрузки возможны также при таком сценарии развития шторма, когда шторм оказывается более мощным, чем прогнозировалось, и/или развивается быстрее, чем экипаж успевает выполнить весь комплекс работ по консервации трубы в процессе укладки. Тогда часть трубы может остаться

на тресе за бортом; причем и судно, и труба будут испытывать нагрузки, близкие к критическим. Возможность таких критических нагрузок практически означает возможность аварийных ситуаций. При этом вероятность аварий зависит как от интенсивности нагрузок, так и от их продолжительности. Данная задача сводится к оценке вероятности аварий, обусловленных возникновением непредсказанных (несвоевременно предсказанных) штормов. Оценки вероятностей нежелательных событий позволяют прогнозировать размеры дополнительных временных затрат на возмещение ущерба, наносимого этими событиями при прокладке трубопровода. Возможны и более сложные эксплуатационные сценарии – предусматривающие одновременно более двух состояний технической системы (с учетом режимов профилактики, различной нагрузки и пр.).

ОЯ разного рода (землетрясения, штормы, сильный ветер, смерчи и др.) вызывают дополнительные затраты ресурсов и создают опасности аварий в процессе укладки трубы. Очевидно, что при достаточно низкой достоверности прогноза его использование может быть вредным (в технологическом, экономическом или ином смысле). Обычно к наибольшим непроизводительным затратам приводит непредсказанное ОЯ (пропуск опасности), несколько менее затратно предсказанное ОЯ, и далее следуют непроизводительные затраты на мероприятия реагирования на ложные тревоги. Поэтому при планировании процесса укладки трубы экономическую эффективность использования прогноза разных ОЯ необходимо оценить заранее.

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

Качка судна в результате волнения водной поверхности приводит к дополнительным перемещениям верхнего участка трубопровода относительно положения на тихой воде. Наибольшее влияние на напряженное состояние трубопровода при укладке оказывают

вертикальные перемещения, вызванные вертикальной и килевой качкой. Параметры качки определяются параметрами морского волнения и характеристиками судна.

Гидролитодинамические процессы в виде селевых / мутьевых / обломочных потоков приводят к дополнительным горизонтальным смещениям лежащего на дне участка трубопровода относительно исходного состояния. Сейсмические явления провоцируют появление горизонтальных и вертикальных смещений, скоростей и ускорений лежащего на дне участка трубопровода относительно исходного состояния.

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

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

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

Широкому распространению МКЭ способствуют наличие реализаций метода в виде универсальных программных комплексов, таких как ANSYS, MSC.Patran/Nastran, ABAQUS, математическое моделирование процессов деформирования конструкций с помощью указанных программных комплексов, возможность использования обширной библиотеки конечных элементов. Это позволяет как решать задачи в общей постановке, основанной на общих соотношениях механики деформируемых твердых тел, так и рассчитывать отдельные элементы конструкций в рамках имеющихся инженерных или технических теорий (теории пластин, теории оболочек и т.д.). Конечные элементы позволяют учесть и физическую нелинейность материала реальных конструкций, и геометрическую нелинейность деформирования, связанную с условиями работы расчетных конструкций.

Анализ и проведенные оценки влияния воздействия георисков на состояние трубопровода

в процессе укладки позволяют констатировать, что воздействие георисков в процессе укладки может проявляться в виде дополнительных изгибов в вертикальной и горизонтальной плоскостях, а также приводить к потере устойчивости трубопровода.

Наименее опасным воздействием георисков на трубопровод является вертикальное перемещение грунта, что обусловлено относительно малым по сравнению с глубиной укладки трубопровода вертикальным смещением грунта и соответствующими изменениями напряженного состояния. Однако необходимо отметить: вертикальное перемещение грунта сопровождается и горизонтальным смещением, что может привести к потере устойчивости трубопровода на грунте.

Воздействие потока, перпендикулярно оси трубопровода, в точке соприкосновения трубопровода с грунтом приводит к росту напряжений изгиба в горизонтальной плоскости, которые могут превышать напряжения, вызванные укладкой, а также предел текучести для стали, что может повлечь за собой разрушение трубопровода.

Воздействие потока, параллельного оси трубопровода, при течении в сторону судна-трубоукладчика способно приводить к росту напряжений от вертикального изгиба, но наиболее опасным вариантом воздействия потока, параллельного оси трубопровода, является действие потока в сторону от трубоукладчика. В этом случае вероятна потеря устойчивости трубопровода, находящегося ниже потока, и он может сдвинуться с места относительно расчетного положения, что приведет к смещению трубоукладчика в продольном направлении. Горизонтальный изгиб трубопровода может приводить к значительному (десятки-сотни метров) поперечному смещению судна-трубоукладчика относительно оси трубопровода. Поэтому возможность компенсации дополнительных поперечных и продольных усилий системой динамического позиционирования трубоукладчика с целью недопущения смещений трубоукладчика должна учитываться диагностической фреймово-продукционной моделью.

\*\*\*

Анализ географических, климатических, геологических, погодных условий трасс МТ по выявлению основных георисков при их строительстве и последующей эксплуатации

показывает, что существуют определенные риски, представляющие угрозу целостности МТ. Основными потенциальными воздействиями являются землетрясения и ОЯ – штормы, обледенения и экстремальные волны. Причем землетрясения могут вызывать аварии и в процессе строительства, и в процессе последующей эксплуатации трубопровода, а изменения погодных условий – только в процессе его строительства.

Методология вероятностных оценок георисков различного характера и совокупного риска применительно к принятым технологиям строительства МТ предусматривает получение вероятностных оценок возникновения нештатных и аварийных ситуаций из-за воздействия погодных условий, учитывающих климатические особенности региона работ и надежность прогнозирования ОЯ.

Оценки воздействий георисков на устойчивость и целостность трубопровода в процессе укладки показывают, что воздействие георисков в процессе укладки может проявляться в виде следующих явлений:

- изгибов в вертикальной плоскости, которые суммируются с изгибами, вызванными укладкой, и приводят к нарастанию соответствующих изгибных напряжений;
- изгибов в горизонтальной плоскости, которые могут превысить изгибы, вызванные укладкой, и привести к появлению соответствующих изгибных напряжений;
- смещения трубоукладочного судна в результате изгиба провисающей части трубопровода;
- потери устойчивости системы «трубоукладчик – трубопровод – грунт».

Наиболее опасным является воздействие потока, перпендикулярное оси трубопровода, в районе точки соприкосновения трубопровода с грунтом, приводящее к росту напряжений от изгиба в горизонтальной плоскости, что может повлечь за собой разрушение трубопровода.

В целом для проектирования, строительства и эксплуатации МТ представляется целесообразным формирование диагностической фреймово-продукционной модели принятия решений на основе базы данных возможных опасностей и преодоления потенциально возникающих нештатных ситуаций. Модель должна содержать материалы предпроектных исследований по трассам трубопроводов и проектные

решения, описывающие нештатные ситуации при строительстве и эксплуатации МТ в виде совокупности фреймов и производственных правил, а также выдавать на основании набора

разработанных алгоритмов рекомендации по их преодолению с минимизацией затрат на устранение возможных нарушений в режиме реального времени.

### Список литературы

1. Серебряков А.М. Геоинформационные средства анализа и разрешения нештатных ситуаций при строительстве морских трубопроводов: автореф. дис. ... к.т.н. / А.М. Серебряков. – СПб., 2010. – 24 с.
2. Ушаков В.А. Обнаружение предотказных состояний и идентификация источников их генерации сложных технических объектов. I / В.А. Ушаков, В.С. Дрогайцев // Вестник СГТУ. – 2011. – Т. 4. – № 2 (60). – С. 85–193.
3. Klinting P.S. Analysis of prototype freak waves / P.S. Klinting // Coastal hydrodynamics / R. Darlymple (ed.). – New York: ASCE, 1987. – С. 618–632.
4. Advancing global NWP through international collaboration // ECMWF. – <http://www.ecmwf.int>.
5. Обзор деятельности Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды за 2017 / Росгидромет. – [http://www.meteorf.ru/upload/iblock/b9e/Obzor%202017\\_19-02-2018-low2.pdf](http://www.meteorf.ru/upload/iblock/b9e/Obzor%202017_19-02-2018-low2.pdf)
6. Cornell C.A. Engineering seismic risk analysis / C.A. Cornell // Bulletin of the Seism. Soc. Amer. – 1968. – Т. 58. – № 5. – С. 1583–1606.
7. ОСП-97. Комплект карт общего сейсмического районирования территории Российской Федерации [Карты] / сост. В.И. Уломов, Л.С. Шумилиной. – 1:8000000. – М.: ОИФЗ РАН, 1999. – 57 с.: объяснит. записка и список городов и населенных пунктов, расположенных в сейсмоопасных районах.
8. Badulin S.I. Wave-wave interactions in wind-driven mixed seas / S.I. Badulin, A.O. Korotkevich, D. Resio et al. // Proc. of the Rogue Waves 2008 Workshop (October 13–15 2008, Brest, France). – 2009. – С. 77–86.
9. Флейшман Б.С. Элементы теории потенциальной эффективности сложных систем / Б.С. Флейшман. – М.: Советское радио, 1971. – 224 с.

## Controlling design, construction and operation of marine pipelines using frame-production simulators

M.N. Mansurov<sup>1\*</sup>, A.V. Shekhovtsov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom PJSC, Bld. 16, Nametkina street, Moscow, GSP-7, 117997, Russian Federation

\* E-mail: M\_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Marine pipeline systems are the complex technical objects, and they work in complicated environment. While designing and constructing marine pipelines one must provide their steadiness and stability during their long lifetime affected by the influence of various natural and man-caused factors. The article discusses geo-situation challenges and incidents used to occur during construction and operation of marine pipelines. A list of geological risks and hydrometeorological conditions is given, and the patterns they affect steadiness and integrity of pipelines are analyzed.

On the grounds of the aggregate scientific-methodological analysis of information about geographical, hydrometeorological, lithodynamic, geologic, and seismic conditions of the particular marine pipeline routes the diagnostic simulators must be formed as a family of frames and production rules aimed both at quantitative evaluation of pipeline resistivity to the environmental and man-caused factors, and control of possible dangers and incidents.

**Keywords:** marine pipelines, natural and man-caused factors, models of interaction, incidents, laying-down, immunity to exposures, diagnostic model.

### References

1. SEREBRYAKOV, A.M. *Geoinformational means for analysis and settlement of contingency events during construction of subsea pipelines* [Geoinformatsionnyye sredstva analiza i razresheniya neshtatnykh

- situatsiy pri stroitelstve morskikh truboprovodov]. Synopsis of candidate thesis (engineering). Russian State Hydrometeorological University. St. Petersburg, 2010. (Russ.).
2. USHAKOV, V.A., V.S. DROGAYTSEV. Detecting pre-redundant states and identifying the sources for generating technically complex objects [Obnaruzheniye predotkaznykh sostoyaniy i identifikatsiya istochnikov ikh generatsii slozhnykh tekhnicheskikh obyektov]. I. *Vestnik SGTU*. 2011, vol. 4, no. 2(60), pp. 85–193. ISSN 1999-8341. (Russ.).
  3. KLINTING, P.S. Analysis of prototype freak waves. In: DARLYMPLE, R. (ed.). *Coastal hydrodynamics*. New York: ASCE, 1987, pp. 618–632.
  4. Advancing global NWP through international collaboration. In: *ECMWF* [online]. Available from: <http://www.ecmwf.int>.
  5. ROSHYDROMET. Review of the Federal Service for Hydrometeorology and Environmental Monitoring of Russia activities in 2017. [Obzor dayatelnosti Federalnoy sluzhby po gidrometeorologii i monitoringu okruzhayushchey sredy za 2017]. In: *Roshydromet* [online]. – Available from: [http://www.meteorf.ru/upload/iblock/b9e/Obzor%202017\\_19-02-2018-low2.pdf](http://www.meteorf.ru/upload/iblock/b9e/Obzor%202017_19-02-2018-low2.pdf). (Russ.).
  6. CORNELL, C.A. Engineering seismic risk analysis. *Bulletin of the Seism. Soc. Amer.* 1968, vol. 58, no. 5, pp. 1583–1606. ISSN 0037-1106.
  7. ULOMOV, V.I., L.S. SHUMILINA. *Set of general seismic zoning plans of Russian Federation* [Komplekt kart obshchego seysmicheskogo rayonirovaniya territorii Rossiyskoy Federatsii]. OSR-97. 1:8,000,000. Moscow: The United Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, 1999. (Russ.).
  8. BADULIN, S.I., A.O. KOROTKEVICH, D. RESIO et al. Wave-wave interactions in wind-driven mixed seas. In: *Proc. of the Rogue Waves 2008 Workshop* (October 13–15 2008, Brest, France), 2009, pp. 77–86.
  9. FLEYSHEMAN, B.S. *Elements of the theory for potential efficacy of complex systems* [Elementy teorii potentsialnoy effektivnosti slozhnykh system]. Moscow: Sovetskoye radio, 1971. (Russ.).

УДК 622.691.4.05(98):622.831.312

## Управление эксплуатационной надежностью магистральных трубопроводов в криолитозоне на основе анализа данных геотехнического мониторинга и прогнозного математического моделирования

**С.И. Голубин**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1  
E-mail: S\_Golubin@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** геотехнический мониторинг, магистральный трубопровод, теплотехнический расчет, многолетне-мерзлый грунт, термометрическая скважина, геокриологический прогноз.

**Тезисы.** В настоящее время география добычи углеводородов такова, что их транспорт осуществляется через регионы с особыми природными условиями, которые характеризуются наличием многолетнемерзлых грунтов (ММГ). Грунты криолитозоны при термомеханическом взаимодействии с магистральными трубопроводами (МГ) создают определенные риски и проблемы с точки зрения обеспечения эксплуатационной надежности МГ. Особую потенциальную опасность представляют подводные переходы и их береговые участки, которые характеризуются ММГ высокой льдистости, со значительными осадками при оттаивании. Для комплексного контроля, прогнозирования и управления состоянием литотехнической системы «МГ – грунт» с целью обеспечения эксплуатационной надежности МГ на всех стадиях его жизненного цикла в обязательном порядке должен проводиться геотехнический мониторинг. В частности, система геотехнического мониторинга литотехнических систем в криолитозоне предусматривает устройство термометрических скважин, с помощью которых в режиме реального времени проводятся сбор и накопление данных об изменении температуры ММГ, вмещающего трубопровод.

Накопленные данные термометрических наблюдений могут быть использованы как для оценки геокриологических условий в момент проведения мониторинговых работ, так и для геокриологического прогноза, предполагающего анализ особенностей поведения литотехнической системы в процессе эксплуатации МГ. По результатам такого анализа могут быть рекомендованы мероприятия, исключающие или ограничивающие последствия нарушения природного равновесия в литотехнической системе, опасные для сооружения и природной среды. Одним из методов геокриологического прогноза является математическое моделирование. Данные термометрии служат индикатором для подтверждения точности математического моделирования.

В статье представлен и проанализирован массив данных многолетних наблюдений за температурным режимом береговых участков подводного перехода МГ Бованенково – Ухта через Байдарацкую губу, выполнен регрессионный анализ изменения температуры на рассматриваемом участке, выявлен тренд изменения температуры. Обработанные данные сопоставлены с результатами математического моделирования литотехнической системы «МГ – грунт», проведена корректировка входных параметров математической модели, выполнен долгосрочный прогноз.

Магистральный газопровод Бованенково – Ухта (далее – МГ) является одним из самых масштабных и сложных проектов за всю историю трубопроводного строительства в мировой и отечественной практике; в ходе строительства применены передовые технологии и оборудование. МГ представляет собой двухниточную систему общей протяженностью каждого газопровода около 1200 км (с учетом резервных ниток подводных переходов через Байдарацкую губу). Использовались трубы из стали К65 (Х80) с внутренним гладкостным покрытием. Основной диаметр труб – 1420 мм. Рабочее давление – 120 атмосфер. Строительство МГ началось в 2008 г. Линейная часть газопровода и первоочередные компрессорные станции введены в эксплуатацию в 2012 г. Строительство остальных компрессорных станций завершено в 2013–2014 гг. Прокладка МГ на всем его протяжении осуществлена в сложных природно-климатических и инженерно-геологических условиях, а именно в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ). Чувствительность ММГ к техногенным воздействиям в период строительства и эксплуатации МГ

влияет на эксплуатационную надежность МГ. Деградация ММГ, вмещающих МГ, сопровождающаяся просадками оттаявших грунтов за счет собственного веса при фильтрации воды, отжимаемой из пор, может спровоцировать изменение проектного положения трубопровода и, как следствие, привести к потере его устойчивости. Особенно опасными являются прибрежные и субаквальные участки, которые, как правило, сложены сильно льдистыми и сильно сжимаемыми при оттаивании грунтами.

Уральский и ямальский берега Байдарачкой губы представлены хорошо выраженной террасированной поверхностью и сложены верхнеплейстоценовыми и голоценовыми отложениями. Выделяются следующие морфометрические уровни:

- III терраса высотой 22...35 м, сложенная морскими или дельтовыми осадками;
- II терраса высотой 11...20 м, в строении которой принимают участие морские или озерно-аллювиальные отложения;
- I терраса верхнеплейстоцен-голоценового возраста высотой 4...9 м, сложенная морскими и аллювиально-морскими и озерно-болотными отложениями – преимущественно песками с супесями, суглинками и торфом;
- маршевые периодически затопляемые поверхности (лайда), современные береговые формы пляжа и мелководья.

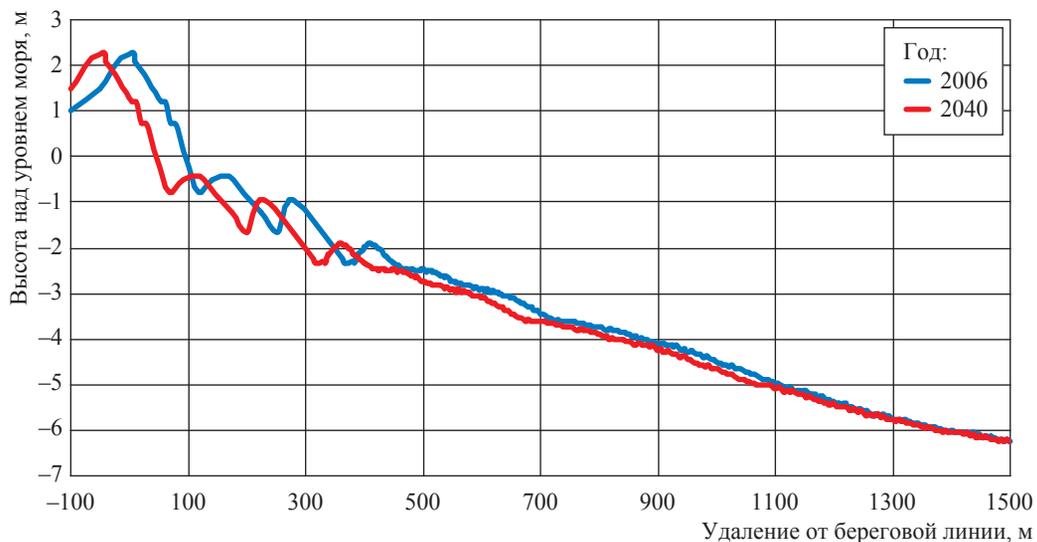
Как правило, в пределах акватории грунты водонасыщенные и находятся в текучем

и текучепластичном состоянии. В береговой зоне пляжа и на суше грунты находятся в мерзлом состоянии. Для покровного комплекса, развитого на суше, характерно наличие мощных эпигенетических жил. Сильно развиты полигонально-жилые образования и пластовые льды.

Помимо сплошного распространения ММГ эксплуатация береговых участков МГ осложнена активными деформациями береговой линии вследствие термоабразии. Процесс термоабразии необратим, он развивается неравномерно и характеризует изменение профиля уральского и ямальского берегов Байдарачкой губы. Активные абразионные процессы происходят в безледный период в результате теплового и гидродинамического воздействия на мерзлые породы берегов и дна. Большую часть года берега и прибрежно-шельфовая полоса дна консервируются припаем, что обуславливает неравномерность и замедление процессов термоабразии.

Берег в районе МГ по характеристикам соответствует типичным аккумулятивным берегам, сложенным песчаными и песчано-гравийными наносами. Отступление береговой линии в створе перехода МГ на ямальском берегу Байдарачкой губы относительно невелико и составляет 1,0...1,5 м в год в силу высокой устойчивости берега и его слабой динамики во времени. Прогноз динамики отступления ямальского берега Байдарачкой губы представлен на рис. 1.

Динамика отступления береговой линии в створе перехода МГ на уральском берегу



**Рис. 1. Прогноз динамики профиля береговой линии в районе створа трассы МГ (ямальский берег Байдарачкой губы) на период его проектирования, строительства и эксплуатации (2006–2040 гг.)**

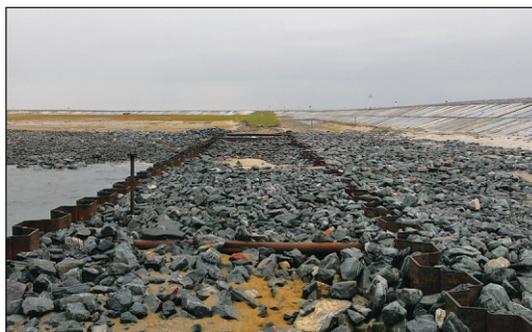
Байдарацкой губы отличается большей сложностью. Так, скорость абразии в створе перехода МГ составляет 2,0...3,0 м в год. Прогноз динамики отступления уральского берега Байдарацкой губы в створе МГ представлен на рис. 2.

Для защиты подводного перехода МГ через Байдарацкую губу от размывов при отступании береговой линии за счет абразии на весь период эксплуатации проектом предусмотрено устройство коффердамов (рис. 3) – защитных перемычек из шпунтовых свай, в которые уложен трубопровод.

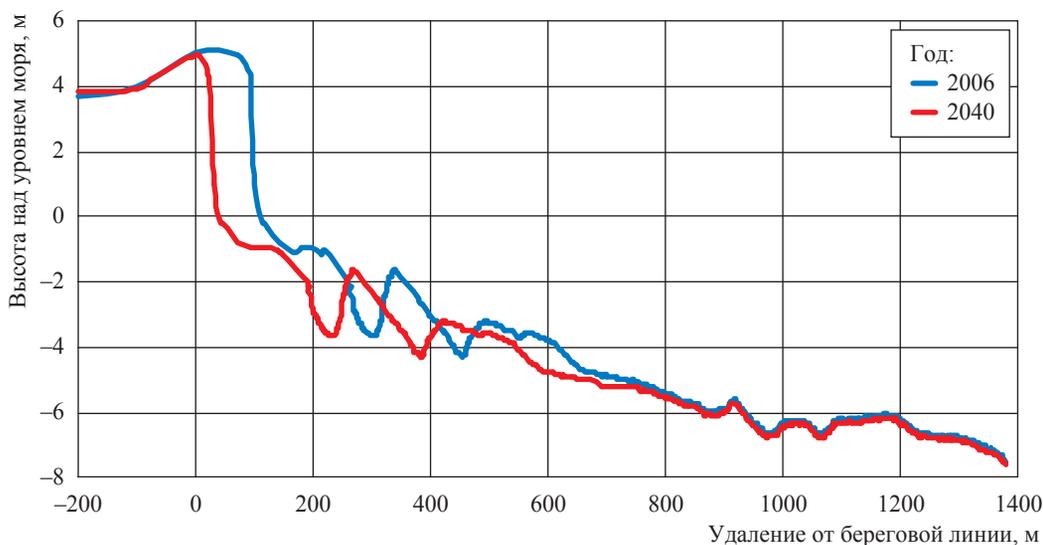
Следует отметить, что в процессе строительства коффердама и укладки МГ в открытой траншее в зимнее время произошло естественное локальное промораживание донных грунтов на мелководье и в прирезной зоне, сопровождающееся новообразованиями ММГ с более низкими температурами по сравнению с естественными фоновыми температурами ММГ в зоне коффердамов. Данный факт выявлен в ходе полевых геофизических исследований, выполненных ООО «МГУ Геофизика» в 2012 г. на уральском и ямальском береговых участках. Новообразования ММГ в зоне коффердамов достаточно хорошо прослеживаются на геоэлектрических разрезах, построенных по результатам электромагнитных зондирований (рис. 4).

Данный факт только подтверждает то, что подводный переход МГ через Байдарацкую губу, в том числе ямальский и уральский участки, осложненные деградирующими ММГ

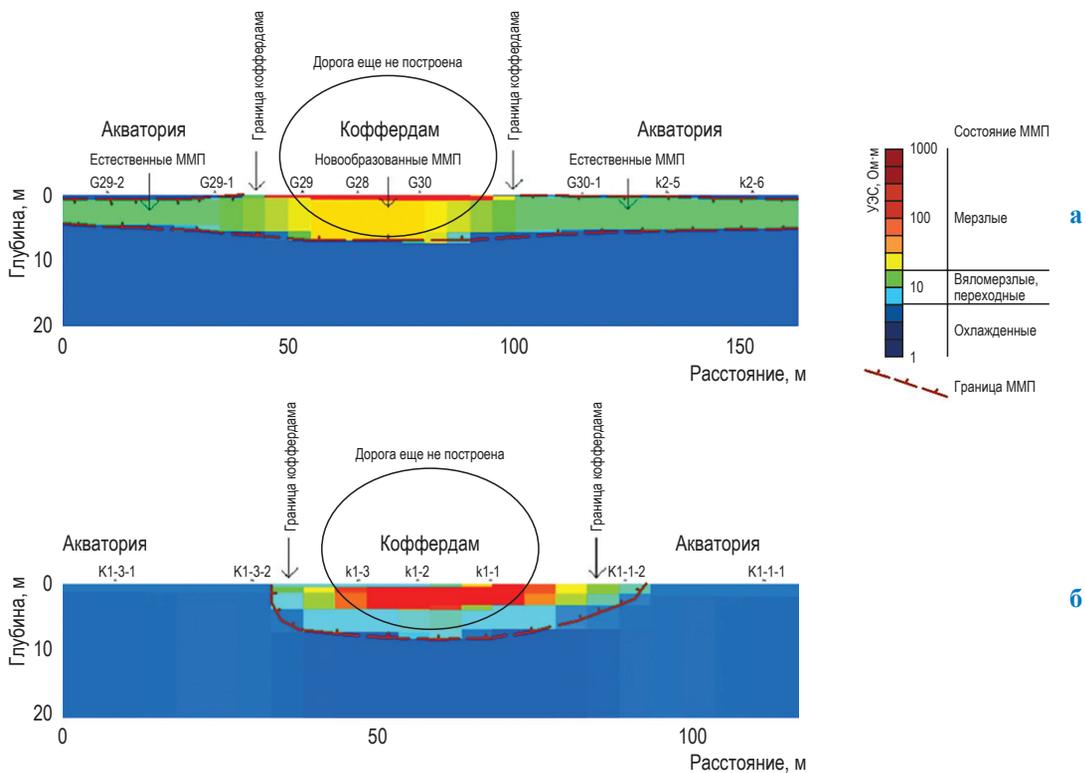
и активной абразией берегов, представляет собой «живую» литотехническую систему – сложную, восприимчивую к малейшим техногенным воздействиям и активно изменяющуюся во времени. Для комплексного контроля, прогнозирования и управления состоянием литотехнической системы «МГ – грунт» с целью обеспечения эксплуатационной надежности МГ на всех стадиях его жизненного цикла в обязательном порядке должен проводиться геотехнический мониторинг [1, 4]. В частности, сеть геотехнического мониторинга литотехнических систем в криолитозоне предусматривает устройство термометрических скважин, с помощью которых в режиме реального времени проводятся сбор и накопление данных об изменении температуры ММГ, вмещающего трубопровод.



**Рис. 3. Береговой участок подводного перехода МГ через Байдарацкую губу, вид на коффердам (ямальский берег Байдарацкой губы)**



**Рис. 2. Прогноз динамики профиля береговой линии в районе створа трассы МГ (уральский берег Байдарацкой губы) на период его проектирования, строительства и эксплуатации (2006–2040 гг.)**



**Рис. 4. Ямальский (а) и уральский (б) береговые участки подводного перехода МГ через Байдарацкую губу: поперечный геоэлектрический разрез на коффердаме.**  
УЭС – удельное электрическое сопротивление

Сеть геотехнического мониторинга береговых участков подводного перехода МГ через Байдарацкую губу включает в себя следующие элементы:

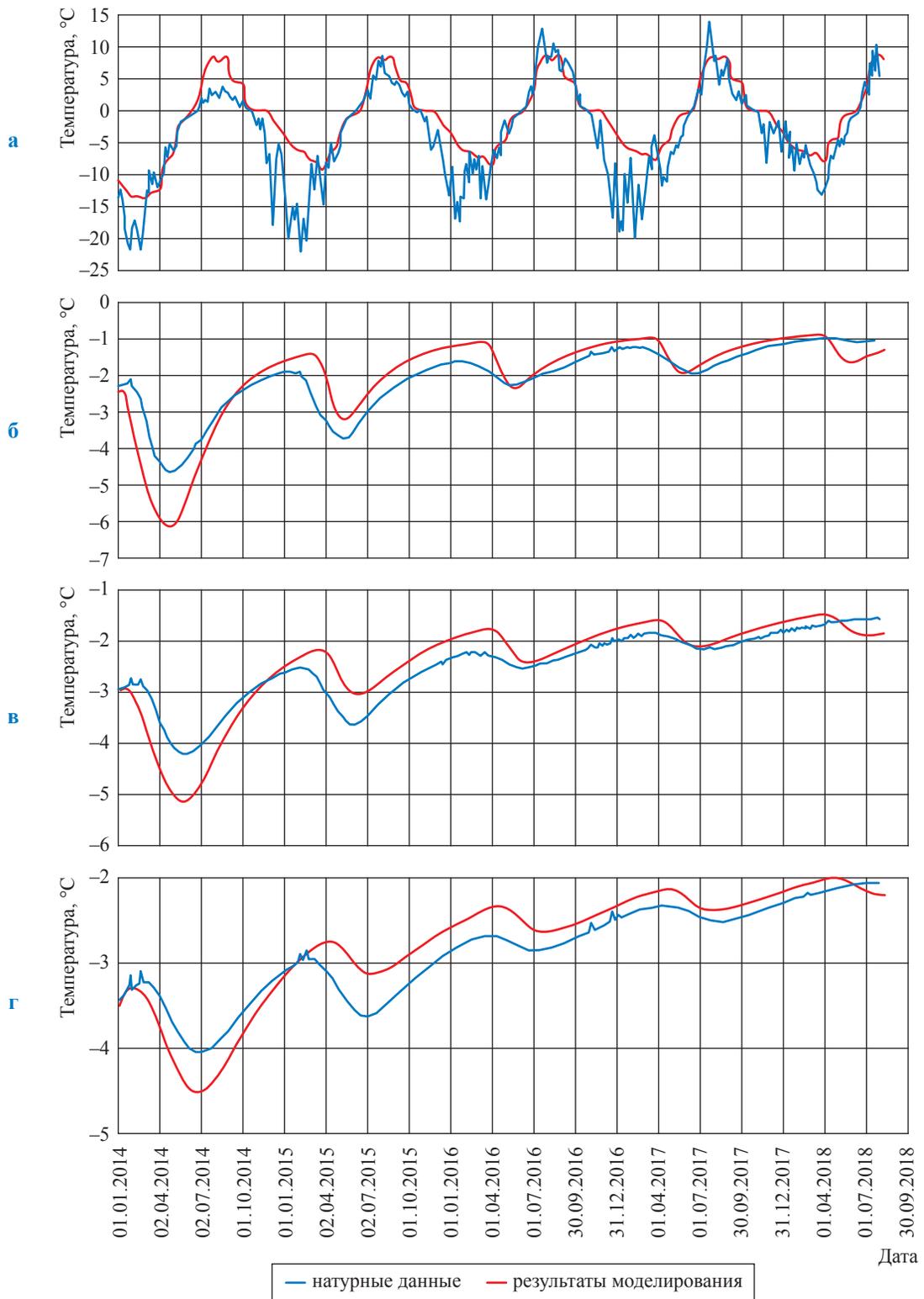
- деформационные марки на трубопроводе;
- грунтовые деформационные марки;
- термометрические скважины.

Деформационные марки на трубопроводе представляют собой систему из двух инклинометрических датчиков, оборудованных локальным коммутатором, дополнительно выполняющим функцию связующего контроллера. Деформационные марки соединяются последовательно с помощью геофизического кабеля с обеспечением троирования линии. Грунтовая деформационная марка представляет собой стальную трубку, погруженную в грунт на глубину 3 м, с анкером на конце. Термометрическая скважина – это термотрубка, погруженная в грунт на 11 м и оборудованная 10-метровой термометрической косой с 10 датчиками, логгером и модулем передачи данных ZigBee. В модуле ZigBee используется механизм беспроводной передачи пакетов данных стандарта IEEE 802.15.4 «Wireless personal area network (WPAN)». В качестве элементов

питания логгеров и модулей ZigBee используются хорошо зарекомендовавшие себя при работе в экстремальных низкотемпературных условиях Ямала литиевые батареи формата BAT[D]SL-780/T 3.6V производства фирмы Sonnenschein Lithium GmbH.

Накопленные данные термометрических наблюдений могут быть использованы как для оценки геокриологических условий в момент проведения мониторинговых работ, так и для геокриологического прогноза, когда анализируются особенности поведения литотехнической системы в процессе эксплуатации газопровода. На основе такого анализа можно рекомендовать мероприятия, исключающие или ограничивающие последствия нарушения природного равновесия в литотехнической системе, которые могут повлиять на эксплуатационную надежность МГ. Одним из методов геокриологического прогноза является математическое моделирование [2, 3]. Данные термометрии служат индикатором для подтверждения точности математического моделирования (рис. 5).

Математическое моделирование литотехнической системы «МГ – грунт» выполнялось



**Рис. 5. Сравнение данных распределения температур в ММГ согласно натурным наблюдениям с данными моделирования на ямальском берегу Байдарацкой губы. Глубина регистрации показаний от дневной поверхности, м: а – 0,5; б – 4,5; в – 6,5; г – 8,5**



**Рис. 6. Прогнозное распределение температур в коффердаме ямальского берега Байдарацкой губы на август 2019 г.**

в соответствии с РСН 67-87<sup>1</sup> в программном комплексе Geoheat3D, предназначенном для расчета промерзания-оттаивания и динамики температуры грунтов, взаимодействующих с инженерными сооружениями и внешней средой. Участки моделирования подбирались в непосредственной близости термометрических скважин для того, чтобы выполнить верификацию и калибровку расчетной модели с массивом накопленных показаний температур по глубине.

Сравнительный анализ данных изменения температур на различных глубинах, полученных в ходе моделирования рассматриваемой литотехнической системы, с данными многолетних наблюдений в термометрической скважине показывает, что созданная модель литотехнической системы «МГ – грунт» на рассматриваемом участке позволяет с приемлемой точностью выполнять долгосрочный прогноз состояния и изменений в литотехнической системе, а именно изменения температур ММГ (см. рис. 5). Выбросы на графике и расхождение в разнице температур между прогнозной моделью и фактически наблюдаемыми данными на поверхности (см. рис. 5а) обусловлены сложностью учета фактического теплообмена на поверхности ввиду неравномерного снегонакопления, изменения температур воздуха и скоростей ветра в годовом цикле, а также определением теплофизических параметров по данным нормативных документов<sup>2</sup>, что, несомненно, сказывается на точности расчетов [5].

На рис. 6 представлена графическая интерпретация результатов прогнозного моделирования распределения температурных полей в районе коффердама. Видно, что дорога, построенная к коффердаму после 2012 г., способствует сохранению новообразований ММГ в ходе строительства (см. рис. 4). При этом в зоне прокладки МГ наблюдается деградация ММГ, что также подтверждается данными термометрии.

В целом результаты многолетних натурных наблюдений на береговых участках подводного перехода МГ через Байдарацкую губу в сопоставлении с результатами прогнозного моделирования указывают на то, что ММГ, вмещающие трубопровод, имеют устойчивый тренд к повышению температур как на береговых участках, так и в приурезной зоне. Деградация ММГ на береговых участках подводного перехода МГ через Байдарацкую губу может негативно отразиться на надежности трубопровода, что необходимо учитывать в процессе его эксплуатации.

Исследования, описанные в настоящей статье, направлены на создание программного аналога (цифрового двойника) реальной литотехнической системы, эксплуатируемой в сложных природно-климатических и геокриологических условиях.

## Список литературы

1. Великоднев В.Я. Геотехнический мониторинг состояния трубопроводов с помощью волоконно-оптических кабельных систем / В.Я. Великоднев, С.И. Голубин, М.Л. Николаев // Геотехника. – 2011. – № 5. – С. 22–29.

<sup>1</sup> См. РСН 67-87. Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами.

<sup>2</sup> См. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах.

2. Великоднев В.Я. Тепловое и механическое взаимодействие подземного газопровода с многолетнемерзлыми грунтами и методы его геотехнического мониторинга / В.Я. Великоднев, С.И. Голубин, В.С. Каленский // Инженерные изыскания. – 2011. – № 9. – С. 54–60.
3. Голубин С.И. Математическое моделирование теплового взаимодействия подземного газопровода с многолетнемерзлыми грунтами полуострова Ямал / С.И. Голубин // Инженерная геология. – 2009. – № 4. – С. 20–27.
4. Патент на полезную модель RU 139945 U1. Устройство геотехнической диагностики и мониторинга магистральных трубопроводов в криолитозоне / В.В. Небабин, Р.Р. Кучумов, С.И. Голубин и др.; патентообладатель – ООО «Газпром ВНИИГАЗ» / заявка 11.03.2013; публикация 27.04.2014.
5. Пустовойт Г.П. Влияние способа получения исходных данных на прогнозные теплотехнические расчеты при проектировании в криолитозоне / Г.П. Пустовойт, Э.С. Гречищева, С.И. Голубин и др. // Криосфера Земли. – 2018. – Т. 22. – № 1. – С. 51–57.

## Controlling operation reliability of trunk pipelines in a permafrost zone on the grounds of geotechnical monitoring and predictive mathematical modelling

S.I. Golubin

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyecktiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation  
E-mail: S\_Golubin@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Nowadays, geographical spread of hydrocarbon production makes organize transportation of such products through the regions with special natural environment characterized by presence of permafrost. During the thermal-mechanical interaction with trunk pipelines, the subsoil in the permafrost zone creates particular risks and challenges related with support of operational reliability of the pipelines. Especial potential danger comes from the underwater crossings and their onshore sections, which are quite icy and generate much moisture while defrosting. To carry out complex control, prediction and administration of a “trunk pipeline – subsoil” lithologic-technical system status, the permanent geotechnical monitoring of the pipeline should be done in order to provide its operational reliability during all the stages of its lifetime. In particular, a system of geotechnical monitoring of lithologic-technical permafrost systems supposes drilling of thermometric wells for real-time collection and accumulation of data about changing of the permafrost temperature around the pipeline.

Accumulated data of thermometric observations can be applied either for estimation of the geocryologic situation when monitoring is done, or for making a geocryological forecast when the special behavior of the named lithologic-technical system during operation of the pipeline is analyzed. According to the results of such studies some measures excluding or limiting the dangerous aftereffects of natural balance disturbance could be recommended. Mathematical modelling is one of the methods of geocryological predicting. The thermometric data are the indicators used for validation of accuracy of mathematical modelling.

The article presents and analyzes a data array of longstanding observations of temperatures at the onshore sections of the underwater line of the Bovanenkovo–Ukhta pipeline across the Baydaratskaya Bay. It includes the regression analysis of temperature changes at the named section, and a found-out temperature trend. First, the processed data have been compared with the results of mathematical modelling, then the input parameters of the model have been corrected, and a longstanding prognosis has been made.

**Keywords:** geotechnical monitoring, trunk pipeline, calculated heat performance, permafrost, thermometric well, geocryological forecast.

### References

1. VELIKODNEV, V.Ya., S.I. GOLUBIN, M.L. NIKOLAYEV. Geotechnical monitoring of pipelines using optical fiber cable systems [Geotekhnicheskiiy monitoring sostoyaniya truboprovoda s pomoshchyu volokonno-opticheskikh kabelnykh system]. *Geotekhnika*. 2011, no. 5, pp. 22–29. ISSN 2221-5514. (Russ.).
2. VELIKODNEV, V.Ya., S.I. GOLUBIN, V.S. KALENSKIY. Thermal and mechanical interaction between an underground pipeline and the permafrost, and methods for its geotechnical monitoring [Teplovoye i mekhanicheskoye vzaimodeystviye podzemnogo gazoprovoda s mnogoletnemerzlyimi gruntami i metody yego geomekhanicheskogo monitoringa]. *Inzhenernyye Izyskaniya*. 2011, no. 9, pp. 54–60. ISSN 1997-8650. (Russ.).

3. GOLUBIN, S.I. Mathematical modelling of thermal interaction between an underground pipeline and the permafrost of Yamal Peninsular [Matematicheskoye modelirovaniye teplovogo vzaimodeystviya podzemnogo gazoprovoda s mnogoletnemerzlymi gruntami poluostrova Yamal]. *Inzhenernaya Geologiya*. 2009, no. 4, pp. 20–27. ISSN 1993-5056. (Russ.).
4. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Device for geotechnical diagnostics and monitoring of trunk pipelines in the permafrost zone* [Ustroystvo geotekhnicheskoy diagnostiki i monitoringa magistralnykh truboprovodov v kriolitozone]: utility model. Inventors: Nebabin, V.V., R.R. Kuchumov, S.I. Golubin et al. Appl.: 11 March 2013, publ.: 27 April 2014. RU 139945 U1. (Russ.).
5. PUSTOVOYT, G.P., E.S. GRECHISHCHEVA, S.I. GOLUBIN et al. Way of initial data acquisition affecting the prognostic design calculations of thermal performance in the permafrost zone [Vliyaniye sposoba polucheniya iskhodnykh dannyykh na prognoznyye teplotekhnicheskiye raschety pri proyektirovani v kriolitozone]. *Kriosfera Zemli*. 2018, vol. 22, no. 1, pp. 51–57. ISSN 1560-7496. (Russ.).

УДК 629.543:624.5.017

## Современное состояние исследований конструктивной надежности танкеров для транспортировки СПГ и последствий аварийных разливов СПГ на водной поверхности

**В.С. Сафонов**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1  
E-mail: V\_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:**

СПГ-танкер, столкновение судов, посадка на мель, повреждения грузовых емкостей танкера, разлив СПГ на воде, пожар разлития, термическое воздействие пожара на конструктивные элементы танкера, криогенное растрескивание корабельной стали.

**Тезисы.** В работе представлен обзор современных отечественных и зарубежных исследований по конструктивной надежности танкеров СПГ при различных сценариях внешнего динамического воздействия, включая столкновение судов и удар днища о жесткое подводное препятствие. Показано, что среди используемых на практике конструкций грузовых емкостей СПГ (сферические алюминиевые самонесущие, трапециевидные самонесущие или из тонколистовой гофрированной стали с 9%-ным содержанием никеля) наибольшей устойчивостью («живучестью») обладают танкеры со сферическими резервуарами типа Moss. За всю историю существования танкерных перевозок СПГ не зафиксировано случаев крупных утечек СПГ или потери судна.

В практике анализа риска масштабные аварийные разливы СПГ на воду рассматриваются как крайне маловероятные события ( $10^{-6}$ ... $10^{-8}$  случаев на судно в год). Однако действующие нормативные документы требуют проведения оценки последствий таких разливов. Поэтому в обзоре рассмотрен также комплекс вопросов, связанных с растеканием и испарением СПГ на водной поверхности, включая эффекты «холодного парового взрыва» и льдообразования, а также вопросы горения СПГ на водной поверхности и теплового воздействия пожара на конструктивные элементы танкера. На примере сферических емкостей исследована проблема термической устойчивости существующей конструкции теплоизоляции танкера и показана ее достаточная эффективность. Отмечено, что при аварийном нарушении герметичности грузовой емкости часть СПГ попадет в межтрюмное пространство, что приводит к растрескиванию корабельной стали корпуса и может вызвать подтопление танкера.

Сжиженный природный газ (СПГ) является на сегодня важным фактором мировой торговли природным газом и углеводородными энергоносителями в целом. Годовые объемы прироста мирового производства и реализации СПГ (6...7 %) в последние десятилетия значительно опережали темпы развития трубопроводного транспорта (2...3 % в год). Возможности современного производства СПГ приближаются к 400 млн т / год. Основные потребители СПГ – Япония, Китай, Индия, страны Европы и Латинской Америки [1].

Для межконтинентальной перевозки СПГ создан мощный танкерный флот, считающийся на сегодня более 450 судов различной грузоподъемности. Единичный объем танкеров СПГ последних моделей превышает 260 тыс. м<sup>3</sup>. В качестве грузовых емкостей танкеров используются самонесущие сферические алюминиевые резервуары типа Moss (27 % от общего количества танкеров), а также самонесущие призматические типа SPB и гофрированные (мембранные) тонкостенные призматические емкости из стали с 9%-ным содержанием никеля (совокупно 73 % от общего количества) [2–5].

Для танкеров СПГ защита груза от внешних динамических воздействий обеспечивается за счет «двойного» корпуса, т.е. наличия между обшивкой судна и несущей стенкой резервуара определенного расстояния, а также специальных усиливающих элементов и боковых переборок, позволяющих частично или полностью гасить кинетическую энергию локального внешнего воздействия (см. рис. 1). Минимальное расстояние между стенками танкеров для сжиженных газов согласно международным

требованиям составляет 0,76 м. Реально из-за конструктивных особенностей призматических грузовых резервуаров, а также особенностей закрепления сферических резервуаров для танкеров СПГ эти расстояния значительно больше (2,0...3,5 м и более, что составляет три-пять минимальных расстояний). В силу указанных обстоятельств устойчивость («живучесть») танкеров СПГ значительно выше аналогичных показателей для однокорпусных судов общего назначения, в том числе для нефтяных танкеров.

Международной морской организацией за период 1964–2005 гг. сообщалось о 182 инцидентах при эксплуатации танкеров СПГ грузоместимостью более 15 тыс. м<sup>3</sup>. Среди них не было ни одного случая со сколь-нибудь значительными утечками СПГ в окружающее пространство. Точно так же не было серьезных аварийных ситуаций и в период 2006–2017 гг. Повреждения в результате большинства аварий устранялись в рабочем порядке, однако определенное количество аварий потребовало ремонта танкеров в доках [6–8].

В отличие от судов общего назначения за всю историю межконтинентальных морских перевозок не было потеряно ни одного танкера СПГ, что, как уже отмечалось, определялось в первую очередь наличием двойного корпуса. В то же время из-за большой технической сложности значительное число инцидентов и аварийных ситуаций на танкерах СПГ было связано с неисправностями судового оборудования.

Основным критерием устойчивости («живучести») танкеров СПГ при ударном воздействии (например, при столкновении судов) является глубина проникновения элементов «таранящего» судна в межкорпусное пространство танкера без повреждения грузовой емкости с СПГ. Современные подходы к математическому моделированию процессов динамического взаимодействия судов различных типов и классов при столкновениях, а также при посадках на мель или ударах о препятствия (камни, причалы) предполагают:

- использование инструментария классической теории упругопластических деформаций и расчеты методами конечных элементов с максимальным учетом конструктивных и ситуационных особенностей [9–11];
- применение различных приближенных (аналитических) методик, основанных на статистической информации о столкновениях [2–16].

Среди инженерных аналитических моделей наиболее часто используется модифицированная (полуэмпирическая) модель Минорски [12]. Модель учитывает возможность частичной (локальной) деформации или разрыва внешнего корпуса танкера СПГ и (отчасти) конструктивные особенности межкорпусного пространства. Модель обосновывает диапазон критических скоростей «таранящих» судов с различным водоизмещением, при которых полностью исчерпывается конструктивный запас прочности без деформаций грузовых емкостей с СПГ. Критические скорости воздействия определяются при этом для тех боковых частей внешнего корпуса танкера СПГ, где грузовые емкости максимально приближены к внешнему корпусу. Для призматических резервуаров это расстояние примерно одинаково вдоль средней части длины танкера, для сферических резервуаров это узкие локальные зоны. Очевидно, что для других частей корпуса критические скорости будут значительно больше.

Как было отмечено выше, модель Минорски не учитывает возможности деформации грузовых емкостей без нарушения их герметичности. В то же время по результатам численного моделирования, проведенного известной норвежской компанией DNV, эта деформация (без нарушения герметичности) в зависимости от конструктивных особенностей самих грузовых емкостей и методов их крепления может составлять 1,5...3,0 м и более, что существенно увеличивает энергопоглощающие характеристики конструкции танкера СПГ и повышает показатели его живучести. Кроме того, по мнению специалистов российского Крыловского государственного научного центра (далее – Крыловский центр), аварийные столкновения судов происходят, как правило, в сложных погодных условиях на встречных курсах, что не только увеличивает относительную скорость движения судов, но и одновременно изменяет геометрическую конфигурацию и характерный размер пробоины [17]. При этом энергия внешнего удара расходуется в основном на деформацию и повреждения внешнего корпуса, и это необходимо учитывать при анализе риска повреждения грузовых емкостей с СПГ.

Помимо сценариев прямых столкновений судов опасность разгерметизации грузовой емкости с СПГ может возникнуть и при ударе танкера о каменистое дно или встречное донное

препятствие. В качестве основного показателя защищенности при этом рассматривается критическая глубина ( $h^*$ ) внедрения внешнего препятствия в корпус танкера, приводящая к нарушению герметичности грузовой емкости с СПГ. Крыловским центром предложен сравнительный критерий  $K$  защищенности танкеров СПГ различных типов в виде интеграла от функции  $P(h^*)$ , характеризующей вероятность того, что повреждения не будут носить критического характера:

$$K = \left[ \int_0^1 (1 - P(h^*(\bar{y}))) d\bar{y} \right]^{-1}. \quad (1)$$

Тогда величина  $1 - P(h^*)$  является вероятностью критических повреждений.

Для танкера СПГ общим объемом 150 тыс. м<sup>3</sup> Крыловским центром получены значения критерия защищенности (таблица). На рис. 1 представлены рассчитанные вероятности критических повреждений грузовых емкостей различных типов при ударе о подводные препятствия.

С учетом совокупности отмеченных ранее положений и существующих конструктивных особенностей противотаранной защиты

танкеров Крыловским центром проведена сравнительная оценка вероятности повреждения одной из грузовых емкостей танкера СПГ вместимостью 150 тыс. м<sup>3</sup> при боковом таранном ударе типового судна обеспечения водоизмещением 15 тыс. т с прямым наклонным форштевнем. Установлено (см. таблицу), что вероятность аварийного повреждения грузовой емкости типа Moss при этом на 2 и более порядка ниже, чем для трапециевидных емкостей [11–20].

Таким образом, танкеры СПГ обладают высокой устойчивостью к внешним динамическим воздействиям. Тем не менее возникновение аварий с разливом определенных объемов СПГ на водной акватории исключить нельзя.

#### Показатели защищенности грузовых емкостей танкера СПГ грузоместимостью 150 тыс. м<sup>3</sup>

Тип грузовой емкости	$K$	Вероятность разгерметизации, (судно/год) <sup>-1</sup>
Moss	21,6	$10^{-8}$
SPB	12,9	$4,6 \cdot 10^{-6}$
Мембранная	10,8	$5,8 \cdot 10^{-5}$

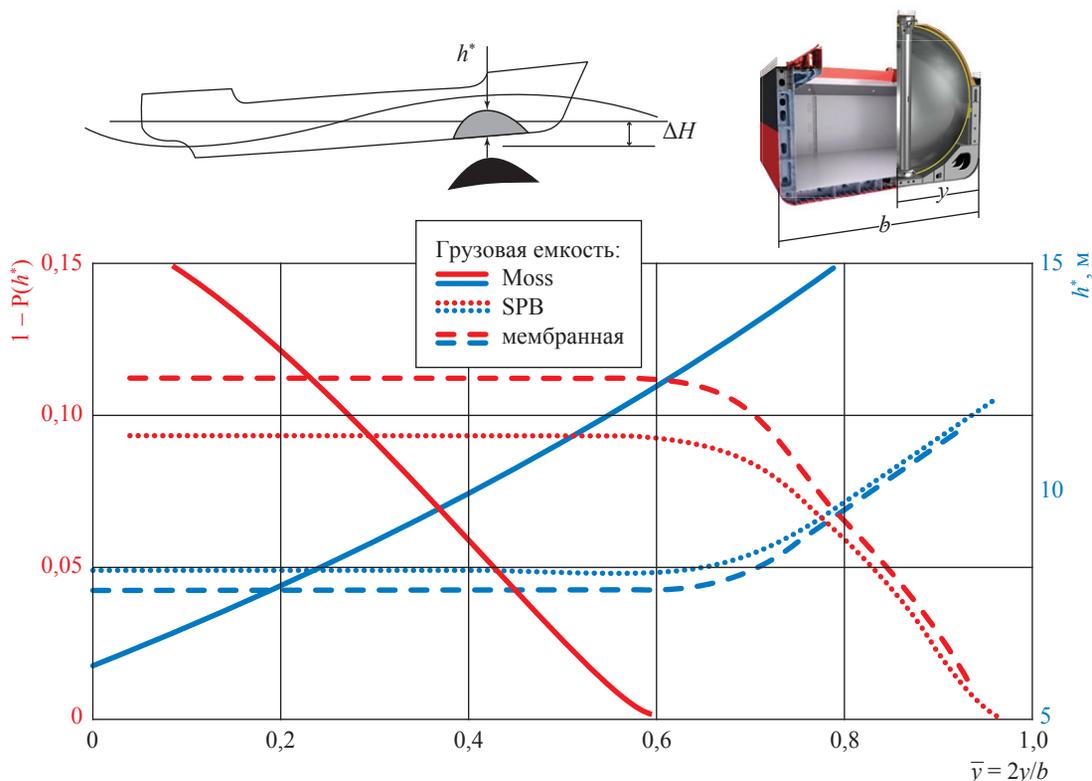


Рис. 1. Вероятность  $1 - P(h^*)$  критического повреждения (разгерметизации) грузовой емкости СПГ (см. сверху справа) при ударе о подводное препятствие

Поэтому в процессе анализа риска танкерных перевозок СПГ необходимо оценить последствия аварий, связанных с разгерметизацией одной из грузовых емкостей СПГ. Традиционно при этом рассматривают истечение СПГ при образовании пробоин в корпусе с одновременным повреждением грузовой емкости СПГ как на уровне ватерлинии, так и ниже поверхности воды.

В первом случае СПГ растекается и кипит на поверхности без заметного смешения с водой. При этом необходимо обратить внимание на следующее обстоятельство: при аварийных разливах СПГ на непроницаемых грунтах и строительных покрытиях теплоприток к СПГ определяется классическим механизмом<sup>1</sup> теплопроводности и резко убывает уже в течение первых нескольких минут. В случае же кипения СПГ на поверхности воды (в основном в пленочном режиме) из-за высокого градиента температур в приповерхностном слое воды возникают активные циркуляционные процессы, сохраняющие тепловой поток на практически постоянном уровне ( $0,18 \dots 0,20 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{с}^{-1}$ ). Важно иметь в виду, что интенсивность теплопритока к СПГ от воды будет в четыре-пять раз больше, чем от поверхности грунта. Как показал анализ, при определенных условиях значительное влияние на повышение теплопритока к СПГ, а следовательно, и на интенсивность его испарения может оказать и льдообразование на поверхности воды.

Еще в процессе первых экспериментов по разливу СПГ на воде в шестидесятых-семидесятых годах прошлого столетия зарубежные специалисты столкнулись с явлением, получившим названия «холодного» взрыва или быстрого фазового перехода (*англ.* rapid phase transition, RPT), когда в определенных условиях при контакте СПГ с водой наблюдался быстротечный (взрывоподобный) фазовый переход СПГ с разлетом брызг и образованием волн давления в воде и воздухе. В результате барических эффектов при разливах СПГ на воду в США, Франции, Алжире имели место повреждения или частичные

разрушения близ технологического оборудования [21–28].

На сегодняшний день считается установленным, что при отсутствии смешения жидкостей (СПГ + вода) быстрый фазовый переход протекает по механизму «взрывного» вскипания в объеме термодинамически перегретой жидкости, а именно СПГ. Причем, как показали данные скоростной киносъемки, время фазового перехода СПГ заведомо ниже  $10^{-3}$  с, а плотность центров парообразования (в объеме) при термодинамическом перегреве составляет порядка миллиона на  $1 \text{ мм}^3$ . Возможность термодинамического перегрева при контакте двух жидкостей, когда отсутствуют «классические» центры парообразования на границе нагревания, вытекает в общем виде из кинетической теории. Причем, в координатах  $T/T_{\text{кр}}$  и  $P/P_{\text{кр}}$  (где  $T$  и  $P$  – текущие, а  $T_{\text{кр}}$  и  $P_{\text{кр}}$  – критические значения температуры и давления) функции температуры насыщения и предельного перегрева имеют общий вид для большинства углеводородов [29, 30].

Чистый жидкий метан ( $\text{CH}_4$ ) при атмосферном давлении  $P_0$  кипит, как известно, при температуре  $T_{\text{ж}}^s = 111,6 \text{ К}$  ( $-161,6 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Быстрый нагрев его части от воды может привести к достижению и превышению температурного предела термодинамической стабильности  $T_* = 171,4 \text{ К}$  ( $-101,8 \text{ }^\circ\text{C}$ ) и взрывному вскипанию (рис. 2). В состав промышленного СПГ входят не только метан, но и этан, пропан, н-бутан, иногда также азот, что существенно меняет параметры и отчасти механизм «холодного» взрыва. Например, согласно расчетам для СПГ промышленного состава в массовых долях 0,7 метана, 0,2 этана, 0,09 пропана и 0,01 н-бутана характерные параметры термодинамического перегрева составят:  $T_{\text{ж}}^s = 115,8 \text{ К}$ ;  $T_* = 191,4 \text{ К}$ ;  $P_* = 36 \text{ бар}$ .

При разливе СПГ на воду тепломассоперенос между жидкостями начинается в режиме пленочного кипения с последующим выкипанием преимущественно азота и метана с соответствующим повышением температуры насыщения «обогащенной» смеси СПГ. Одновременно при этом происходит понижение температуры поверхности воды с возможностью начала льдообразования. Сочетание этих факторов определяет физическую возможность взрывного вскипания промышленного СПГ при аварийных разливах на воде. В качестве иллюстрации на рис. 3 показано влияние

<sup>1</sup> См. рис. 4 в статье Анализ особенностей растекания и испарения СПГ на водной поверхности при аварийных нарушениях герметичности грузовых емкостей танкеров / В.С. Сафонов // Вести газовой науки: Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 2. – С. 182.

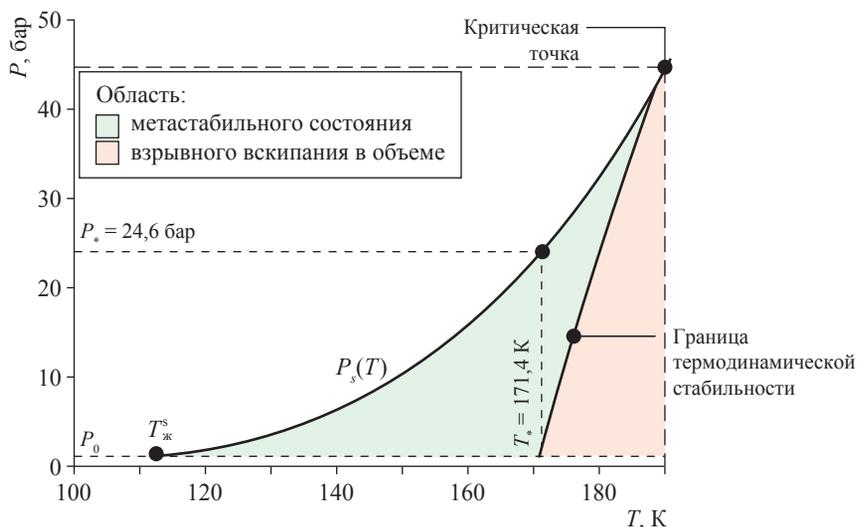


Рис. 2. Границы термодинамической стабильности для жидкого метана

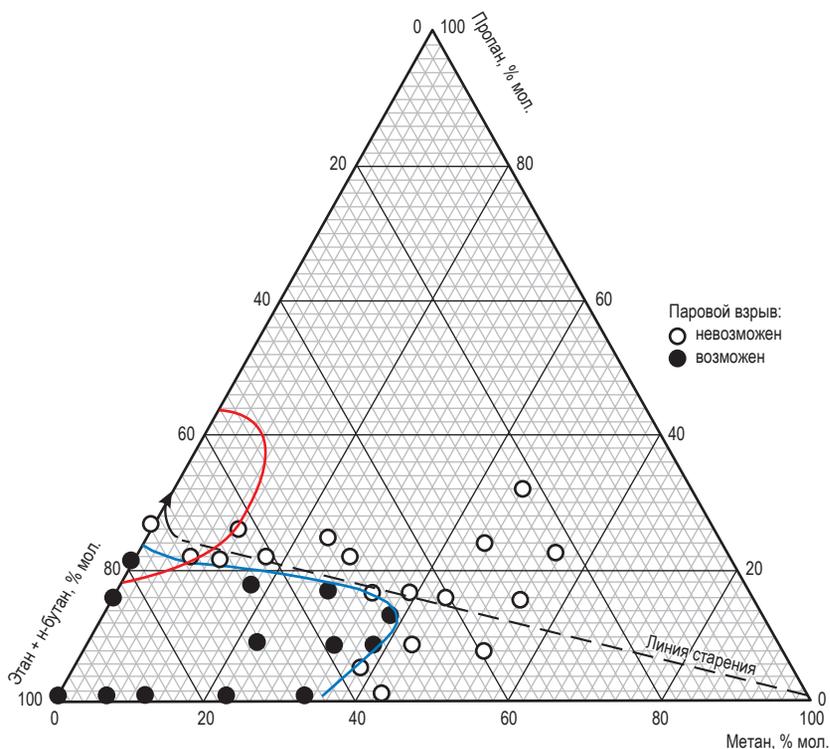


Рис. 3. Диаграмма фазовых превращений СПГ различного компонентного состава

компонентного состава СПГ на область существования паровых взрывов. При этом видно, что для возникновения эффекта необходимо предварительное выкипание из СПГ значительной части метана. Важным оказалось также соотношение содержания этана и н-бутана в СПГ [31, 32]. Красная граница области RPT соответствует отсутствию в смеси н-бутана, а синяя граница – присутствию в смеси 6,5 % мол. н-бутана (см. рис. 3).

Выше отмечено, что эффект быстрого фазового перехода сопровождается возникновением волн сжатия в атмосфере. Попытки математического моделирования этого процесса встречают определенные трудности. Известные на сегодняшний день экспериментальные исследования эффекта RPT по масштабу и условиям проведения, строго говоря, не в полной мере соответствуют ожидаемым характеристикам крупномасштабных аварийных процессов.

Тем не менее они позволили выявить и оценить ряд характерных явлений, в том числе выраженно нелинейный характер возрастания величины избыточного давления в воздухе при эффекте RPT при возрастании интенсивности истечения СПГ. Это явление объясняется переходом к доминантному влиянию прямого смешения жидкостей по сравнению с процессами тепломассопереноса. По мнению большинства зарубежных экспертов, барические эффекты при быстром фазовом переходе СПГ на воде не выйдут за пределы примерно 7...10 кг тротилового эквивалента, причем будут происходить в основном на периферии разлива и не представляют серьезной опасности как для конструкции танкера, так и для объектов инфраструктуры [26, 27, 31].

Как упоминалось ранее, повреждение грузовых емкостей танкера СПГ возможно и ниже уровня воды, например, при боковом таранном ударе в корпус танкера судна с бульбообразным носом. В этом случае произойдут напорное истечение части СПГ в толщу воды и активное перемешивание двух жидкостей. Имеющиеся теоретические и экспериментальные проработки этого вопроса свидетельствуют о том, что СПГ будет при этом полностью испаряться и на поверхности воды появится условно «бурлящее» газожидкостное пятно из паров СПГ, вынесенной из глубины на поверхность морской воды и шугообразного льда. Дальнейшее поведение облака паров СПГ в атмосфере зависит от степени нагрева пузырьков пара при их движении в морской воде, т.е., по сути, от глубины истечения от поверхности воды, размеров пробойны и температуры морской воды. Иллюстрацией этому служат результаты экспериментов [33, 34] по выбросу СПГ в толщу воды на разной глубине от поверхности<sup>2</sup>. В настоящее время опубликованы достаточно

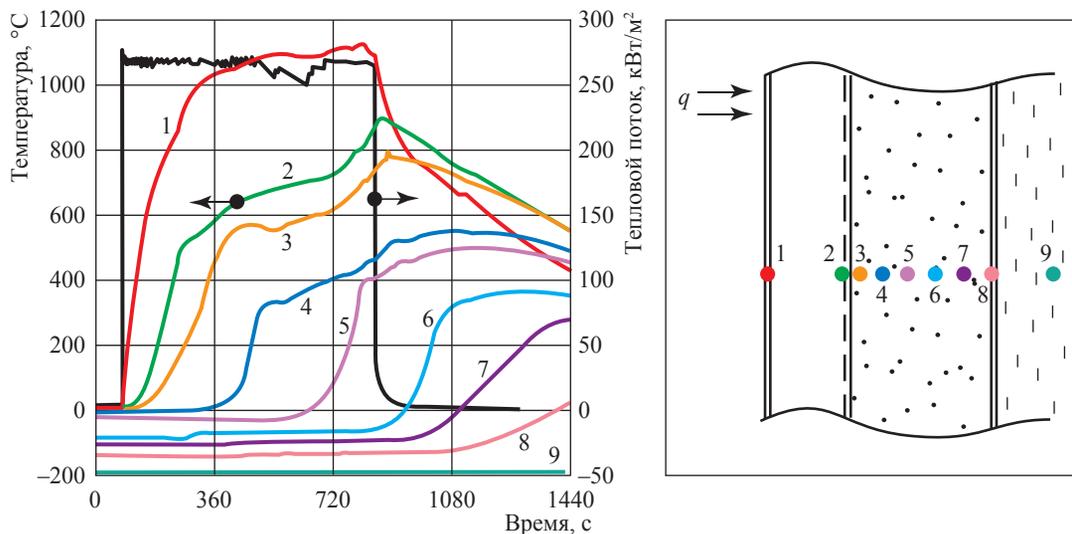
хорошо верифицированные математические модели данного процесса, позволяющие спрогнозировать различные сценарии истечения СПГ в воду [35].

При масштабных разливах СПГ по поверхности воды с большой вероятностью произойдут воспламенение паров СПГ и последующее горение разлитого СПГ. Отличительной особенностью процесса горения СПГ на море по сравнению с аналогичным процессом на суше является значительно бóльшая интенсивность горения СПГ, что, соответственно, отражается и на геометрических размерах пламени, и на интенсивности радиационного теплового воздействия на окружающую среду. Если для больших пожаров СПГ на суше средняя интенсивность излучения с единицы поверхности пламени составляет 170...190 кВт/м<sup>2</sup>, то для аналогичных пожаров на воде она будет достигать 280...290 кВт/м<sup>2</sup> [36–38]. С другой стороны, по мнению ряда зарубежных экспертов, при диффузионном горении СПГ на больших площадях (диаметр аварийного разлива СПГ на воде может достигать 250...300 м и более) пламя не в состоянии эжектировать в свой объем необходимое для устойчивого горения количество воздуха. В силу этого пламя будет распадаться на отдельные очаги. Геометрические и излучательные характеристики пламени при этом резко уменьшатся. Прогнозируемое отношение высоты пламени к диаметру очага горения будет находиться в диапазоне 0,5...0,7.

Одной из важных задач анализа риска является прогнозирование устойчивости конструктивных элементов танкера при внешнем тепловом воздействии горящего на воде СПГ. Наиболее уязвимыми в этом случае представляются сферические резервуары, около 40 % поверхности которых выступает над корпусом танкера. Конструктивно при этом предусматривается внешний защитный стальной колпак, приваренный к корпусу танкера и не связанный с емкостью СПГ. Между колпаком и теплоизоляцией резервуара СПГ имеется воздушный зазор толщиной приблизительно 0,3...0,5 м, а на наружной поверхности теплоизоляции (как правило, это пенополиуретан толщиной ≤ 0,5 м) располагается алюминиевая фольга с высоким коэффициентом отражения радиационного теплового излучения.

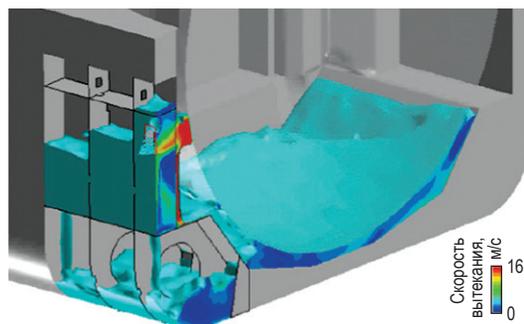
Задача об экстремальном тепловом воздействии пожара СПГ на выступающую часть

<sup>2</sup> См. рис. 7а,б в статье Обоснование возможных сценариев и оценка последствий утечек сжиженного природного газа при аварийных нарушениях герметичности грузовых емкостей танкеров / Д.В. Люгай, В.С. Сафонов // Вести газовой науки: Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 2. – С. 122. Левая фотография (см. а) при этом характеризует выброс на условно большой глубине, когда пузырьки пара нагреваются до определенной температуры и при выходе на поверхность приобретают уже положительную плавучесть. Справа (см. б), наоборот, показан выброс СПГ в толщу воды на условно малой глубине, когда облако остается холодным и стелется по ветру вдоль поверхности воды.



**Рис. 4. Результаты измерений температурного поля теплоизоляции сферического резервуара при экстремальном нагревании из-за пожара СПГ**

сферической грузовой емкости решалась различными авторами с использованием классических моделей нестационарной комплексной теплопередачи (естественная конвекция, теплопроводность, излучение) в многослойных разнородных конструкциях. Определенные разногласия возникали при этом по существу только в вопросах специфики (скорости) термического разложения теплоизоляционных материалов за температурными пределами их устойчивости. Ввиду использования при моделировании ряда допущений особую значимость представляют экспериментальные исследования проблемы, среди которых наиболее интересны натурные эксперименты американской компании Sandia по нагреванию фрагмента (макета) конструкции теплоизоляции танкера СПГ. В качестве источника излучения на одной из сторон использовались пропановые горелки, а в качестве СПГ (на другой стороне) применялся жидкий азот. На рис. 4 представлены результаты одного из модельных экспериментов Sandia. При этом важно обратить внимание на то, что эксперименты проведены при постоянном тепловом потоке пламени  $\sim 275 \text{ кВт/м}^2$ . Как отмечалось, прогнозируется, что в условиях реального пожара-разлития СПГ это значение окажется существенно ниже. Экспериментами Sandia и проведенными расчетами установлено, что применяемая на сегодня теплозащита грузовых емкостей танкеров СПГ обеспечивает устойчивость конструкций в условиях пожара



**Рис. 5. Фрагмент модели вытекания СПГ из сферической емкости типа Moss в межкорпусное пространство на 30-ю секунду от начала процесса (Sandia)**

в течение 30...40 мин, что считается достаточным для принятия необходимых мер защиты.

Второй важной проблемой при нарушении герметичности грузовых емкостей является опасность криогенного охрупчивания и растрескивания корабельной стали при попадании СПГ в межтрюмное пространство. В качестве иллюстрации на рис. 5 показан смоделированный Sandia фрагмент вытекания СПГ из сферической грузовой емкости с соответствующим криогенным воздействием на основной корпус и силовые элементы танкера. Серией специальных экспериментов установлено, что в корабельной стали будут возникать при этом различные трещины. Также за счет нарушения герметичности внешнего корпуса может

произойти частичное подтопление танкера. При определенных волнениях моря ситуация способна резко усугубиться.

В то же время очевидно, что рассмотренные сценарии носят чисто гипотетический характер, поскольку вероятность разгерметизации грузовых емкостей танкеров СПГ по технологическим причинам крайне низка, порядка  $10^{-6} \dots 10^{-8}$  случаев на судно в год. Причем в мире

идет постоянное повышение конструктивной надежности танкеров, систем гидронавигационного обеспечения, моделей управления движением судов и т.п. Как следствие, за всю историю существования морских перевозок СПГ не произошло ни одной сколь-нибудь значимой аварии с масштабными утечками СПГ и потерей судна. Есть все основания полагать, что такая ситуация сохранится и в будущем.

## Список литературы

- World LNG Report. – Norway, Fornebu: International Gas Union (IGU), 2015. – 98 с. – [https://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](https://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf)
- Епихин А.И. Основные причины аварийности танкеров-газовозов / А.И. Епихин // Вестник Астраханского государственного технического университета. Сер.: Морская техника и технология. – 2016. – № 4. – С. 7–12.
- SIGTTO News. – London: Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd (SIGTTO), 2013. – № 29. – 12 с. – <http://www.sigtto.org/media/7196/sigtto-newsletter-29.pdf>
- FSA – Liquefied natural gas (LNG) carriers details of the formal safety assessment / submitted by Denmark. – Denmark, Copenhagen: IMO Maritime Safety Committee, 2007. – MSC 83 INF. 3. – <http://docplayer.net/4729415-Imo-formal-safetyassessment-fsa-liquefied-natural-gas-lng-carriersdetails-of-the-formal-safety-assessment-submittedby-denmark.html>
- Wang K.S. Loss prevention through risk assessment surveys of LNG carriers in operation, under construction, conversion and repair / K.S. Wang. – Japan, Tokyo: BMT Marine & Offshore Surveys Ltd., 2010. – <https://ru.scribd.com/document/55900923/Risk-Assessment-and-Loss-Prevention-of-LNG-Carriers-KS-Wang>
- MAIB annual report 2014. – UK, Southampton: Marine Accident Investigation Branch, 2016. – 97 с. – [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/448430/MAIB\\_AnnualReport2014.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/448430/MAIB_AnnualReport2014.pdf)
- Kulzep A. LS-DYNA Simulation des Verhaltens schaumgefullter Schiffsstrukturen im Crash-Fall / A. Kulzep // Proc. of the 17<sup>th</sup> CAD-FEM Users' Meeting. – Sonthofen, 1999.
- Kuroiwa N. Numerical simulation of actual collision & grounding accidents / N. Kuroiwa // Proc. Intern. Conf. on designs and methodologies for collision and grounding protection of ships. – San Francisco, 1996.
- Апполонов Е.М. Сопоставительный анализ размеров повреждений при аварийном столкновении для судов различных архитектурно-конструктивных типов / Е.М. Апполонов, В.М. Шапошников, М.А. Кутейников и др. // Тез. докл. Научно-техн. конф. «Бубновские чтения». – СПб., 2004. – С. 33–35.
- Minorsky V.U. An analysis of ship collision with reference to protection of nuclear power plant / V.U. Minorsky // Journ. of Ship Research. – 1959. – № 8. – С. 1–4.
- Nagasawa H. Experimental study on the dynamic strength of collision barrier in nuclear ship / H. Nagasawa, K. Matsumoto, K. Arima et al. // J. Kansai Soc. Naval Architects Japan. – 1983. – № 189.
- Гири С.Н. Экспериментальное исследование работы бортовых конструкций судна при столкновении / С.Н. Гири, Т.А. Кузнецова // Тез. докл. Научно-техн. конф. Памяти проф. П.Ф. Папковича. – СПб., 2005.
- Нестеров А.Б. Исследование эффективности конструктивной бортовой защиты при аварийном столкновении судов / А.Б. Нестеров // Вопросы судостроения. Сер. Проектирование судов. – Л.: ЦНИИ «Румб», 1984. – Вып. 40. – С. 46–52.
- Нестеров А.Б. Совершенствование расчетной модели бортового перекрытия противотаранной защиты судна / А.Б. Нестеров // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. – СПб., 2005. – Вып. 21 (305): Вопросы динамической прочности. Вибрации и безопасность эксплуатации корпусов судов. – С. 103–110.
- Нестеров А.Б. Инженерный метод оценки объема повреждений в случае аварийного столкновения судов на встречных курсах под острым углом / А.Б. Нестеров // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. – СПб., 2006. – Вып. 28 (312): Вопросы прочности транспортных судов. – С. 87–98.

16. Appolonov Ye.M. Complex analysis of tanker anti-collision reinforcement advisability in terms of environmental safety and economic efficiency / Ye.M. Appolonov, A.A. Golovkin, M.A. Kuteynikov et al. // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. – СПб., 2002. – Вып. 5: Strength and endurance of ship structures. – С. 5–12.
17. Лепп Ю.Ф. Оценка защищенности грузовых помещений от повреждений при столкновениях / Ю.Ф. Лепп // Судостроение. – 1980. – № 5. – С. 10–13.
18. Волков В.Н. Вероятностная оценка объема вылива груза при столкновениях и посадках на мель танкеров / В.Н. Волков, С.Ф. Глазов // Судостроение. – 1978. – № 4. – С. 11–15.
19. Anderson R.P. Experimental study of vapor explosions / R.P. Anderson, D.R. Armstrong // Proc. of the 3<sup>rd</sup> International Conference on Liquefied Natural Gas. – Washington, 1972.
20. Katz D.L. LNG: Water explosions / D.L. Katz, D.M. Sliepcevic. – USA, Washington: National Academy of Sciences, 1973. – Report № CG-D60-74.
21. Flameless vapor explosions. – Cambridge: MIT LNG Research Center, 1977. – DOE-OSTI № 6775451.
22. McRae T.G. Analysis of large-scale LNG/water RPT explosions / T.G. McRae, H.C. Goldwire Jr., R.P. Koopman. – Livermore, CA: LLNL, 1984. – UCRL 91832.
23. McRae T.G. Preliminary analysis of RPT explosions observed in the LLNL/NWC LNG spill tests / T.G. McRae. – Livermore, CA: LLNL, 1982. – UCRL 87564.
24. Ermak D.L. LNG spill experiments: Dispersion, RPT, and vapor burn analysis / D.L. Ermak, R.P. Koopman, T.G. McRae, et al. // Proc. of the American Gas Association Section. – Washington, 1982. – С. T203–T209.
25. Ermak D.L. Results of 40-m<sup>3</sup> LNG spills onto water / D.L. Ermak, R.P. Koopman // Heavy gas and risk assessment – II: Proc. of the Second Symposium on Heavy Gases and Risk Assessment, Frankfurt am Main, May 25–26, 1982. – 1982. – С. 163–179.
26. Morgan D.L., jr. Dispersion phenomenology of LNG vapor in the Burro and Coyote LNG spill experiments / D.L. Morgan jr. – Livermore, CA: LLNL, 1987. – UCRL 91741.
27. Скрипов В.П. Кризис кипения и термодинамическая устойчивость жидкости / В.П. Скрипов // Тепло- и массоперенос. Т. 2. – Минск: АН БССР, 1962. – С. 60–64.
28. Скрипов В.П. Метастабильные жидкости / В.П. Скрипов. – М.: Наука, 1972. – 312 с.
29. Enger T. LNG Spillage on water. II: Final report on rapid phase transformations / T. Enger, D.E. Hartman. – Houston, Texas: Shell Pipeline Corp., Research and Development Laboratory, 1972. – Tech. Prog. Rep. №. 1-72.
30. Raj P. Underwater LNG release test findings: Experimental data and model results / R.Qi.P. Raj, M. Mannan // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. – 2011. – № 24. – С. 440–448.
31. Raj P. Underwater LNG release: Does a pool form on water surface? What are the characteristics of the vapor released? / P. Raj, L. Bowdoin // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. – 2010. – № 23. – С. 753–761.
32. Blanchat T. The Phoenix series large scale LNG pool fire experiments / T. Blanchat, P. Helmick, R. Jensen et al. – Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2011. – SAND2010-8676. – <https://pdfs.semanticscholar.org/dcee/08638e00f57cbb4d3bed8d46f3dd9bf64092.pdf>
33. Blanchat T. DOE/Sandia National Laboratories coordinated approach for LNG safety and security research: Briefing to NARUC Staff Subcommittee on Gas, July 15, 2007 / T. Blanchat, A. Luketa-Hanlin, M. Hightower et al. – Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2007. – <https://slideplayer.com/slide/2813878>
34. Heikes K.E. Fire winds, turbulence and plume rise: Hill and Wickstead Township area fires: PRS Report 2064 for U.S. Department of Commerce, National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg, MD / K.E. Heikes, R.A. Gay, R.D. Small. – Los Angeles, CA: Pacific-Sierra Research Corporation, 1990. – С. 4, 13, 23.
35. Heikes K.E. Area fire and plume behavior: report / K.E. Heikes, R.D. Small. – Los Angeles, CA: Pacific-Sierra Research Corporation, 1990.
36. Liquefied natural gas safety research report to Congress. – Washington, DC: US Department of Energy, 2012. – № 20555.
37. Hightower M. Guidance on risk analysis and safety implications of a large liquefied natural gas (LNG) spill over water: report / M. Hightower, L. Gritzo, A. Luketa-Hanlin et al. – Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2004. – № SAND2004-6258.
38. Luketa A. Breach and safety analysis of spills over water from large liquefied natural gas carriers: report / A. Luketa, M. Hightower, S. Hightower et al. – Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2008. – № SAND2008-3153.

## State-of-art studies of the LNG tankers structural reliability and the aftereffects of accidental LNG spills on water table

V.S. Safonov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation  
E-mail: V\_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The paper reviews modern domestic and foreign studies on constructive reliability of LNG tankers at different scenarios of external dynamic exposure including collision of ships and an impact of ship bottom against a rigid underwater obstacle. It is shown that among the exercised constructions of LNG freight containers (namely: spherical aluminum self-supporting; trapezoid self-supporting; or trapezoid ones made of sheet channeled iron with 9% of nickel) the most resistant (“viable”) tankers are those that are equipped with the spherical Moss containers. There have been no cases of gross LNG spills, or craft losses during the whole history of LNG tanker transportation.

In practice of risk analysis the scaled accidental LNG spillages over water are considered as hardly probable events (probability of  $10^{-6}$ ... $10^{-8}$  cases per craft a year). However, the legal regulations require estimation of the aftereffects of such spills. For this reason, the review also reveals questions related with spillage and evaporation of LNG on the water table including the effects of “cold” vapor explosion and ice generation, as well as the questions of LNG burning onto a water table, and heat exposure of fire on the details of a tanker. As exemplified by the spherical freight containers, a problem of thermal resistivity of tanker heat clothing is studied, and the sufficient efficacy of the used isolation is confirmed. In case of an accidental failure of container sealing some amount of LNG will enter an inter-basement space; it will lead to fissuring of ship body steel and could provoke waterlogging of the tanker.

**Keywords:** LNG tanker, collision of ships, grounding, damage of tanker freight containers, LNG spillage on water, pool fire, thermal exposure of fire on constructive elements of a tanker, cryogenic fissuring of ship steel.

### References

1. *World LNG Report* [online]. Norway, Fornebu: International Gas Union (IGU), 2015. Available from: [https://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](https://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf)
2. YEPIKHIN, A.I. The main reasons for breakdowns of liquefied gas tankers [Osnovnyye prichiny avariynosti tankerov-gazovozov]. *Vestnik AGTU. Series: Morskaya tekhnika i tekhnologii* [Marine machinery and technologies]. 2016, no. 4, pp. 7–12. ISSN 2073-1574. (Russ.).
3. *SIGTTO News* [online]. London: Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd (SIGTTO), 2013, no. 29. Available from: <http://www.sigtto.org/media/7196/sigtto-newsletter-29.pdf>
4. *FSA – Liquefied natural gas (LNG) carriers details of the formal safety assessment* [online]. Submitted by Denmark. Denmark, Copenhagen: IMO Maritime Safety Committee, 2007. MSC 83 INF. 3. Available from: <http://docplayer.net/4729415-Imo-formal-safetyassessment-fsa-liquefied-natural-gas-Ing-carriersdetails-of-the-formal-safety-assessment-submittedby-denmark.html>
5. WANG, K.S. *Loss prevention through risk assessment surveys of LNG carriers in operation, under construction, conversion and repair* [online]. Japan, Tokyo: BMT Marine & Offshore Surveys Ltd., 2010. Available from: <https://ru.scribd.com/document/55900923/Risk-Assessment-and-Loss-Prevention-of-LNG-Carriers-KS-Wang>
6. *MAIB annual report 2014* [online]. UK, Southampton: Marine Accident Investigation Branch, 2016. Available from: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/448430/MAIB\\_AnnualReport2014.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/448430/MAIB_AnnualReport2014.pdf)
7. KULZEP, A. LS-DYNA Simulation des Verhaltens schaumgefullter Schiffsstrukturen im Crash-Fall. In: *Proc. of the 17<sup>th</sup> CAD-FEM Users' Meeting*. Sonthofen, 1999.
8. KUROIWA, N. Numerical simulation of actual collision & grounding accidents. In: *Proc. Intern. Conf. on designs and methodologies for collision and grounding protection of ships*. San Francisco, 1996.
9. APPOLONOV, E.M., V.M. SHAPOSHNIKOV, M.A. KUTEYNIKOV et al. Comparative analysis of collision caused damage dimensions for vessels of different architectural and structural types [Sopostavitelnyy analiz razmerov povrezhdeniy pri avariynom stolknovenii dlya sudov razlichnykh arkhitekturno-konstruktivnykh tipov]. In: *Proc. of the Scientific-technical conf. “Bubnovskiy readings”*. St.-Petersburg, 2004, pp. 33–35. (Russ.).
10. MINORSKY, V.U. An analysis of ship collision with reference to protection of nuclear power plant. *Journal of Ship Research*. 1959, no. 8, pp. 1–4. ISSN 0022-4502.
11. NAGASAWA, H., K. MATSUMOTO, K. ARIMA et al. Experimental study on the dynamic strength of collision barrier in nuclear ship. *J. Kansai Soc. Naval Architects Japan*. 1983, no. 189. ISSN 0389-9101.
12. GIRIN, S.N., T.A. KUZNETSOVA. Experimental study of vessel on-board structures operation on collision [Eksperimentalnoye issledovaniye raboty bortovykh konstruksiy sudna pri stolknovenii]. In: *Proc. of the Scientific-technical conf. in memory of P.F. Papkovich*. St.-Petersburg, 2005. (Russ.).
13. NESTEROV, A.B. Studying efficacy of on-board crash protection in case of hazardous collision of vessels [Issledovaniye effektivnosti konstruktivnoy bortovoy zashchity pri avariynom stolknovenii sudov]. *Voprosy sudostroyeniya. Series: Proyektirovaniye sudov*. Leningrad: TsNII “Rumb”, 1984, is. 40, pp. 46–52. (Russ.).

14. NESTEROV, A.B. Perfection of computational model for on-board ceiling of vessel anti-ram protection [Sovershenstvovaniye raschetnoy modeli bortovogo perekrytiya protivotarannoy zashchity sudna]. *Trudy of TsNII im. akad. A.N. Krylova*. St.-Petersburg, 2005, no. 21 (305): Issues of dynamic strength. Vibrations and safety of vessel body operation [Voprosy dinamicheskoy prochnosti. Vibratsii i bezopasnost ekspluatatsii korpusov sudov], pp. 103–110. ISSN 0869-8422. (Russ.).
15. NESTEROV, A.B. Engineering method for assessing volume of damages in case of accidental sharp-angle collision of vessels holding opposite courses [Inzhenernyy metod otsenki obyema povrezhdeniy v sluchaye avariynogo stolknoveniya sudov na vstrechnykh kursakh pod ostrym uglom]. *Trudy of TsNII im. akad. A.N. Krylova*. St.-Petersburg, 2006, no. 28(312): Issues of transport vessel strength [Voprosy prochnosti transportnykh sudov], pp. 87–98. ISSN 0869-8422. (Russ.).
16. APPOLONOV, Ye.M., A.A. GOLOVKIN, M.A. KUTEYNIKOV et al. Complex analysis of tanker anticollision reinforcement advisability in terms of environmental safety and economic efficiency. *Trudy of TsNII im. akad. A.N. Krylova*. St.-Petersburg, 2002, no. 5.: Strength and endurance of ship structures, pp. 5–12. ISSN 0869-8422.
17. LEPP, Yu.F. Estimation of cargo holds immunity to damages caused by collisions [Otsenka zashchishchennosti gruzovykh pomeshcheniy ot povrezhdeniy pri stolknoveniyyakh]. *Sudostroyeniye*. 1980, no. 5, pp. 10–13. ISSN 0039-4580. (Russ.).
18. VOLKOV, V.N., S.F. GLAZOV. Probabilistic assessment of cargo outflow volume at collisions and groundings of tankers [Veroyatnostnaya otsenka obyema vyliva gruzha pri stolknovenuyakh i posadkakh na mel tankerov]. *Sudostroyeniye*. 1978, no. 4, pp. 11–15. ISSN 0039-4580. (Russ.).
19. ANDERSON, R.P., D.R. ARSTRONG. Experimental study of vapor explosions. In: *Proc. of the 3<sup>rd</sup> International Conference on Liquefied Natural Gas*. Washington, 1972.
20. KATZ, D.L., D.M. SLIEPCEVICH. *LNG: Water explosions*. USA, Washington: National Academy of Sciences, 1973. Report № CG-D60-74.
21. *Flameless vapor explosions*. Cambridge: MIT LNG Research Center, 1977. DOE-OSTI no. 6775451.
22. MCRAE, T.G., H.C. GOLDWIRE Jr., R.P. KOOPMAN. *Analysis of large-scale LNG water RPT explosions*. Livermore, CA: LLNL, 1984, UCRL 91832.
23. MCRAE, T.G. *Preliminary analysis of RPT explosions observed in the LLNL/NWC LNG spill tests*. Livermore, CA: LLNL, 1982, UCRL 87564.
24. ERMAK, D.L., R.P. KOOPMAN, T.G. MCRAE et al. LNG spill experiments: Dispersion, RPT, and vapor burn analysis. In: *Proc. of the American Gas Association Section*. Washington, 1982, pp. T203–T209.
25. ERMAK, D.L., R.P. KOOPMAN. Results of 40-m<sup>3</sup> LNG spills onto water. In: *Heavy gas and risk assessment – II: Proc. of the Second Symposium on Heavy Gases and Risk Assessment, Frankfurt am Main*, May 25–26, 1982, pp. 163–179.
26. MORGAN, D.L., jr. *Dispersion phenomenology of LNG vapor in the Burro and Coyote LNG spill experiments*. Livermore, CA: LLNL, 1987. – UCRL 91741.
27. SKRIPOV, V.P. Crisis of boiling and thermodynamic resistance of liquid [Krizis kipeniya i termodinamicheskaya ustoychivost zhidkosti]. In: *Heat and mass transfer* [Teplo- i massoperenos]. Minsk: AN BSSR, 1962, vol. 2, pp. 60–64. (Russ.).
28. SKRIPOV, V.P. *Metastable liquids* [Metastabilnyye zhidkosti]. Moscow: Nauka, 1972. (Russ.).
29. ENGER, T., D.E. HARTMAN. *LNG Spillage on water: II: Final report on rapid phase transformations*. Houston, Texas: Shell Pipeline Corp., Research and Development Laboratory, 1972. Tech. Prog. Rep. №. 1-72.
30. RAJ, P.R.Qi., M. MANNAN. Underwater LNG release test findings: Experimental data and model results. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. 2011, no. 24, pp. 440–448. ISSN 0950-4230.
31. RAJ, P.R.Qi., L. BOWDOIN. Underwater LNG release: Does a pool form on water surface? What are the characteristics of the vapor released? *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. 2010, no. 23, pp. 753–761. ISSN 0950-4230.
32. BLANCHAT, T., P. HELMICK, R. JENSEN et al. *The Phoenix series large scale LNG pool fire experiments* [online]. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2011. SAND2010-8676. – Available from: <https://pdfs.semanticscholar.org/dcee/08638e00f57cbb4d3bed8d46f3dd9bf64092.pdf>
33. BLANCHAT, T., A. LUKETA-HANLIN, M. HIGHTOWER et al. *DOE/Sandia National Laboratories coordinated approach for LNG safety and security research*: Briefing to NARUC Staff Subcommittee on Gas, July 15, 2007 [online]. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2007. Available from: <https://slideplayer.com/slide/2813878/>
34. HEIKES, K.E., R.A. GAY, R.D. SMALL. *Fire winds, turbulence and plume rise: Hill and Wickstead Township area fires*: PRS Report 2064 for U.S. Department of Commerce, National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg, MD. Los Angeles, CA: Pacific-Sierra Research Corporation, 1990, pp. 4, 13, 23.
35. HEIKES, K.E., R.D. SMALL. *Area fire and plume behavior*: report. Los Angeles, CA: Pacific-Sierra Research Corporation, 1990.
36. US DEPARTMENT OF ENERGY. *Liquefied natural gas safety research report to Congress*. Washington, DC, 2012, no. 20555.
37. HIGHTOWER, M., L. GRITZO, A. LUKETA-HANLIN et al. *Guidance on risk analysis and safety implications of a large liquefied natural gas (LNG) spill over water*: report. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2004, no. SAND2004-6258.
38. LUKETA, A., M. HIGHTOWER, S. HIGHTOWER et al. *Breach and safety analysis of spills over water from large liquefied natural gas carriers*: report. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2008, no. SAND2008-3153.

УДК 620.197.3

## Коррозионная агрессивность различных эксплуатационных факторов на углеводородных месторождениях, содержащих диоксид углерода

Р.К. Вагапов<sup>1\*</sup>, А.И. Федотова<sup>1</sup>, Д.Н. Запечалов<sup>1</sup>, К.О. Стрельникова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: R\_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Проанализированы эксплуатационные условия и параметры, влияющие на коррозию, для ряда действующих и перспективных морских объектов добычи газа, в продукции которых содержится коррозионно-опасный диоксид углерода. Проведена оценка скорости коррозии углеродистой стали в моделях пластовых и конденсационных вод газодобывающих объектов, содержащих углекислый газ. Рассмотрены условия (температура, давление и минерализация водных сред), влияющие на коррозионную агрессивность модельных водных сред.

В составе углеводородов, залегающих на ряде эксплуатируемых и значительной части планируемых к разработке российских газовых / нефтегазовых месторождений, в том числе и морских, содержится диоксид углерода. Его присутствие в добываемом продукте, по некоторым оценкам, может достигать 2 % мол. и более [1] и обуславливает риск развития углекислотной коррозии, который необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации объектов добычи углеводородов.

Основными районами освоения российского шельфа являются акватории Баренцева, Карского, Печорского и Охотского морей, а зарубежный опыт добычи газа на морских объектах связан преимущественно с объектами северного побережья Европы [2]. В продукции многих из этих шельфовых объектов содержится коррозионно-агрессивный  $\text{CO}_2$ . Скорость развития углекислотной коррозии определяется не только присутствием и количеством (парциальным давлением)  $\text{CO}_2$ , но и другими коррозионно-активными параметрами: наличием водной фазы (минерализация, pH-фактор), температурой. Так, на крупных шельфовых газовых (газоконденсатных) месторождениях, где наблюдаются проявления углекислотной коррозии, требующие принятия мер противокоррозионной защиты, имеют место следующие эксплуатационные условия:

- *Ormen Lange* (Норвегия): содержание  $\text{CO}_2$  в продукции – 0,44 % мол., общее давление – 10...25 МПа, температура – 0...80 °С, минерализация водной фазы – 6...14 г/л, присутствуют низшие карбоновые кислоты [3];

- *Snohvit* (Норвегия): содержание  $\text{CO}_2$  в продукции – 5,2...7,9 % мол., общее давление – 12,5 МПа, температура – до 70 °С, минерализация водной фазы высокая – до 160 г/л [4];

- *Лунское* (Россия, расположено вблизи о. Сахалин): содержание  $\text{CO}_2$  в продукции – 0,4...1,3 % мол., общее давление – 9,1 МПа, температура – 52 °С, минерализация водной фазы – 0,1...2 г/л [5].

Отличительной чертой углекислотной коррозии является невысокая скорость общей коррозии, но высокая интенсивность локальных коррозионных процессов, при этом скорость коррозии ( $K$ ) на отдельных участках внутренней поверхности трубопровода способна достигать нескольких миллиметров в год. Это влечет за собой риск возникновения аварий и инцидентов на объектах добычи и может привести к сокращению межремонтного периода промышленного оборудования.

На шельфе много новых перспективных объектов со схожими коррозионно-опасными условиями, при оценке потенциальной агрессивности которых следует учитывать результаты проведенных исследований и опыт эксплуатации других морских

**Ключевые слова:**  
коррозия,  
углекислотная  
коррозия,  
защита от коррозии,  
ингибиторы  
коррозии,  
скорость коррозии,  
морской объект,  
коррозионная  
агрессивность  
среды.

### Модельные среды для проведения лабораторных и автоклавных испытаний

Модель воды	Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Тип воды, по В.А. Сулину [8]	pH-фактор
MB1	1	ГКН	6...7
MB2	1...2	ГКН	
MB3	1...2	ГКН	
MB4	1...2	ХК	
MB5	1...2	ХМ	
MB6	3...4	ГКН	
MB7	9...10	ГКН	
MB8	9...10	ХК	
MB9	10...12	ГКН	
MB10	19...20	СН	7...8
MB11	20...25	ХМ	
MB12	20...25	СН	
MB13	30	ГКН	
MB14	300...330	ХК	6
MB15	340...350	ХК	
MB16	340...350	ХК	
MB17	450	ХК	

объектов. Например, в газе Южно-Кириного газоконденсатного месторождения (ГКМ), расположенного в Охотском море, содержится 1,68...2,02 % CO<sub>2</sub> [6]. Пластовая температура достигает 115...124 °С, пластовое давление составляет 28...29 МПа. По опыту работы других морских объектов можно предположить, что эксплуатационные условия Южно-Кириного ГКМ будут коррозионно-агрессивными по отношению к стальному оборудованию и трубопроводам.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» накоплен большой объем данных экспериментальных коррозионных испытаний в различных коррозионно-агрессивных условиях. Важным является вопрос анализа имеющихся экспериментальных данных с целью оценки фактора влияния основных эксплуатационных параметров (парциального давления CO<sub>2</sub>, минерализации водной фазы, температуры) на скорость углекислотной коррозии.

Согласно действующим нормативно-техническим документам<sup>1</sup> среда, где  $K > 0,1$  мм/год, относится к системам с повышенной и высокой коррозионной активностью. Изучение коррозионных условий и оценка влияния ряда технологических факторов с применением модельных водных сред осуществлялись различными

лабораторными и автоклавными методами<sup>2</sup>. За счет изменения температуры, минерализации и/или парциального давления CO<sub>2</sub> имитировались эксплуатационные условия и коррозионные процессы, которые могут возникнуть на внутренней поверхности промысловых объектов.

При проведении испытаний использовались модельные (синтетические) водные среды [7], приготовленные на основе водных фаз, отобранных с различных участков технологического процесса добычи газа на ряде газовых и газоконденсатных месторождений и представлявших собой конденсационные (низкая минерализация – до 10 г/дм<sup>3</sup>) либо пластовые (средняя и высокая минерализация свыше 10 г/дм<sup>3</sup>) воды или их смеси в различных соотношениях (таблица). Видно, что водные среды отличаются как минерализацией, так и химическим составом. Согласно классификации вод по В.А. Сулину [8], исследуемые водные среды относятся преимущественно к хлоридно-кальциевому и гидрокарбонатно-натриевому типам.

Результаты гравиметрических исследований при атмосферном давлении без перемешивания, но с постоянным барботированием CO<sub>2</sub> через водный раствор показали, что при температуре 20 °С (рис. 1) скорости коррозии образцов в модельных средах минерализацией 1...30 г/дм<sup>3</sup> находятся в интервале 0,6...0,8 мм/год. При минерализации выше 300...330 г/дм<sup>3</sup> этот интервал смещается в область меньших значений  $K = 0,16...0,3$  мм/год. В целом при температуре 20 °С наблюдается общая тенденция к снижению  $K$  с повышением минерализации от 1 до 450 г/дм<sup>3</sup>.

При повышении температуры с 20 до 50 °С скорость коррозии образцов возрастает почти вдвое. При температуре 50 °С увеличение минерализации с 1,1 до 12,1 мг/дм<sup>3</sup> приводит к росту скорости коррозии (см. рис. 1). Дальнейшее повышение температуры до 60...70 °С способствует стабилизации коррозионного процесса при  $K = 1,5...2,0$  мм/год и практически не зависит от изменения минерализации в интервале 1,3...23,2 г/дм<sup>3</sup>. В высокоминерализованных

<sup>1</sup> См. ГОСТ Р 58284-2018. Нефтяная и газовая промышленность. Морские промысловые объекты и трубопроводы. Общие требования к защите от коррозии и СТО Газпром 9.3-011-2011. Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования.

<sup>2</sup> См. СТО Газпром 9.3-007-2010. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа и Р Газпром 9.3-060-2018. Защита от коррозии. Методика проведения автоклавных испытаний ингибиторов коррозии.

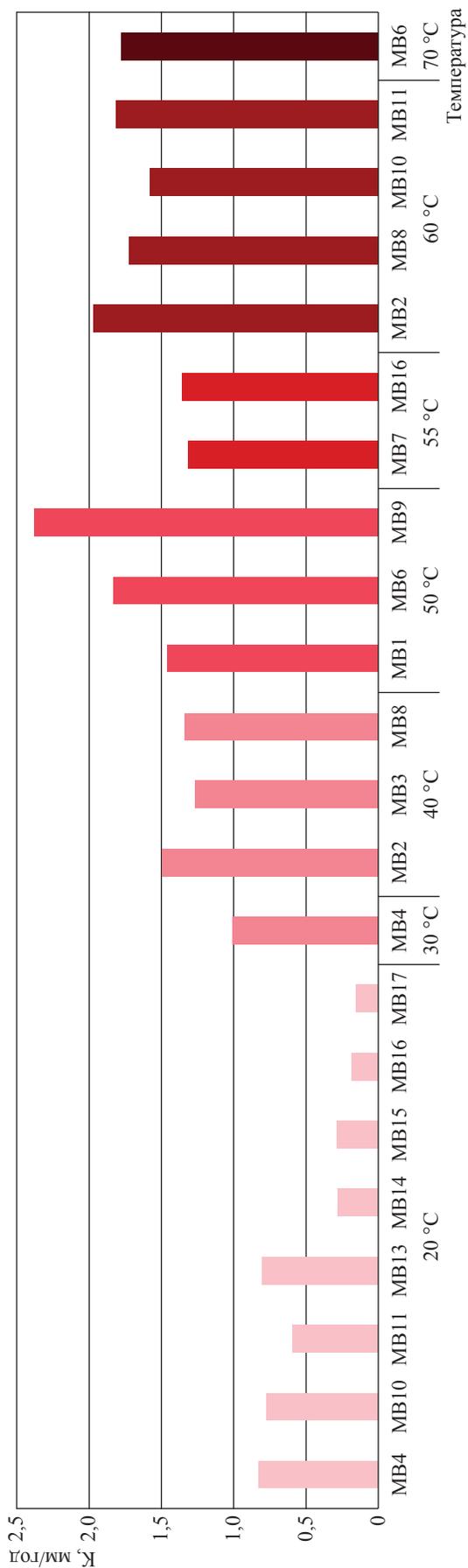


Рис. 1. Зависимость скорости коррозии модельных сред (см. таблицу) от температуры и минерализации при гравиметрических испытаниях с постоянной продувкой CO<sub>2</sub>

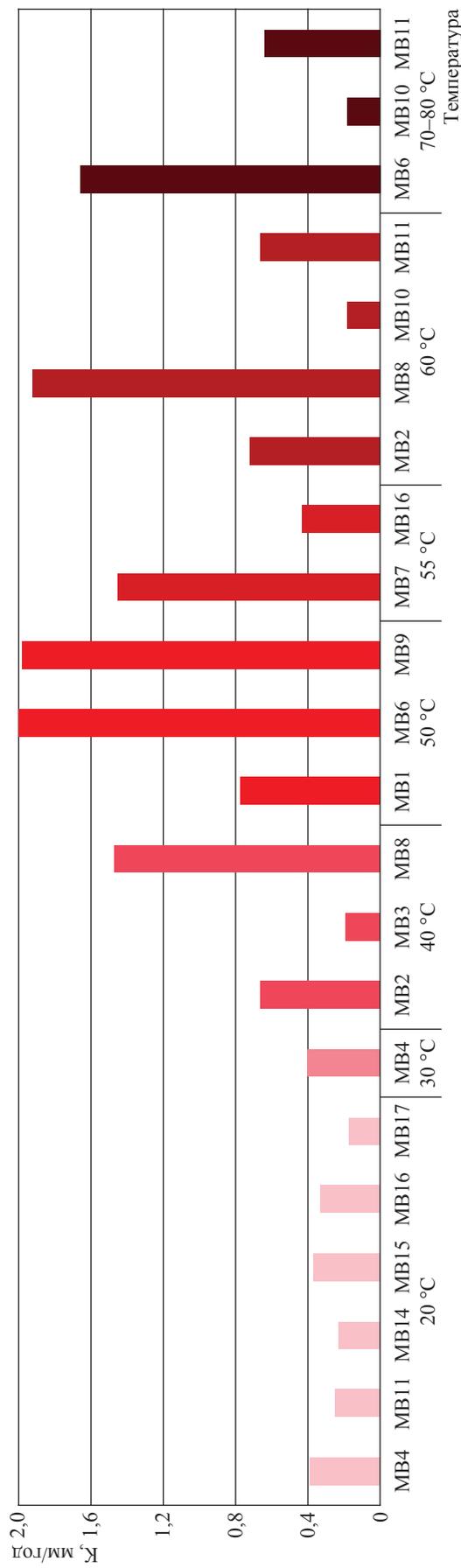


Рис. 2. Зависимость скорости коррозии модельных сред (см. таблицу) от температуры и минерализации при гравиметрических испытаниях в динамических условиях в динамических условиях «модельная среда»: «уайт-спирит» = 5:1 с постоянной продувкой CO<sub>2</sub>

средах с повышением температуры с 20 до 55 °С значение  $K$  возрастает почти в 7,5 раз.

Таким образом, по результатам проведенного исследования, степень коррозионной активности исследуемых модельных сред при температуре 20 °С является повышенной. С увеличением температуры до 50 °С коррозионная активность модельных вод характеризуется как высокая.

В динамических условиях при испытаниях в двухфазной водно-углеводородной среде ситуация иная (рис. 2). Здесь зависимость  $K$  от температуры имеет выраженный максимум. Это объясняется тем, что с повышением температуры значение  $K$  увеличивается за счет диффузии, а дальнейшее снижение связано с уменьшением растворимости углекислого газа, а также формированием продуктов коррозии, выступающих в качестве защитного барьера (экранирующих коррозионный процесс). В конденсационных водах (минерализация 1...2 г/дм<sup>3</sup>)  $K$  проходит через максимум при температуре 50 °С. Далее наблюдается ее снижение по мере повышения температуры. Для отдельных водных сред точка экстремума может смещаться как в сторону большей, так и в сторону меньшей температуры. Например, в модельных водах MB8 и MB11 скорость растворения стали достигает максимума при 60 °С. Подобное смещение максимума на графике, скорее всего, связано с химическим составом модельной среды и обусловленными им условиями образования продуктов коррозии, препятствующих протеканию коррозионного процесса.

При температуре 20 °С в модельных средах  $K \leq 0,4$  мм/год и практически не зависит от минерализации вод. С повышением температуры среды минерализация не оказывает существенного влияния на коррозионный процесс. Это может быть связано с наличием углеводородной фазы. Определенную роль способен играть и динамический фактор, который влияет на процессы образования и уноса от стальной поверхности продуктов коррозии.

Из полученных результатов следует, что модельные среды в условиях перемешивания и присутствия углеводородной фазы в исследуемом температурном диапазоне обладают повышенной и высокой коррозионной активностью.

Дополнительно были проведены потенциодинамические исследования некоторых модельных сред. На рис. 3 представлены

поляризационные кривые ряда исследуемых модельных вод. Согласно полученным данным растворение стали протекает в активном состоянии. Потенциалы коррозии ( $E$ ) в MB1 и MB4 близки, хотя для MB4 он несколько смещается в положительную сторону. Их электродные процессы имеют близкие значения. Значения  $K$ , рассчитанные по данным поляризационных кривых, составляют, мм/год: 0,4 для MB1 и 0,6 для MB4. В высокоминерализованной воде MB15 потенциал коррозии смещен в положительную сторону примерно на 120 мВ, а катодный и анодный процессы протекают с более низкими скоростями. Расчетная скорость общей коррозии при этом составляет 0,2 мм/год. По результатам потенциодинамических исследований коррозионная активность модельных вод MB1, MB4 и MB15 относится к повышенному типу.

Влияние парциального давления  $\text{CO}_2$  на скорость коррозии образцов оценивали в автоклавной установке (статические условия), предварительно удалив кислород продувкой инертным газом. Парциальное давление  $\text{CO}_2$  варьировали от 0,2 до 0,9 МПа, температуры находились в интервале 30...105 °С. Время экспозиции составило 120 ч.

В низкоминерализованных водных средах (1...4 г/дм<sup>3</sup>) при парциальном давлении 0,2...0,4 МПа скорость коррозии возрастает до 0,32 мм/год при повышении температуры до 50 °С (рис. 4). Дальнейшее увеличение температуры (70 °С) приводит к некоторому

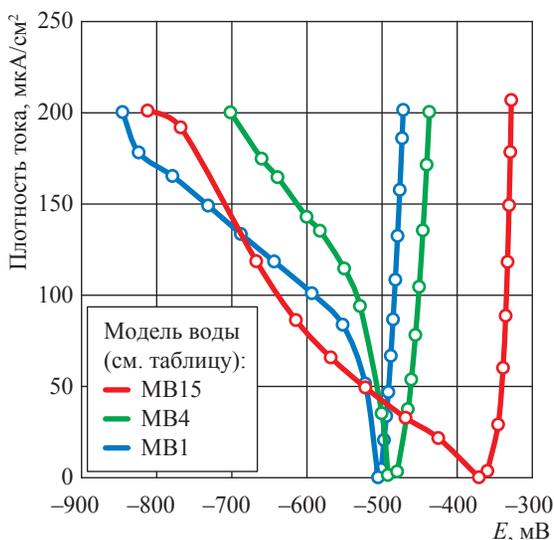


Рис. 3. Поляризационные кривые на стали 3, полученные в модельных водах, насыщенных  $\text{CO}_2$

снижению  $K$ . Одной из причин этого может являться снижение растворимости  $\text{CO}_2$  в водном электролите и, как следствие, уменьшение кислотности водной фазы. Другая возможная причина – образование нерастворимых продуктов коррозии (карбонатов) на поверхности металла, которые могут обладать определенными защитными свойствами и способны замедлять общую скорость коррозии. При температуре  $60\text{ }^\circ\text{C}$  при этих же парциальных давлениях  $\text{CO}_2$  повышение минерализации до  $20\text{ г/дм}^3$  приводит к увеличению  $K$  образцов до  $0,4\text{ мм/год}$  (рис. 5). Однако в высокоминерализованных водах сталь имеет довольно низкие значения  $K$  (менее  $0,1\text{ мм/год}$ ).

Зависимость  $K$  при повышенных температурах в модельных водах МВ10 и МВ11 минерализацией  $\approx 20\text{ г/дм}^3$  при парциальном давлении  $\text{CO}_2$   $0,8\text{...}0,9\text{ МПа}$  представлена на рис. 6. Полученные результаты свидетельствуют, что с повышением температуры от  $60$  до  $105\text{ }^\circ\text{C}$  наблюдается общая тенденция к снижению  $K$  почти в 2 раза. Повышение парциального давления  $\text{CO}_2$  с  $0,8$  до  $0,9\text{ МПа}$  приводит к незначительному возрастанию скорости коррозионного процесса в модельной воде МВ11. Основной причиной усиления коррозионного процесса при повышении давления является возрастание растворимости  $\text{CO}_2$  в растворе, который способствует подкислению электролита, в зависимости от парциального давления

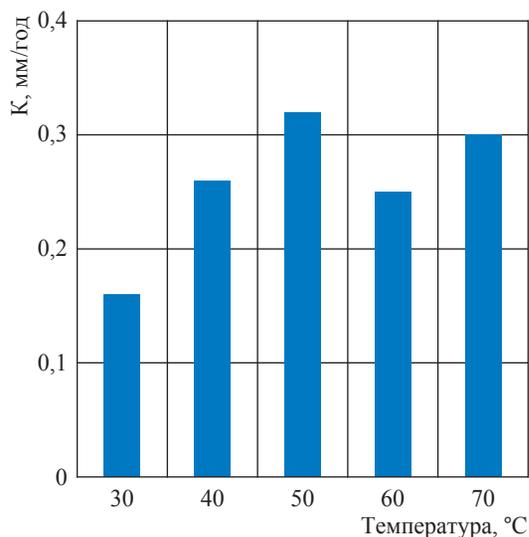
$\text{CO}_2$ . Снижение минерализации с  $25$  до  $20\text{ г/дм}^3$  повышает скорость углекислотной коррозии.

В высокоминерализованных модельных водах (МВ14 и МВ15) при температуре  $30\text{ }^\circ\text{C}$  и парциальном давлении  $0,25\text{ МПа}$  скорость коррозии не зависит от минерализации (рис. 7). Но повышение парциального давления и температуры приводит к незначительному возрастанию скорости коррозионного процесса.

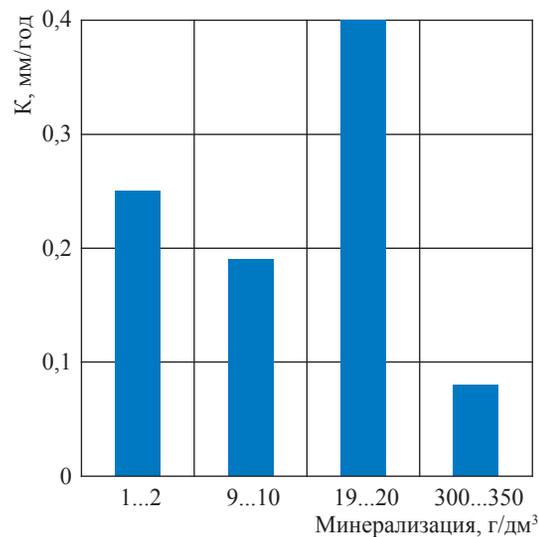
Автоклавные испытания показали: в диапазонах температур  $30\text{...}105\text{ }^\circ\text{C}$  и парциального давления  $0,2\text{...}1,8\text{ МПа}$  исследуемые водные среды обладают повышенной коррозионной агрессивностью, а сталь в этих условиях проявляет пониженную коррозионную стойкость. Исключение составили высокоминерализованные модельные воды при температуре  $30\text{ }^\circ\text{C}$  и парциальном давлении  $\text{CO}_2$   $0,2\text{...}0,4\text{ МПа}$ . Их коррозионная агрессивность может быть оценена как средняя ( $K < 0,1\text{ мм/год}$ ).

Комплекс испытаний показал, что большинство исследованных сред обладают высокой коррозионной активностью в присутствии диоксида углерода. Установлено, что к повышению скорости коррозионных процессов приводит рост температуры. Наименьшие значения скорости коррозии получены для сред с очень высокой минерализацией (от  $300\text{ г/дм}^3$  и выше).

Относительно высокие скорости коррозии, наблюдавшиеся в ходе экспериментов, подтверждают целесообразность мер по защите



**Рис. 4. Зависимость скорости коррозии от температуры в модельных средах минерализацией  $1\text{...}2\text{ г/дм}^3$  при парциальном давлении  $\text{CO}_2$   $0,2\text{...}0,4\text{ МПа}$**



**Рис. 5. Зависимость скорости коррозии от минерализации модельных сред при температуре  $60\text{ }^\circ\text{C}$  и парциальном давлении  $\text{CO}_2$   $0,2\text{...}0,4\text{ МПа}$**

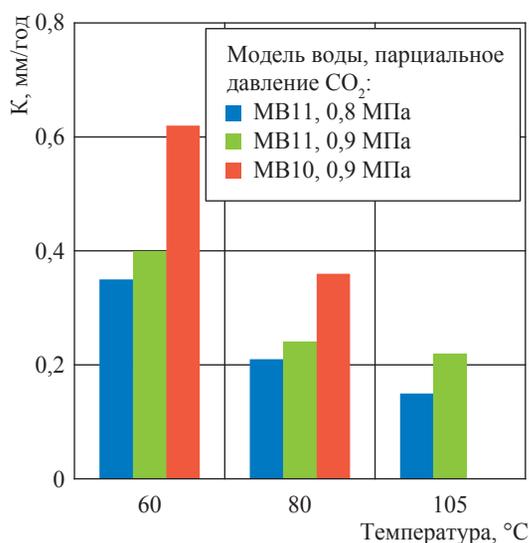


Рис. 6. Зависимость скорости коррозии от температуры в модельных средах (см. таблицу)

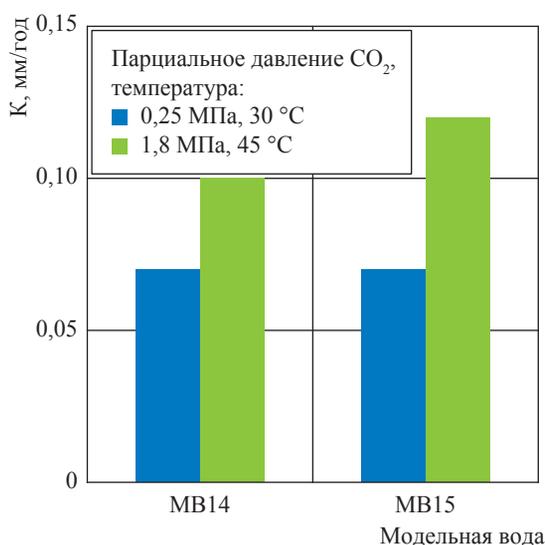


Рис. 7. Зависимость скорости коррозии образцов из стали от температуры и парциального давления  $\text{CO}_2$  в высокоминерализованных модельных средах (см. таблицу)

от углекислотной коррозии и контролю коррозионного состояния как вновь проектируемых, так и эксплуатируемых морских объектов с близкими к рассмотренным модельным средам условиями.

\*\*\*

Выполненный комплекс исследований коррозионной агрессивности модельных сред позволил выявить зависимости скорости углекислотной коррозии от ряда параметров эксплуатационных условий, характерных для газовых месторождений.

Конденсационные и пластовые воды исследованных объектов газовых и газоконденсатных месторождений при температурах

30...105 °C и парциальных давлениях  $\text{CO}_2$  0,2...0,9 МПа по коррозионной агрессивности относятся в основном к классам с повышенной и высокой коррозионной активностью.

Для выбранных модельных сред проведена многофакторная оценка скорости коррозии и коррозионной агрессивности при варьировании парциального давления  $\text{CO}_2$  и температуры. Установлено, что наибольшие оцененные скорости коррозии в зависимости от температуры при атмосферном давлении (продувка  $\text{CO}_2$ ) и избыточном давлении  $\text{CO}_2$  (до 0,9 МПа) наблюдаются при температурах 50...70 °C. Скорость коррозионного процесса в высокоминерализованных средах (более 300 г/дм<sup>3</sup>) значительно ниже, чем в средах с минерализацией до 30 г/дм<sup>3</sup>.

### Список литературы

1. Стрельникова К.О. Исследование ингибиторов углекислотной коррозии / К.О. Стрельникова, Р.К. Вагапов, Д.Н. Запелалов и др. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 2. – С. 16–22.
2. Запелалов Д.Н. Оценка коррозионных условий и решений по защите морских объектов от внутренней коррозии / Д.Н. Запелалов, Р.К. Вагапов, Р.А. Мельситдинова // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36). – С. 79–86.
3. Halvorsen A.M.K. The relationship between internal corrosion control method, scale control and meg handling of a multiphase carbon steel pipeline carrying wet gas with  $\text{CO}_2$  and acetic acid / A.M.K. Halvorsen, T.R. Andersen, E.N. Halvorsen et al. // NACE Conference «Corrosion – 2007». – Paper 07313.
4. Hagerup O. Corrosion control by pH stabilizer, materials and corrosion monitoring in a 160 km multiphase offshore pipeline / O. Hagerup, S. Olsen // NACE Conference «Corrosion – 2003». – Paper 03328.

5. Маркин А.Н. Защита ингибитором коррозии мультифазных трубопроводов проекта «Сахалин-2» / А.Н. Маркин, В.И. Калашников, С.В. Суховертов и др. // Территория нефтегаз. – 2011. – № 12. – С. 12–15.
6. Парфёнова Н.М. Углеводородное сырье Южно-Кириного месторождения: газ, конденсат, нефть / Н.М. Парфёнова, Е.Б. Григорьев, Л.С. Косякова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28). – С. 133–144.
7. Федотова А.И. Методический подход к выбору водных сред газовых месторождений в условиях присутствия CO<sub>2</sub> для оценки их коррозионной агрессивности / А.И. Федотова, Р.К. Вагапов, Д.Н. Запевалов и др. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2018. – № 4. – С. 59–65.
8. Сулин В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений / В.А. Сулин. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 474 с.

## Corrosion aggressiveness of various operational factors in hydrocarbon deposits containing carbon dioxide

R.K. Vagapov<sup>1\*</sup>, A.I. Fedotova<sup>1</sup>, D.N. Zapevalov<sup>1</sup>, K.O. Strelnikova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: R\_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** This article analyzes the operating conditions and parameters affecting corrosion for a number of existing and prospective offshore gas production facilities containing corrosive carbon dioxide in the produced hydrocarbons. The corrosion rate of carbon steel is estimated in the models of produced and condensation waters of gas-producing objects containing carbon dioxide. Parameters that affect corrosion aggressiveness of modelled water medium (temperature, pressure and mineralization of aqueous media) are considered.

**Keywords:** carbon dioxide corrosion, corrosion protection, corrosion inhibitors, corrosion rate, offshore facility, corrosive aggressiveness of medium.

### References

1. STRELNIKOVA, K.O., R.K. VAGAPOV, D.N. ZAPEVALOV et al. Studying inhibitors of carbon dioxide attack [Issledovaniye ingibitorov uglekislotoy korrozii]. *Transport i Khraneniye Nefteproduktov i Uglevodorodnogo Syrya*. 2018, no. 2, pp. 16–22. ISSN 0131-4270. (Russ.).
2. 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 obyektov 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.).
3. HALVORSEN, A.M.K., T.R. ANDERSEN, E.N. HALVORSEN et al. The relationship between internal corrosion control method, scale control and meg handling of a multiphase carbon steel pipeline carrying wet gas with CO<sub>2</sub> and acetic acid. *NACE Conference “Corrosion – 2007”*. Paper 07313.
4. HAGERUP, O., S. OLSEN. Corrosion control by pH stabilizer, materials and corrosion monitoring in a 160 km multiphase offshore pipeline. *NACE Conference «Corrosion – 2003»*. Paper 03328.
5. MARKIN, A.N., V.I. KALASHNIKOV, S.V. SUKHOVERTOV et al. Protection of the Sakhalin-2 multiphase pipelines by a corrosion inhibitor [Zashchita ingibitorom korrozii multifaznykh truboprovodov proyekta “Sakhalin-2”]. *Territoriya Neftegaz*. 2011, no. 12, pp. 12–15. ISSN 2072-2745. (Russ.).
6. PARFENOVA, N.M., Ye.B. GRIGORYEV, L.S. KOSYAKOVA et al. Raw hydrocarbons of Yuzhno-Kirinskoye field: gas, condensate, oil [Uglevodorodnoye syrye Yuzhno-Kirinskogo mestorozhdeniya: gaz, kondensat, nefit]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 133–144. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. FEDOTOVA, A.I., R.K. VAGAPOV, D.N. ZAPEVALOV et al. Methodical approach to choosing CO<sub>2</sub>-saturated aquatic media from gas fields to estimate their corrosive activity [Metodicheskiy podkhod k vyбору vodnykh sred gazovykh mestorozhdeniy v usloviyakh prisutstviya CO<sub>2</sub> dlya otsenki ikh korrozionnoy aggressivnosti]. *Zashchita Okruzhayushchey Sredy v Neftegazovom Komplekse*. 2018, no. 4, pp. 59–65. ISSN 2411-7013. (Russ.).
8. SULIN, V.A. *Hydrogeology of oil fields* [Gidrogeologiya neftyanykh mestorozhdeniy]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1948. (Russ.).

УДК 614.847.3

## Обеспечение пожарной безопасности морских стационарных нефтегазодобывающих платформ

Д.М. Гордиенко<sup>1</sup>, А.Ю. Лагозин<sup>1</sup>, А.В. Мордвинова<sup>1\*</sup>, Ю.Н. Шебеко<sup>1</sup>, В.П. Некрасов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ФГБУ ВНИИПО МЧС России, Российская Федерация, 143903, Московская область, г. Балашиха, микрорайон ВНИИПО, д. 12

\* E-mail: mordvinova\_vniipo@mail.ru

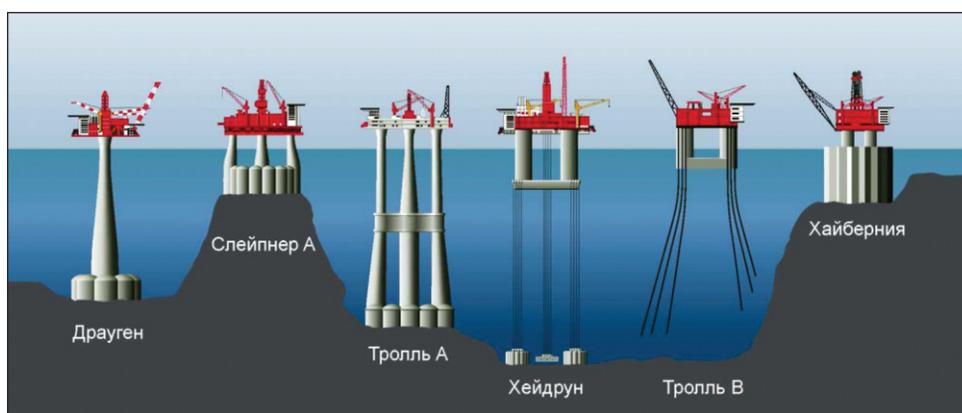
**Ключевые слова:** морская стационарная нефтегазодобывающая платформа, анализ пожарной опасности, обеспечение пожарной безопасности, противопожарное нормирование.

**Тезисы.** В статье рассмотрены основные специфические особенности морских стационарных платформ для добычи нефти и газа с точки зрения их влияния на вопросы обеспечения пожарной безопасности. Проанализирован мировой опыт эксплуатации подобных объектов. Представлены основные решения по обеспечению пожарной безопасности морских стационарных нефтегазовых платформ, рассмотрены проблемы противопожарного нормирования указанных объектов.

На рубеже XX в., в эпоху новой волны научно-технического прогресса, человечество в поисках новых энергоресурсов вышло в море на континентальный шельф, который содержит колоссальные запасы углеводородов. Существует мнение, что из-за истощения наземных углеводородных месторождений добыча нефти и газа на континентальном шельфе в дальнейшем будет развиваться более интенсивно и, вероятно, несмотря на использование дорогостоящих технологий, может стать преобладающей.

Для освоения морских месторождений нефти и газа используются различные добывающие установки (рис. 1), залогом успешного функционирования которых в течение предусмотренного срока эксплуатации (как правило, 25–30 лет) являются безаварийная работа и обеспечение безопасности персонала. Наиболее опасным представляется возникновение пожаровзрывоопасных аварийных ситуаций, которые способны привести к разрушению добывающей установки, гибели ее персонала и нанести тяжелейший экологический ущерб.

В России для длительной эксплуатации наибольшее распространение получили морские стационарные нефтегазодобывающие платформы (далее – МСП). Достаточно провести предварительный анализ особенностей данного сооружения,



**Рис. 1. Основные типы морских платформ, применяемых в настоящее время для добычи нефти и газа (на примере установок, эксплуатируемых в Северном море): морская стационарная платформа («Слейпнер А», «Хайберния»); морская стационарная глубоководная платформа («Драуген», «Троль А»); плавучая платформа («Троль В»); плавучая полупогружная платформа на натянутых связях («Хейдрун») [1]**

чтобы сделать вывод о высоком уровне его пожарной опасности, который обуславливают следующие специфические для МСП факторы:

- наличие на МСП пожаровзрывоопасных веществ в больших количествах. В соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» МСП являются опасными производственными объектами I–II классов опасности (в зависимости от вида добываемой продукции и условий ее хранения);

- максимальная степень использования полезной площади сооружения, сложные компоновочные и объемно-планировочные решения. Наличие на МСП нескольких уровней (ярусов) с большим количеством плотно размещенного оборудования различного функционального назначения, на котором осуществляется технологический процесс с повышенными параметрами (давление, расход, температура и т.д.). При этом технологическое оборудование содержит многочисленные элементы ограниченной надежности, подверженные отказам.

Указанные факторы предопределяют высокую вероятность эскалации аварии, когда небольшой инцидент может привести к крупномасштабной катастрофе. Кроме того, следует отметить следующие характеристики МСП, отражающиеся на безопасности жизни и здоровье людей:

- высокая численность персонала и его проживание непосредственно на объекте. Как правило, устанавливается вахтовый режим работы (от 21 до 28 дней) в две смены круглосуточно;

- изолированность объекта, расположение в открытом море, в том числе на значительном расстоянии от берега;

- сложные изменчивые погодные условия региона эксплуатации. В первую очередь следует отметить суровые условия арктических морей, для которых характерны очень низкие температуры воздуха, плохая видимость в условиях полярных ночей. Большую часть года воды арктических морей покрыты льдами, на смену которым в более теплый период приходят продолжительные штормы. Но и для регионов с более мягким климатом, например для Каспийского моря, также характерны затяжные штормы.

Указанные факторы существенно затрудняют обеспечение безопасной и своевременной эвакуации персонала, покидание платформы

и спасение в случае возникновения пожара на МСП.

Как показывает мировой опыт эксплуатации МСП, наряду с их успешным функционированием в процессе освоения морских месторождений имеют место и аварии. История морской нефтегазодобычи насчитывает ряд крупномасштабных аварий с пожарами и взрывами, анализ которых подтверждает представленные ранее выводы. Так, 4 декабря 2015 г. на месторождении Гюнешли в Каспийском море на платформе № 10 азербайджанской компании SOCAR произошел пожар, который возник после повреждения подводного газопровода высокого давления из-за шторма. Вследствие неблагоприятных погодных условий в связи с сильным ветром одна из спасательных шлюпок упала в воду, 18 человек пропали без вести, погибли 12 человек. Спасти с платформы удалось 33 человека.

Настоящей экологической катастрофой межгосударственного масштаба обернулась авария на платформе Deerpwater Horizon 20 апреля 2010 г. в Мексиканском заливе, когда из-за серии взрывов, пожара и утечки нефти и газа из скважины платформа затонула, а последующий разлив нефти в океан продолжался более 150 дней, объем утечки составил около 5 млн баррелей нефти. При взрыве погибли 11 человек, 17 из 126 человек пострадали, еще двое погибли в ходе ликвидации последствий аварии.

Накопленный опыт аварийных ситуаций с пожарами и взрывами на МСП свидетельствует о том, что обеспечение пожарной безопасности этих объектов является одной из наиболее важных задач при их проектировании, строительстве и эксплуатации.

Существующее многообразие морских добычных сооружений в настоящее время подразделяется на основные типы в соответствии с Правилами классификационного общества «Российский морской регистр судоходства»<sup>1</sup> (далее – Правила РС). Однако для разработки комплекса противопожарных мероприятий необходимо проведение оценки пожарной опасности платформы с помощью детального анализа

<sup>1</sup> См. НД №2-020201-015. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ / Российский морской регистр судоходства. – СПб., 2018. – <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293738/4293738165.pdf>

ее объемно-планировочных, конструктивных, технологических особенностей и выявления наиболее типичных сценариев протекания аварий с пожарами и взрывами для каждой рассматриваемой платформы в отдельности с учетом ее отличительных характеристик. В результате анализа возможных аварийных ситуаций на типовых МСП можно выделить следующие ситуации, которые сопровождают или инициируют пожар и/или взрыв:

- выбросы горючих газов и/или жидкостей из технологического оборудования;
- пожары электротехнического оборудования, в жилом модуле, на генераторах и т.д.;
- разрушительные штормовые и ледовые нагрузки, сейсмические события;
- падение вертолетов, занимающихся транспортировкой персонала и грузов, соударения и столкновения с судами.

Основную опасность представляют аварии с пожарами и взрывами, связанные с операциями бурения скважин, добычи и транспортировки пластовой продукции. Согласно статистическим данным возможны следующие причины аварий с пожарами и взрывами на платформе: выход параметров технологических процессов за критические значения; разгерметизация технологического оборудования, вызванная механическим, температурным и агрессивным химическим воздействиями; механическое повреждение оборудования в результате ошибок персонала, падения предметов, некачественного проведения ремонтных и регламентных работ и т.п.

Причиной воспламенения образовавшейся в результате аварии горючей и взрывоопасной среды могут стать: огневые и ремонтные работы (сварка, резка, пайка и т.д.); неисправность электрооборудования; разряды статического электричества; проявления атмосферного электричества; механические искры; выделение тепла при трении или нагрев трущихся деталей; нагретые поверхности и др. Аварии с пожарами и взрывами на таких объектах развиваются, как правило, по следующей типовой схеме:

- в результате нарушения герметичности арматуры или оборудования происходит истечение горючих жидкостей или газов в окружающее пространство;
- вышедшие жидкости или газы либо воспламеняются, либо создают обширную зону газопаровоздушной смеси с взрывоопасной концентрацией горючего;

- факторы возникшего пожара (взрыва) интенсивно воздействуют на соседнее оборудование, трубопроводы и т.п., вследствие чего возможна их разгерметизация с выходом продуктов в окружающее пространство, что приводит к увеличению масштабов аварии.

Таким образом, для МСП существует высокая вероятность развития аварийных ситуаций по эскалационному сценарию, когда в инцидент последовательно вовлекается оборудование различных технологических участков (т.е. инициирование аварии на одной из частей объекта может вызвать поражение других частей объекта).

На основе опыта участия специалистов ФГБУ ВНИИПО МЧС России в различных проектах по освоению морских углеводородных месторождений континентального шельфа России можно выделить основные решения по обеспечению пожарной безопасности морских стационарных нефтегазодобывающих платформ. Далее изложена суть этих решений.

*Зонирование объекта* – группирование элементов компоновки по функциональному назначению и размещение их в самостоятельных зонах. При проектировании платформ следует использовать зарекомендовавшие себя на практике наиболее безопасные схемы компоновки сооружений, которые должны обеспечивать условия предотвращения распространения пожара и его опасных факторов независимо от функционирования активных систем противопожарной защиты. Как правило, выделенные зоны на МСП характеризуются разным уровнем пожарной опасности, и при проектировании объекта необходимо предусмотреть мероприятия, предотвращающие распространение пожара из одной зоны в другую. Для этих целей Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности<sup>2</sup> (далее – Технический регламент) устанавливается необходимость применения противопожарных преград. В соответствии с ч. 1 ст. 37 Технического регламента противопожарные преграды в зависимости от способа предотвращения распространения опасных факторов пожара подразделяются на следующие типы: противопожарные стены; противопожарные перегородки; противопожарные перекрытия; противопожарные разрывы; противопожарные занавесы, шторы и экраны (экранные стены); противопожарные

<sup>2</sup> См. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ.

водяные завесы; противопожарные минерализованные полосы.

В первую очередь следует рассмотреть возможность применения противопожарных разрывов. В настоящее время проектируются и эксплуатируются такие сооружения, когда для обустройства месторождения предусматривается несколько стационарных платформ, соединенных между собой переходными мостами. Представляет интерес конструктивное исполнение подобных объектов, которое реализуется отдельными стационарными блоками различного функционального назначения. Пример такого объекта показан на рис. 2.

В случае когда для размещения комплекса добывающего, технологического, энергетического и вспомогательного оборудования, модуля для проживания персонала и вертолетной площадки используется одно опорное основание, пространство платформы рекомендуется разделять на следующие зоны: бурового и добывающего оборудования; технологического оборудования; инженерного оборудования; энергетического оборудования; размещения жилого модуля, операторной и временного убежища; вертолетной площадки; путей эвакуации и покидания платформы персоналом. При этом жилой модуль следует размещать на максимально возможном удалении от производственных зон и вне взрывоопасных зон. Если при имеющемся расстоянии распространение пожара на жилой модуль не может быть предотвращено, необходимо предусмотреть противопожарные преграды, которые обеспечат защиту зоны размещения жилого модуля от распространения пожара из производственных зон.

Противопожарные преграды, стены, перегородки и перекрытия, заполнения проемов



**Рис. 2. Объекты обустройства месторождения им. В. Филановского (Каспийское море)**

в противопожарных преградах в зависимости от пределов огнестойкости их ограждающей части подразделяются на типы, регламентированные ч. 2 ст. 37 Технического регламента. Следует отметить: несмотря на то что морские стационарные платформы являются сооружениями, положения ст. 30 Технического регламента к ним не вполне применимы. Исходя из имеющегося опыта реализации различных проектов можно сделать вывод о том, что назначать степень огнестойкости для всего сооружения МСП нецелесообразно.

Для ограничения распространения опасных факторов пожара при проектировании МСП следует устанавливать пределы огнестойкости отдельных строительных конструкций (несущих конструкций и противопожарных преград) и/или назначать степень огнестойкости отдельных пожарных отсеков. Основное требование к огнестойкости конструктивных и технологических элементов платформ (несущие конструкции; опоры резервуаров, трубопроводов и буровой вышки; конструкции переходных мостов (при наличии) и др.) состоит в том, чтобы при возникновении аварии, связанной с пожаром (в том числе при пожаре проливов нефти на поверхность моря), избежать расширения масштабов аварии, обеспечить целостность временного убежища и возможность покидания всем персоналом платформы в установленное время.

Перечень строительных конструкций, в отношении которых следует устанавливать требования к пределам огнестойкости, необходимо определять в каждом конкретном случае на основе анализа возможных пожароопасных ситуаций на платформе и вариантов их развития.

Правила РС устанавливают требования, которые являются специфичными для МСП и учитывают унифицированные требования и рекомендации Международной ассоциации классификационных обществ и соответствующие резолюции Международной морской организации. В п. 2 части VI Правил РС представлены требования к минимальной огнестойкости переборок и палуб, разделяющих смежные помещения МСП.

Однако следует отметить, что применяемая в данном документе терминология не соответствует принятой в отечественных нормативных документах по пожарной безопасности, а положения Правил РС не соответствуют Техническому регламенту. Примером

указанного несоответствия являются различия в определении и назначении пределов огнестойкости конструкций МСП. Для морских стационарных платформ как для сооружений, являющихся объектами капитального строительства, наступление пределов огнестойкости строительных конструкций должно устанавливаться в соответствии с требованиями Технического регламента по времени достижения одного или последовательно нескольких признаков предельных состояний (потеря несущей способности, потеря целостности, потеря теплоизолирующей способности).

Правила РС, которые разработаны на основе требований иностранных нормативных документов, использующихся в мировой практике строительства морских сооружений, в том числе и морских стационарных платформ, регламентируют пределы огнестойкости путем введения классификации переборок и палуб, разделяющих помещения (классы «А», «В», «С» и «Н»). Конструкции испытываются на огнестойкость по методикам, изложенным в резолюции ИМО А.754(18) [2] и международном стандарте ISO 834-1:1999<sup>3</sup>. Классификация переборок и палуб применяется в зарубежной нормативной базе и не используется в российских нормативных правовых актах и нормативных документах по пожарной безопасности.

В некоторых публикациях отечественных ученых, занимающихся вопросами безопасности объектов обустройства морских углеводородных месторождений, представлены данные о взаимном соответствии обозначений пределов огнестойкости согласно Правилам РС и Техническому регламенту. Указанное соответствие было определено при участии авторов настоящей статьи и предложено для применения в отношении конкретной МСП с учетом ее специфических особенностей и характеристик и принятой эквивалентной продолжительности пожара. Распространение данного соответствия на все морские нефтегазовые сооружения является некорректным, и введение этой аналогии в нормативные документы представляется преждевременным.

Вместе с тем при разработке требований к пределам огнестойкости конструкций МСП целесообразно учитывать положения как Правил РС, так и нормативных документов

по пожарной безопасности. Такая работа проделана для одной из проектируемых МСП в рамках разработки специальных технических условий по пожарной безопасности, в которых были установлены следующие требования к пределам огнестойкости<sup>3</sup> конструкций:

- EI 120/I60 (REI20/I60), не ниже – наружные ограждающие конструкции вспомогательного бурового и цементировочного комплексов, обращенные в сторону зоны бурения;
- EI 60 (REI 60), не ниже – наружные перегородки и/или стены;
- R 120 – несущие конструкции бурового модуля (стенки рельс, опорной рамы и стоек подвыщечного основания);
- REI 60, не ниже – перекрытия межпалубные;
- EI 60 (REI 60) или E 60 (RE 60) – ограждающие конструкции каждого помещения для размещения пожарных насосов;
- EI 60 – наружные стены жилого модуля;
- E 30 / I 15 – перегородки противопожарные;
- REI 120, не ниже – стена жилого модуля, обращенная в сторону производственной зоны (в сторону буровых и технологических установок);
- REI 60, не ниже – противопожарные перекрытия жилых помещений;
- E 30/I 15, не ниже – перегородки жилых помещений;
- E 60 – окна (иллюминаторы) для заполнения проемов в противопожарных преградах;
- REI 60 (EI 60), не ниже – ограждающие конструкции станций пожаротушения;
- заполнения (двери, люки, клапаны, окна и т.п.) в противопожарных преградах должны иметь пределы огнестойкости не ниже пределов огнестойкости указанных противопожарных преград.

Представленные требования к пределам огнестойкости конструкций разработаны для конкретного объекта и не могут быть использованы в качестве нормативных для проектирования других МСП.

Кроме вышеперечисленных систем пассивной противопожарной защиты для ограничения распространения опасных факторов пожара на МСП могут применяться системы активной противопожарной защиты. В частности, для снижения интенсивности теплового излучения, а также для защиты от распространения пожаровзрывоопасных газопаро-

<sup>3</sup> См. ISO 834-1:1999. Fire-resistance tests – Elements of building construction – Part 1: General requirements.

воздушных смесей следует использовать защитные противопожарные завесы (водяные, паровые, инертным газом). Стационарные установки водяных завес могут использоваться для защиты путей эвакуации и посадки в спасательные средства, паровые и инертные завесы – для защиты от проникновения взрывоопасных газовых смесей к оборудованию с открытым огневом процессом (при наличии таких на МСП). Для предотвращения увеличения масштаба аварии при пожаре предусматриваются установки водяного орошения производственных зон, участка устьевого оборудования, фонтанного устьевого оборудования. Расчетную продолжительность орошения следует принимать, как правило, не менее 3 ч.

Представленные выше противопожарные требования являются лишь частью необходимого комплекса инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности МСП. Для повышения уровня пожарной безопасности МСП на основе анализа причин возникновения и условий развития аварийных ситуаций защитные мероприятия следует проектировать по принципу эшелонирования, выстраивая на пути распространения опасных факторов пожара и взрыва сразу несколько так называемых барьеров безопасности. При этом необходимо обеспечить слаженное взаимодействие всех систем безопасности платформы, безотказность их работы, дублирование их отдельных элементов, а также высокий уровень профессионализма обслуживающего персонала.

Проблема обеспечения пожарной безопасности морских платформ на российском континентальном шельфе усугубляется отсутствием комплексного нормативного документа, регламентирующего требования к пожарной безопасности МСП. В настоящее время отдельные требования пожарной безопасности представлены в нормативных документах различных ведомств, которые содержат несоответствия и плохо гармонизированы друг с другом.

Федеральные нормы и правила<sup>4</sup> устанавливают требования промышленной безопасности, обязательные для исполнения

<sup>4</sup> См. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса» / утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 18 марта 2014 года № 105.

при осуществлении деятельности в области промышленной безопасности и ведении технологических процессов на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса (ОПО МНГК). Согласно данным Правилам проектирование и строительство ОПО МНГК в зависимости от их типа или вида осуществляются с учетом требований законодательства о градостроительной деятельности, о недрах, в области технического регулирования, промышленной и пожарной безопасности, защиты окружающей среды, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, торгового мореплавания. Нормативные документы указанных отраслей применяют различные терминологии и технические классификации, а некоторые их требования противоречивы.

В последнее время в России разными научными организациями активно разрабатываются новые нормативные документы, затрагивающие вопросы проектирования и эксплуатации МСП. Здесь следует отметить Технический комитет по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность», который занимается разработкой национальных стандартов в части техники и технологии добычи и переработки нефти и газа, в том числе и для арктического региона. ТК 23 подготовил ряд национальных стандартов<sup>5</sup>, в которых в том числе представлены требования пожарной безопасности. Однако применения данных национальных стандартов

<sup>5</sup> См. ГОСТ Р ИСО 17776-2012. Менеджмент риска. Руководящие указания по выбору методов и средств идентификации опасностей и оценки риска для установок по добыче нефти и газа из морских месторождений; ГОСТ Р 55998-2014. Нефтяная и газовая промышленность. Морские добычные установки. Эвакуационные пути и временные убежища. Основные требования; ГОСТ Р 58219-2018. Нефтяная и газовая промышленность. Арктические операции. Технические средства противопожарной защиты верхних строений морских платформ. Общие требования; ГОСТ Р 54483-2011. Нефтяная и газовая промышленность. Платформы морские для нефтегазодобычи. Общие требования; промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Верхние строения; ГОСТ Р 58212-2018. Нефтяная и газовая промышленность. Арктические операции. Производственно-технологическая зона верхнего строения морской платформы; ГОСТ Р 58217-2018. Нефтяная и газовая промышленность. Арктические операции. Эвакуация и спасение персонала морских платформ. Общие положения; ГОСТ Р 58218-2018. Нефтяная и газовая промышленность. Арктические операции. Обслуживание объектов.

недостаточно для обеспечения пожарной безопасности МСП в полном объеме.

Даже с учетом вновь разработанных и адаптированных стандартов можно сделать вывод о неполноте российских нормативных документов в области пожарной безопасности МСП. Необходимо продолжать научно-исследовательские работы в сфере гармонизации существующих нормативных документов, регламентирующих вопросы обеспечения

пожарной безопасности МСП, и подготовки новых документов с учетом передовых международных практик в сфере обеспечения пожарной безопасности, отечественного опыта и достижений, а также появляющихся новых научных разработок, направленных на обеспечение пожарной безопасности (в частности, внедрение новых методик, технических средств, систем и средств пожаротушения и т.п.).

### Список литературы

1. Kvaerner concrete solutions [электронный ресурс]. – [https://www.kvaerner.com/Global/images/Products/Concrete/Concrete\\_brochure\\_rus\\_2013\\_2.pdf](https://www.kvaerner.com/Global/images/Products/Concrete/Concrete_brochure_rus_2013_2.pdf) (дата обращения: 20.03.2019).
2. Резолюция А.754(18). Рекомендация по испытаниям на огнестойкость перекрытий классов «А», «В» и «F» / International maritime organization. – 4 ноября 1993 г.

---

## Fire protection support of fixed offshore platforms for oil and gas production

D.M. Gordiyenko<sup>1</sup>, A.Yu. Lagozin<sup>1</sup>, A.V. Mordvinova<sup>1\*</sup>, Yu.N. Shebeko<sup>1</sup>, V.P. Nekrasov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia, Bld. 12, mikrorayon VNIPO, Balashikha, Moscow region, 143903, Russian Federation

\* E-mail: mordvinova\_vniipo@mail.ru

**Abstract.** This article discloses main specifics of the fixed offshore platform used for oil and gas production in the aspect of its impact to fire hazards. Authors analyze the world practice in exploiting of such facilities, present some principal solutions regarding their fire protection, and reveal challenges of the correspondent anti-fire codification and standardization process.

**Keywords:** fixed offshore platform for oil and gas production, analysis of fire hazards, support of fire protection, anti-fire codification.

### References

1. *Kvaerner concrete solutions* [online]. Available from: [https://www.kvaerner.com/Global/images/Products/Concrete/Concrete\\_brochure\\_rus\\_2013\\_2.pdf](https://www.kvaerner.com/Global/images/Products/Concrete/Concrete_brochure_rus_2013_2.pdf). Viewed on 20 March 2019.
2. IMO Resolution A 754 (18). *Recommendation on fire resistance tests for “A”, “B” and “F” class divisions*. Adopted 4 November 1993.

УДК 346.7

## Обеспечение безопасности плавучих буровых установок в РФ: методы и пути решения конфликтов правового регулирования

**В.Ф. Аминев**

ООО «Газпром флот», Российская Федерация, 117420, г. Москва, ул. Наметкина, д. 12А  
E-mail: vadamer@yandex.ru

**Тезисы.** Безопасность производственной деятельности плавучих буровых установок (ПБУ) для работы на континентальном шельфе в 1970–1980-х гг. контролировалась такими государственными надзорными органами, как Госгортехнадзор СССР и Регистр СССР. В отличие от зарубежных классификационных обществ, у которых правила классификации и постройки ПБУ и правила технического надзора ПБУ взаимно дополняли друг друга и исключали возможность каких-либо противоречий, Регистр СССР не имел классификации ПБУ, что создавало определенные трудности при разработке нормативно-технической документации (НТД) для технического наблюдения этих морских сооружений, а также при взаимодействии с Госгортехнадзором СССР.

С распадом СССР в 1991 г. Госгортехнадзор России прекратил осуществлять надзор за ПБУ, кроме области безопасности технологии ведения строительства скважин. ПБУ попали под юрисдикцию Российского морского регистра судоходства (РС). С принятием Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ и включением площадки буровой установки в составе ПБУ в перечень опасных производственных объектов надзор за ПБУ осуществляет также и Ростехнадзор. С этого момента нефтегазовые предприятия, ведущие производственную деятельность на шельфе РФ, сталкиваются в области промышленной безопасности с противоречиями требований НТД Ростехнадзора и РС ввиду отличия подходов к развитию нормативных требований в советское и постсоветское время и, возможно, недостаточного взаимодействия указанных надзорных органов при разработке нормативных требований по вопросам безопасности и эксплуатации ПБУ.

Сравнительный анализ требований НТД Ростехнадзора и РС в отношении ПБУ позволил выявить противоречия, дублирование либо отсутствие требований в смежных областях надзора. На повестке дня стоит задача поиска универсального решения, которое позволит конструировать элементы правового регулирования деятельности Ростехнадзора и РС в области обеспечения промышленной безопасности ПБУ и в отношении нефтегазовых предприятий, осуществляющих эксплуатацию ПБУ.

**Ключевые слова:** плавучая буровая установка, промышленная безопасность, государственный надзор.

### Анализ правового регулирования безопасности плавучих буровых установок

В семидесятые-восьмидесятые годы прошлого века безопасность эксплуатации плавучих буровых установок (ПБУ), в том числе самоподъемных буровых установок (СПБУ), полупогружных плавучих буровых установок (ППБУ) и буровых судов (БС), на континентальном шельфе СССР контролировалась такими государственными надзорными органами, как Госгортехнадзор СССР<sup>1</sup> и Регистр СССР. В настоящее время на смену ранее действующим надзорным органам пришли Федеральная служба по технологическому, экологическому и атомному надзору (далее – Ростехнадзор) и ФАУ «Российский морской регистр судоходства» (далее – РС) соответственно.

Регистр СССР существенно отличался от зарубежных классификационных обществ, например таких, как Американское бюро судоходства (*англ.* American Bureau of Shipping), *фр.* Bureau Veritas во Франции и германо-норвежский альянс DNV GL (*норв.* Det Norske Veritas, *нем.* Germanischer Lloyd), по структуре и организации обеспечения безопасности плавания судов. За рубежом правила классификации и постройки морских судов и плавучих сооружений и правила технического надзора за плавающими судами и плавучими сооружениями взаимно дополняли друг друга и исключали возможность каких-либо противоречий. Но в Регистре СССР ПБУ не имели классификации, что создавало определенные трудности при разработке нормативно-технической

<sup>1</sup> В 1989 г. объединен с Госатомнадзором СССР с образованием Госгоратомнадзора СССР.

документации (НТД) для технического наблюдения этих морских сооружений, а также при взаимодействии с Госгортехнадзором СССР. Будучи членом Международной морской организации<sup>2</sup> (англ. International Maritime Organization, IMO) и Международной ассоциации классификационных обществ<sup>3</sup> (англ. International Association of Classification Societies, IACS), РС развивал правовое регулирование в соответствии с требованиями следующих международных конвенций: SOLAS-74<sup>4</sup> по охране человеческой жизни на море (1974 г.), MARPOL 73/78<sup>5</sup> по предотвращению загрязнения с судов (1973 г.) и STCW<sup>6</sup> о подготовке и дипломировании моряков и несении вахты (1978 г.). НТД Госгортехнадзора СССР разрабатывалась с учетом национальных интересов и требований в области производственной безопасности.

С распадом СССР под юрисдикцию РС попали все морские и речные суда, плавающие под российским флагом, а также ПБУ и другая морская техника. Госгортехнадзор России прекратил осуществление надзора за ПБУ, кроме области безопасности технологии ведения строительства скважин. Объясняется это отсутствием на тот момент проработанной нормативной базы, а также значительным сокращением количества ПБУ в постсоветское время по причине перехода некоторых ПБУ под контроль бывших союзных республик или продажи их зарубежным компаниям. Парк плавучих буровых установок СССР к концу 1980-х гг. включал три БС, 10 ППБУ и 14 СПБУ. В настоящее время российские компании ПАО «Газпром», Eurasia Drilling Company Ltd. и АО «Зарубежнефть» в общем количестве ПБУ располагают одним БС, двумя ППБУ и семью СПБУ без учета четырех СПБУ ГУП РК «Черноморнефтегаз» [1].

<sup>2</sup> См. <http://www.imo.org>

<sup>3</sup> См. <http://www.iacs.org.uk>

<sup>4</sup> См. Консолидированный текст конвенции СОЛАС-74. – [http://www.sur.ru/upload/legislation/Solas\\_74\\_file\\_5\\_37\\_4078.pdf](http://www.sur.ru/upload/legislation/Solas_74_file_5_37_4078.pdf) (дата обращения: 05.04.2019).

<sup>5</sup> Международная конвенция по предотвращению загрязнения с судов 1973 года, измененная Протоколом 1978 года к ней (MARPOL 73/78) (с изменениями на 26 сентября 1997 года). – <http://docs.cntd.ru/document/901764502> (дата обращения: 05.04.2019).

<sup>6</sup> См. ПДНВ. Включает Манильские поправки 2010 года. Конвенция ПДНВ и Кодекс ПДНВ / Международная морская организация. – 3-е изд., сводное. – Лондон: CPI Books Limited, 2013. – [http://www.marcomm.ru/UserFiles/Files/Doc/STCW\\_Rus.pdf](http://www.marcomm.ru/UserFiles/Files/Doc/STCW_Rus.pdf) (дата обращения: 05.04.2019).

С принятием федеральных законов «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ и «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ и включением площадки буровой установки в составе ПБУ в перечень опасных производственных объектов (ОПО) надзор за частью оборудования ПБУ начал осуществлять также и Ростехнадзор. С этого момента нефтегазовые компании, ведущие производственную деятельность на континентальном шельфе Российской Федерации, сталкиваются с противоречиями требований нормативных документов Ростехнадзора и РС в области промышленной безопасности ввиду различия подходов к разработке нормативных требований в советское и постсоветское время и, возможно, недостаточно плотного взаимодействия указанных надзорных органов по вопросам безопасности и эксплуатации ПБУ.

Многолетний опыт взаимодействия ООО «Газпром флот» с надзорными органами, регламентирующими деятельность на шельфе РФ, позволил выполнить сравнительный анализ нормативно-технических требований Ростехнадзора и РС в отношении ПБУ. Так, выявлены: противоречия, например, в части освидетельствования сосудов, работающих под избыточным давлением, когда представители Ростехнадзора предъявляют требования к сосудам машинного/котельного отделений или судовых оборудований, фактически поднадзорных РС, аргументируя тем, что вся ПБУ является ОПО; дублирование требований, например, в части применения спасательных кругов; отсутствие требований в смежных областях надзора, например к подвесным грузоподъемным устройствам.

В последнее время в связи с постепенным истощением традиционных месторождений углеводородного сырья на суше происходит процесс перехода на разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе и на шельфе. ПАО «Газпром» имеет лицензии на разработку месторождений на континентальном шельфе РФ, а также современный буровой флот, который исходя из сложившейся общемировой тенденции роста спроса на углеводороды, очевидно, будет пополняться и развиваться.

Несовершенство государственного правового регулирования может приносить прямые и косвенные убытки компаниям при

осуществлении производственной деятельности на континентальном шельфе Российской Федерации. Поэтому на повестке дня стоит задача поиска универсального решения или концепции, которые позволят перестроить элементы правового регулирования деятельности Ростехнадзора и РС в области обеспечения производственной безопасности ПБУ и в отношении компаний, осуществляющих эксплуатацию ПБУ, разграничив зоны ответственности между надзорными органами либо создав на базе одного из надзорных органов единый регулирующий орган. Для этого в первую очередь необходимо проанализировать законодательства других стран, разрабатывающих шельфовые месторождения углеводородов. Рассмотрим принципы государственного правового регулирования в США, Великобритании и Норвегии.

В США надзор в области обеспечения производственной безопасности нефтегазовых сооружений ведут два ведомства, подчиняющиеся федеральным органам исполнительной власти и находящиеся в тесном контакте друг с другом, но имеющие четкое разграниченные полномочия. Это Бюро по обеспечению безопасности и защите окружающей среды<sup>7</sup> (*англ.* Bureau of Safety and Environmental Enforcement, BSEE), которое находится в подчинении Министерства внутренних дел США, и Морская пограничная служба<sup>8</sup> (*англ.* U.S. Coast Guard), подчиняющаяся Министерству национальной безопасности. В отличие от Норвегии и Великобритании, где государство предоставляет компаниям определенную гибкость в выборе средств достижения поставленных законом задач, законодательство США содержит большое количество норм, предписывающих конкретные технические и процедурные требования.

В Великобритании надзирает за безопасностью нефтегазовых сооружений на шельфе Департамент по обеспечению безопасности энергетических проектов (*англ.* HSE's Energy Division) Исполнительного комитета по здоровью и безопасности<sup>9</sup> (*англ.* Health and Safety Executive). На Департамент возложены полномочия по регулированию всех видов безопасности (пожарной, промышленной, транспортной и др.), за исключением экологической безопасности, регулирование которой

возложено на шельфового регулятора по экологии. Предписывающий подход полностью исключен, взамен применяется целеустанавливающее регулирование: оператор проекта должен доказывать надзорному органу, что для снижения риска им приняты все технически целесообразные меры.

Основным координатором в области нефтегазовой деятельности на шельфе Норвегии является Министерство нефти и энергетики. Его структурные подразделения осуществляют общие административные функции в отношении компаний, работающих на шельфе Норвегии, а также принимают подзаконные акты в данной сфере. Надзор за соблюдением операторами правил и требований к работе на шельфе, касающихся защиты жизни и здоровья на производстве, охраны окружающей среды и других аспектов деятельности, начиная со стадии поиска и кончая консервированием буровых скважин, осуществляет единый координатор нормативно-технического регулирования – Агентство по безопасности нефтегазовой деятельности<sup>10</sup> (*англ.* Petroleum Safety Authority, PSA). Все требования по обеспечению безопасности шельфовых объектов, выдвигаемые различными министерствами и ведомствами, унифицируются в PSA для дальнейшей координации компаний, осуществляющих эксплуатацию нефтегазовых сооружений. PSA отвечает за целостность требований безопасности и отсутствие конфликтов НТД.

Норвегия отличается от других арктических государств тем, что подход королевства к правовому регулированию нефтегазовой деятельности на шельфе основывается на принципе саморегулирования компаний. Роль государства сводится к определению минимального уровня безопасности, который должен поддерживаться компаниями-операторами. Нормы законов закрепляют обязанности компаний по систематическому выявлению рисков, связанных с работой на шельфе, их минимизации и контролю, а также реагированию в нештатных ситуациях. При этом операторам предоставляется право выбора конкретных средств достижения поставленных в законе задач. Так, PSA, контролируя выполнение стандартов безопасности, рекомендует операторам определенные практики поведения, однако при этом, как правило, предлагает возможность применения

<sup>7</sup> См. <https://www.bsee.gov/>

<sup>8</sup> См. <https://www.uscg.mil/>

<sup>9</sup> См. <http://www.hse.gov.uk/offshore/index.htm>

<sup>10</sup> См. <http://www.psa.no/>

альтернативного способа выполнения задачи. Количество норм и требований принятия конкретных мер, которые преобладают в законодательстве США, в нормативных документах Норвегии, напротив, сведено к минимуму. В то же время такой подход предполагает, что ответственность за безопасность работ по разведке и добыче ресурсов лежит по большей части на компаниях [2, 3].

По сравнению с правовой базой других арктических государств норвежская система регулирования нефтегазовой деятельности на шельфе отличается высокой степенью проработанности, имеет более четко выстроенную иерархию НТД и предоставляет компаниям значительную гибкость в средствах достижения целей обеспечения производственной безопасности. Вместе с тем свобода действий налагает на компании повышенную ответственность за конечный результат<sup>11</sup>.

В РФ на ПБУ на данный момент распространяют свое действие 68 нормативных документов Ростехнадзора и 10 документов РС. Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» ПБУ является ОПО, согласно Кодексу торгового мореплавания<sup>12</sup> и Государственному судовому реестру – морским судном, согласно Федеральному закону от 09.02.2007 № 16-ФЗ «О транспортной безопасности» – объектом транспортной инфраструктуры и обеспечения транспортной безопасности, согласно Федеральному закону от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» – объектом топливно-энергетического комплекса, согласно Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности<sup>13</sup> – объектом пожарной защиты. В связи с этим на компанию, осуществляющую эксплуатацию ПБУ, возлагается трудоемкая задача приведения разрешительной документации обширной номенклатуры в соответствие с нередко противоречивыми требованиями [4].

## Методы решения конфликтов правового регулирования безопасности ПБУ

Существующее законодательство РФ не в полной мере устанавливает требования обеспечения безопасности производства работ на ПБУ и отличается от законодательства других стран, ведущих поиск, разведку и разработку морских месторождений нефти и газа, в части упрощения исполнения компаниями законодательных требований, направленных на обеспечение состояния защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на ОПО и последствий указанных аварий.

Процесс формирования национального законодательства должен проходить на основании четко сформулированной научно обоснованной концепции. Разработку концепции законодательства по безопасности эксплуатации ПБУ на шельфе целесообразно вести на основании результатов анализа практики правового регулирования зарубежных стран.

Взаимодействие нефтегазовых компаний, осуществляющих эксплуатацию ПБУ, с надзорными органами можно описать как состоящее из двух основных процессов: разработки, согласования и получения разрешительной документации (1) и инспекционной проверки соблюдения компанией, осуществляющей эксплуатацию ПБУ, требований НТД (2). Чем большее количество надзорных органов включено в эти процессы, тем сильнее раздроблены зоны ответственности надзорных органов.

На сегодняшний день возможны два альтернативных способа решения конфликтов правового регулирования Ростехнадзором и РС эксплуатации ПБУ. Первый: по аналогии с США четкое разграничение зон ответственности надзорных органов на законодательном уровне, когда надзорные органы ведут разработку НТД в тесном контакте, но при четком разграничении зон ответственности с целью исключения возможности появления противоречий, дублирования требований НТД либо отсутствия требований в смежных областях надзора. Второй: по аналогии с Норвегией и Великобританией создание единого ведомства, находящегося в прямом подчинении правительству РФ, наделенного эксклюзивными правами и обязанностями по надзору за соблюдением всех требований государства, применимых к ПБУ. Отсутствие единого регулирования неотвратимо увеличивает риск прежде всего крупных аварий, вследствие которых гибнут

<sup>11</sup> См. Petroleum Safety Authority. Regulations. – <http://www.psa.no/regulations/category873.html>

<sup>12</sup> См. Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации (с изменениями на 27 декабря 2018 года) (редакция, действующая с 31 января 2019 года). – <http://docs.cntd.ru/document/901732423>

<sup>13</sup> См. Федеральный закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ.

сотни людей, а также наносится огромный ущерб компании, осуществляющей эксплуатацию ПБУ, и окружающей среде. К сожалению, часто власти понимают это только после катастроф [5]. Например, 6 июля 1988 г. на нефтяной платформе Piper Alpha компании Occidental Petroleum случилась крупнейшая катастрофа в истории отрасли по причине несовершенства правового регулирования. В результате утечки газа и последующего взрыва, а также непродуманных и нерешительных действий персонала погибли 167 человек [6].

Для реализации первого варианта необходима детальная проработка НТД Ростехнадзора и РС с целью ее совершенствования в смежных областях надзора, а также для четкого распределения полномочий по ведению надзорной деятельности следует внести соответствующие изменения в действующие положения о федеральных органах исполнительной власти, осуществляющих контроль и надзор за ПБУ.

Реализация второго способа требует разработки концепции изменения законодательства в области государственного регулирования и надзора за технической и производственной безопасностью ПБУ на шельфе РФ, предусматривающей создание единого регулирующего органа. Для этого нужен федеральный закон о безопасности производственной деятельности на шельфе с параллельным внесением изменений во все применимые федеральные законы по ограничению области их распространения на деятельность компаний на шельфе и соответствующие проекты.

Вне зависимости от того, какой способ организации надзора – четкое разграничение зон ответственности или создание единого ведомства – будет избран, совершенствование государственного надзора, безусловно, снизит необоснованные затраты компаний, осуществляющих эксплуатацию ПБУ, и повысит уровень безопасности производственной деятельности на шельфе РФ.

## Список литературы

1. Пармухина Е.Л. Развитие рынка морских буровых установок в России / Е.Л. Пармухина // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 3. – С. 30.
2. Dagg J. Comparing the offshore drilling regulatory regimes of the Canadian Arctic, the U.S., the U.K., Greenland and Norway / J. Dagg, P. Holroyd, N. Lemphers et al. – Alberta, Canada: Pembina Institute, 2011. – 179 с. – <https://www.pembina.org/reports/comparing-offshore-oil-and-gas-regulations.pdf> (дата обращения: 05.04.2019).
3. Тодоров А.А. Подходы зарубежных стран к правовому регулированию разработки нефтегазовых ресурсов на шельфе Арктики / А.А. Тодоров // Арктика и Север. – 2018. – № 30. – С. 40–59. – DOI: 10.17238/issn2221-2698.2018.30.40
4. Контроль и надзор // Морские вести России. – [http://www.morvesti.ru/analytics/index.php?ELEMENT\\_ID=15621](http://www.morvesti.ru/analytics/index.php?ELEMENT_ID=15621) (дата обращения: 05.04.2019).
5. Усманов Р.Р. Государственное нормативно-техническое регулирование проектов на шельфе / Р.Р. Усманов // Материалы RAO/CIS Offshore 2017. – СПб., 2017. – <http://rao-offshore.ru/index/archives/results2017>, для доступа к информ. ресурсам требуется авторизация (дата обращения: 05.04.2019).
6. Авария на нефтяной платформе Piper Alpha // Календарь трагедий. – <http://calendie.ru/avariya-na-neftyanoj-platforme-piper-alpha> (дата обращения: 05.04.2019).

## Safety support of mobile offshore drilling units in Russia: approaches to resolution of legal-regulation conflicts

V.F. Aminev

Gazprom Flot LLC, Bld. 12A, Nametkina street, Moscow, 117420, Russian Federation  
E-mail: vadamer@yandex.ru

**Abstract.** In the Soviet period, both the USSR Gosgortekhnadzor and the Register of Shipping of the USSR were responsible for operational safety of mobile offshore drilling units (thereinafter – MODUs) at the continental shelf of the USSR. The foreign classification societies had an obvious advantage over the Register of the USSR in terms of MODU's operational safety. The principal difference was that the foreign classification societies had the

generally unified Rules for Classification and Construction of MODUs. These Rules mutually complemented the Rules of Engineering Supervision for MODUs excluding any contradictions. The Register of Shipping of the USSR had no MODU classification, which caused excessive inconveniences while drafting of standards and technical documentation for MODUs operating control as well as professional engagement and interaction with the USSR Gosgortekhnadzor.

After disintegration of the USSR, the MODU oversight functions moved to the Russian Maritime Registry of Shipping (thereinafter – the RS). Federal Environmental, Industrial and Nuclear Supervision Service of Russia (hereinafter referred to as Rostekhnadzor) had the function of well construction supervision only.

Since the enactment of the Federal Law on July 21, 1997 no. 116-FZ “On Industrial Safety of Hazardous Production Facilities”, Rostekhnadzor recommenced to provide MODU safety oversight. From that point forward, the Russian and foreign MODU operators began to face challenges due to contradictions in Rostekhnadzor’s and RS’s requirements in the matters of MODUs operation security. Comparative analysis of the Rostekhnadzor’s and RS’s standards and technical documentation exposed some differences in approaches, as well as either duplication, or absence of requirements in the related areas, where the mutual control should be strengthened.

In the opinion of author, the main objective is to adopt the universal solutions enabling Rostekhnadzor and RS to develop the elements of legal regulation, which will give them the opportunity to maintain comprehensive safety oversight in respect of MODUs and their owners.

**Keywords:** offshore hydrocarbon production, floating drilling unit, industrial safety, governmental supervision.

### References

1. PARMUKHINA, Ye.L. Development of the marine drilling rig market in Russia [Razvitiye rynka morskikh burovykh ustanovok v Rossii]. *Territoriya Neftegaz*. 2016, no. 3, pp. 30. ISSN 2072-2745. (Russ.).
2. DAGG, J., P. HOLROYD, N. LEMPHERS et al. Comparing the offshore drilling regulatory regimes of the Canadian Arctic, the U.S., the U.K., Greenland and Norway [online]. Alberta, Canada: Pembina Institute, 2011. Available from: <https://www.pembina.org/reports/comparing-offshore-oil-and-gas-regulations.pdf> (viewed 05.04.2019).
3. TODOROV, A.A. Foreign approach to legal regulation of the oil-gas resource development offshore the Arctic [Podkhody zarubezhnykh stran k pravovomy regulirovaniyu razrabotki resursov na shelfe Arktiki]. *Arktika i Sever*. 2018, no. 30, pp. 40–59. ISSN 2221-2698. (Russ.). DOI: 10.17238/issn2221-2698.2018.30.40
4. Control and supervision [Kontrol i nadzor]. *Morskiye Vesti Rossii* [online]. Available from: [http://www.morvesti.ru/analytics/index.php?ELEMENT\\_ID=15621](http://www.morvesti.ru/analytics/index.php?ELEMENT_ID=15621). Viewed: 05.04.2019. (Russ.).
5. USMANOV, R.R. Governmental normative-technical regulation of the offshore projects [Gosudarstvennoye normativno-tekhnicheskoye regulirovaniye proyektov na shelfe]. In: *RAO/CIS Offshore 2017* [online]. St. Petersburg, 2017. Available from: <http://rao-offshore.ru/index/archives/results2017/>. Viewed: 05.04.2019. (Russ.).
6. An accident at the Piper Alpha oil platform [Avariya na neftyanoy platforme Piper Alpha]. In: *Kalendar Tragediy* [online]. Available from: <http://calendie.ru/avariya-na-neftyanoj-platforme-piper-alpha/>. Viewed: 05.04.2019. (Russ.).

УДК 629.563.2(98)

## Особенности инженерных изысканий для постановки буровых платформ в арктических морях

**И.А. Марченко**

ОАО «МАГЭ», Российская Федерация, 121609, г. Москва, ул. Осенняя, д. 11,  
Бизнес-центр «Крылатский 2»  
E-mail: ivan.marченко@mage.ru

**Тезисы.** В рамках освоения месторождений в арктических морях необходимой составляющей являются разведочные и поисково-оценочные скважины, для бурения которых задействуются буровые платформы, а именно самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ) и полупогружные буровые установки (ППБУ). Производству бурения разведочных и поисково-оценочных скважин в обязательном порядке предшествуют комплексные инженерные изыскания. Результатом работ по инженерным изысканиям является представление исчерпывающей информации о самой верхней части грунтового разреза, обеспечение необходимыми геологическими данными для выбора оптимального места постановки буровой платформы, а также выполнение необходимых расчетов.

Представленная статья содержит обзор геологических опасностей, характерных как для арктического шельфа в целом, так и для многочисленных участков российского шельфа, в пределах которых расположены огромные залежи углеводородов. Описан комплекс методов инженерных изысканий, применяемых для исследования геологических опасностей и выполнения других обязательных задач, а также особенности, характерные для арктических условий.

Расчеты для постановки буровых платформ регламентируются определенными нормативными и внутриведомственными документами. В настоящий момент существует ряд международных стандартов, на которые ориентируется большинство зарубежных нефтегазовых компаний, а также есть некоторые отечественные нормативные документы смежной тематики. Область применения российских стандартов не распространяется на морские платформы для разведочного бурения, ввиду чего ряд факторов в методиках расчета не учитывается. В связи с этим существует необходимость разработки специального стандарта, направленного на морские нефтегазовые сооружения, включая буровые платформы типа СПБУ.

В последние годы одним из наиболее перспективных и динамично развивающихся направлений добычи углеводородов в Российской Федерации является разработка месторождений арктического шельфа. В настоящее время активно осваиваются нефтегазовые месторождения в Карском и Баренцевом морях. За последний год выполнен широкий спектр работ на площадках проектируемых точек бурения и постановки буровых платформ.

Производству бурения разведочных и поисково-оценочных скважин в обязательном порядке предшествуют комплексные инженерные изыскания. Результатом работ является представление исчерпывающей информации о самой верхней части грунтового разреза, что чрезвычайно важно, так как это та часть (за исключением водной толщи), с которой приходится непосредственно взаимодействовать инженерному сооружению, будь то буровая платформа, трубопровод, подводный добычной комплекс или иное гидротехническое сооружение. Данные, полученные в результате указанных работ, используются для выбора оптимального места постановки буровой платформы, а также в необходимых расчетах.

Расчеты для постановки буровых платформ регламентируются определенными нормативными и внутриведомственными документами. В настоящий момент существует ряд международных стандартов, на которые ориентируются большинство зарубежных нефтегазовых компаний, а также есть некоторые отечественные нормативные документы смежной тематики.

**Ключевые слова:** самоподъемная буровая установка, расчет глубины пенетрации опор, комплексные инженерные изыскания, арктические условия, геологические опасности.

### Геологические опасности на месторождениях арктического шельфа и методики их исследования

При выборе локации для постановки платформы для разведочного или поисково-оценочного бурения необходимо изучить присутствие и условия распространения геологических опасностей. В районах российского арктического шельфа выделяют следующие геологические опасности:

- гравитационные процессы: оползни, крип, турбидитные потоки, обвалы и др.;
- отложения с повышенным содержанием газа («газовые карманы»), подводящие каналы («газовые трубы») и присутствие газовых гидратов;
- зоны фокусированной разгрузки флюидов (в том числе грязевые вулканы);
- зоны аномально высокого пластового давления;
- присутствие многолетнемерзлых пород (ММП), островная мерзлота и таликовые зоны;
- ледовое выплывание (экзарация дна) торосами, айсбергами и стамухами;
- землетрясения;
- разломы и разрывные нарушения;
- литодинамические процессы;
- палеоврезы.

Соответственно, для инженерных изысканий в арктических морях характерны следующие задачи:

- определение наличия и распространения опасных природных процессов и явлений;
- изучение особенностей геологического разреза, включая состав, строение, свойства, состояние и условия залегания грунтов.

Для решения поставленных задач в рамках комплексных инженерных изысканий выполняется ряд необходимых работ, в число которых входят:

1) *инженерно-геодезические изыскания* (гидрографические работы), а именно: батиметрия (многолучевая съемка рельефа дна – эхолотирование (МЛЭ)); гидролокация бокового обзора (выявление форм рельефа и объектов на морском дне); гидромагнитная съемка (ГМС) – выявление техногенных металлосодержащих объектов; навигационное обеспечение всех видов работ;

2) *инженерно-геологические изыскания* (в том числе геофизические исследования): непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП) – высокочастотное (ВЧ)

и низкочастотное (НЧ); высокоразрешающая сейсморастворка (СВР);

3) *геотехнические работы*: пробоотбор, бурение инженерно-геологических скважин и лабораторные испытания грунтов (полевая и береговая лаборатории);

4) *инженерно-гидрометеорологические изыскания*, в числе которых изучение гидрометеорологических условий: измерение температуры, скорости ветра, давления, определение экстремальных значений скорости ветра, розы ветров и т.д. (метеостанция);

5) *изучение гидрологических условий*: измерение приливов, скоростей течений, температуры и солености воды, определение экстремальных значений течений, розы течений, параметров волнения, ледового режима (автономная донная станция);

6) *инженерно-экологические изыскания*, включающие: изучение загрязнения воздуха и воды, радиационной обстановки, океанографические, гидрологические, гидрохимические измерения, оценку состояния экосистемы, наблюдение за морскими млекопитающими, выдачу прогнозов и рекомендаций.

Помимо стандартных геофизических (СВР, НСАП ВЧ/НЧ, ГМС) и гидрографических (МЛЭ, гидролокация бокового обзора (ГЛБО)) исследований для арктических морей в районах с возможным распространением ММП выполняются электроразведочные работы методом зондирования становлением поля (ЗСБ), бурение с внутрискважинной термометрией и отбор проб донного грунта с характерными для арктических морей испытаниями грунтов в судовой лаборатории.

Бурение инженерно-геологических скважин проводится с целью уточнения геофизических данных об инженерно-геологических условиях площадки постановки буровой платформы, в том числе определения инженерно-геологического разреза, получения данных о свойствах, строении и условиях залегания грунтов, а также для подтверждения данных электроразведки о присутствии и распространении мерзлых пород. Для подтверждения данных о присутствии и состоянии ММП после проходки скважины проводятся внутрискважинные термометрические исследования.

При выполнении инженерно-геологического бурения основной целью является получение максимально ненарушенного керна, пригодного для лабораторных исследований

грунтов. Методика бурения инженерно-геологических скважин в районах с распространением ММП подразумевает ряд технологических особенностей, характерных для бурения в арктических морях.

Инженерно-геологические работы в арктических морях также имеют ряд особенностей по сравнению с аналогичными работами в южных регионах. При планировании и подготовке к работам любыми из перечисленных выше методов необходимо учитывать специфику Арктического региона и обращать внимание на следующие моменты:

- *короткий навигационный период.* В зависимости от конкретного моря навигационный период ограничивается достаточно сжатыми рамками: в Карском море – со второй половины июля – начала августа по конец октября, в Баренцевом море погодное окно шире, однако рабочий период сильно сокращается из-за частых штормов. Специалистам необходимо начинать подготовку судна и оборудования заблаговременно;

- *удаленность от ближайшего порта снабжения.* Наиболее технически развитым в Российской Арктике является Мурманский морской торговый порт, также нередко как база снабжения задействуется Архангельск. В зависимости от проекта удаленность района работ от порта может составлять до 600...700 км в Баренцевом море и более 1500 км в Карском море. Специалисты вынуждены рассчитывать необходимый запас оборудования, имущества и принадлежностей, упаковочного материала для образцов, а также – в случае пробоотбора – нужное количество пластиковых лайнеров, кернорвателей и пр. деталей. Зачастую при возникновении трудностей и неполадок оборудования или принятия решения о смене метода пробоотбора участники полевой партии должны быть готовы оперативно решить проблему с использованием материалов, находящихся на борту.

Ряд методических особенностей присутствует и в процедурах испытаний и обработки отобранных грунтов. В арктических морях имеют распространение охлажденные грунты. Для получения достоверных свойств необходимо приступать к тестированию грунтов сразу после подъема пробоотборника на борт, а также проводить измерения температуры и исследования теплофизических свойств грунтов.

## Выполнение расчетов для буровых платформ

На основе данных, полученных после анализа грунтов в судовой и стационарной лабораториях, выполняются необходимые в зависимости от типа используемой платформы расчеты. Для самоподъемных буровых установок (СПБУ) проводятся расчеты устойчивости и расчеты глубины пенетрации опор, а для полупогружных буровых установок (ППБУ) – расчеты заглубления, расстояния протаскивания и держащей силы якорей.

В процесс постановки платформы вовлечен ряд компаний – заказчиков, операторов и подрядчиков, задействованы огромные кадровые и денежные ресурсы. По указанным причинам и ряду других факторов стоимость суток работы всего коллектива составляет колоссальные денежные суммы, поэтому качественно проведенные расчеты с учетом всех возможных факторов, влияющих на постановку платформы, играют чрезвычайно важную роль.

В настоящий момент касательно расчетов для буровых платформ актуального российского нормативного документа не существует. Однако области применения некоторых действующих нормативных документов близки к рассматриваемой. Среди современных отечественных нормативных документов для инженерных сооружений это своды правил СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений», СП 58.13339.2012 «Гидротехнические сооружения. Основные положения», СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений», СП 11-114-2004 «Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений». В советское время применялись некоторые руководства<sup>1</sup> и руководящие нормативные документы<sup>2</sup> для расчета несущей способности грунта и пенетрации опор СПБУ.

В международной практике используются специальные нормативные документы,

<sup>1</sup> См. Руководство по инженерно-геологическим изысканиям для самоподъемных плавучих буровых установок / Координац. центр стран – членов СЭВ по мор. геологии и геофизике «Интерморгео». – Рига: ВНИИМоргео, 1989.

<sup>2</sup> См. РД 51-36-81. Опорные колонны самоподъемной плавучей буровой установки. Методика расчета глубины задавливания в грунт. – Баку: НИПИ «Гидропромнефтегаз», 1982.

регламентирующие расчеты, применимые к СПБУ (*англ.* jack-up rigs):

1) ISO 19905-1 – Site specific assessment of mobile offshore units – Part 1 – Jack-up platforms;

2) Guidelines for site specific assessment of mobile jack-up units и Recommended practice for site specific assessment of mobile jack-up units [1].

Стоит отметить, что в системе международных стандартов ISO действуют специальные стандарты практически для каждого вида морских нефтегазопромысловых сооружений. В некоторых международных нефтесервисных компаниях, например Fugro и др. крупных организациях, разработаны внутриведомственные документы применительно к конкретным регионам с учетом характерных особенностей местных инженерно-геологических условий. Однако подобные нормативные документы, как правило, не распространяются официально и применяются исключительно для внутреннего пользования.

Как уже отмечалось, в отечественной практике на данный момент актуальный специальный нормативный документ для постановки буровых платформ отсутствует. За неимением такового применяются нормативные документы для проектирования оснований других сооружений. Следует заметить: в упомянутом ранее СП 22.13330.2011 указывается, что данный Свод правил не распространяется на проектирование оснований гидротехнических сооружений и оснований глубоких опор. При этом руководствуясь рекомендациями «гидротехнического» свода правил, определить, например, пенетрацию опоры СПБУ невозможно. Здесь (см. СП 23.13330.2011) даже понятие глубины заложения фундамента отсутствует, а все приложенные схемы расчета касаются незаглубленных фундаментов. Более того, в соответствии с п. 3.2 СП 58.13330.2012, а также постановлением Правительства РФ № 986 от 2 ноября 2013 г. «О классификации гидротехнических сооружений» морские платформы типа СПБУ к гидротехническим сооружениям не относятся.

По указанным причинам в упомянутых документах не учитываются некоторые факторы, характерные именно для морских условий и для СПБУ, в частности:

- различие в формах башмака опоры СПБУ. (Необходимо построение точной модели башмака);

- специфика постановки СПБУ и вероятность дополнительного продавливания опоры во время предварительного нагружения по причине присутствия несущего слоя невысокой мощности, подстилаемого более слабыми грунтами. (Необходимо проводить проверку на продавливание башмаком несущего слоя);

- возможность обратной засыпки грунта поверх башмака.

Изучив актуальные нормативные документы, можно отметить, что в настоящее время расчеты пенетрации опор СПБУ выполняются по двум основным методикам:

1) расчет основания по несущей способности (по 1-й группе предельных состояний). Для всех СПБУ предусматривается вертикальное положение опор при задавливании, и расчет выполняется только для вертикальной составляющей силы предельного сопротивления основания;

2) расчет основания по деформациям (по 2-й группе предельных состояний). Определяются предельные значения всех возможных вертикальных перемещений. При расчете деформаций основания давление под подошвой фундамента не должно превышать расчетного сопротивления грунта основания.

В зарубежных методиках (Руководстве Общества проектировщиков и инженеров морского флота SNAME [1] и стандарте ISO 19905-1) применяется только расчет по несущей способности.

В целом расчет пенетрации опор СПБУ как в отечественной, так и в зарубежной практике сводится к нескольким этапам, включая следующие:

1) построение модели башмака опоры СПБУ;

2) проведение расчета вертикальной составляющей силы предельного сопротивления основания для расчета по 1-й группе предельных состояний и определение расчетного сопротивления грунта под подошвой фундамента (башмака) для расчета по 2-й группе предельных состояний;

3) построение кривой зависимости вертикальной составляющей силы предельного сопротивления основания или расчетного

сопротивления грунта под подошвой фундамента от глубины и сравнение с удельной максимальной нагрузкой на грунт от СПБУ и удельной максимальной нагрузкой на грунт при задавливании опор СПБУ.

Наглядно указанные этапы представлены на рис. 1.

Сравнивая методики расчета по несущей способности в российских и зарубежных нормативных документах, можно обратить внимание на некоторые различия. В целом формулы для расчета вертикальной составляющей предельного сопротивления основания практически одинаковы. Однако, если в СП 22.13330.2016 применяется единая формула на все виды дисперсных грунтов, то в зарубежных стандартах используются отдельные формулы для глинистых и песчаных грунтов:

- СП 22.13330.2016:

$$N_u = b'l'(N_\gamma \xi_\gamma b' \gamma_1 + N_q \xi_q \gamma_1' d + N_c \xi_c c_1),$$

где  $b'$  и  $l'$  – ширина и длина фундамента (башмака) соответственно;  $N_\gamma$ ,  $N_q$ ,  $N_c$  – безразмерные коэффициенты несущей способности, зависящие от угла внутреннего трения;  $\xi_\gamma$ ,  $\xi_q$ ,  $\xi_c$  – коэффициенты формы фундамента;  $\gamma_1$  и  $\gamma_1'$  – расчетные значения удельного веса, кН/м<sup>3</sup>, грунтов, находящихся в пределах возможной призмы выпирания соответственно ниже и выше подошвы фундамента (башмака);  $c_1$  – расчетное

значение удельного сцепления грунта, кПа;  $d$  – глубина заложения фундамента, м;

- Руководство SNAME [1]:

$F_v = (C_u N_c S_c d_c + p_0')A$  для глинистых грунтов,  $F_v = (0,5\gamma' N_\gamma s_\gamma d_\lambda + p_0' N_q s_q d_q)A$  для песчаных грунтов,

где  $A$  – площадь поперечного сечения башмака;  $s_\gamma$ ,  $s_q$ ,  $s_c$  – коэффициенты формы башмака;  $d_\gamma$ ,  $d_q$ ,  $d_c$  – коэффициенты глубины башмака по разрезу;  $p_0$  – бытовое давление грунта;  $c_u$  – сопротивление недренированному сдвигу грунта, кПа.

В российских стандартах в расчетах принимает участие удельное сопротивление грунта (данный параметр рассчитывается по итогам трехосных испытаний по консолидированно-дренированной схеме), а также угол внутреннего трения, от которого зависит ряд расчетных коэффициентов. В стандартах SNAME и ISO используются значения сопротивления недренированному сдвигу грунтов, получаемые с использованием различных методик (трехосное сжатие по недренированно-неконсолидированной схеме, лабораторная крыльчатка, статическое зондирование и др.).

Однако можно отметить, что в обоих случаях применяются три одинаковых коэффициента несущей способности –  $N_\gamma$ ,  $N_q$ ,  $N_c$ . В каждом стандарте методики расчета и получаемые значения имеют характерные отличия.

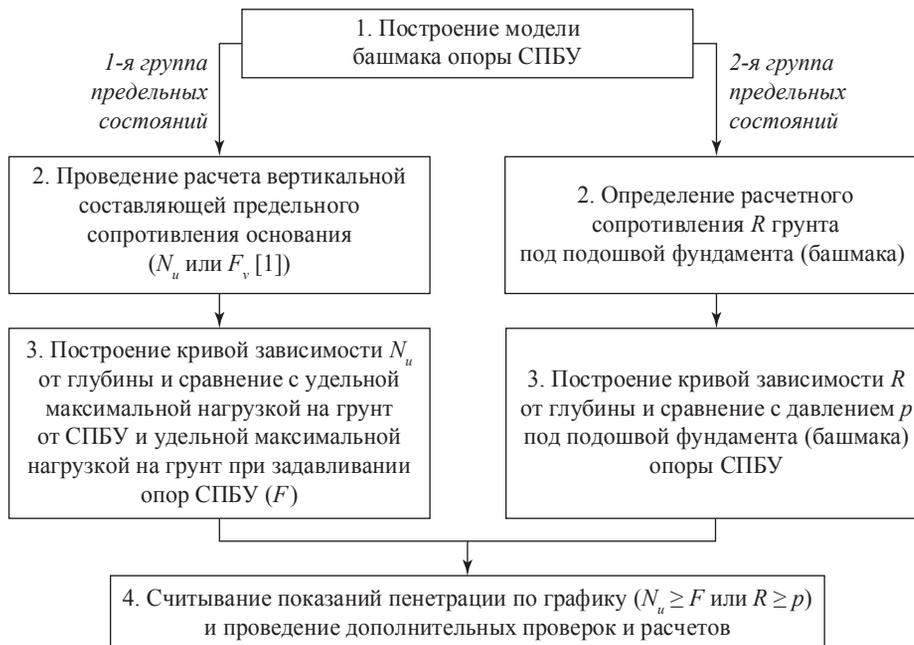


Рис. 1. Схематическое изображение последовательности этапов при проведении расчетов пенетрации опор СПБУ

Наиболее явно разница в значениях коэффициентов видна в отношении пылеватых песков кварцевого и полевошпатового составов со значениями угла внутреннего трения в интервале  $30^\circ \dots 40^\circ$ , а также в отношении твердых супесей, свойства которых близки к свойствам пылеватых песков [2].

Помимо указанных различий в зарубежных стандартах предусмотрен ряд дополнительных расчетов и проверок, в числе которых учет обратной засыпки грунта (*англ.* backflow). Определяются возможность и объем обратной засыпки грунта поверх башмака. В ходе ряда исследований различными научными организациями установлено, что обратная засыпка грунта может происходить вследствие обрушения стенок выемки, выдавливания грунта из-под башмака и его перемещения на поверхность, переноса осадков. Например, представители Университета Западной Австралии установили данную закономерность при испытаниях в специальной центрифуге (рис. 2) [3].

Одним из неблагоприятных явлений при постановке СПБУ является дополнительное резкое продавливание опоры. Если слой грунта, определяемый как несущий, обладает недостаточной мощностью и подстилается менее прочными грунтами, возможно дополнительное продавливание опоры вместе с участком несущего слоя в менее прочные слои. В таком случае от значения итоговой пенетрации отнимается величина, равная мощности промежуточного несущего слоя. В нормативных документах SNAME и ISO также применяются отдельные формулы для расчета подобного несущего слоя на «протыкание». Тогда рассматривается сценарий, когда слой не продавится вместе с башмаком, как свая, а потеряет целостность и будет проткнут башмаком опоры СПБУ.

Таким образом, иностранные методики, разработанные в рамках стандартов специально для СПБУ, учитывают ряд дополнительных факторов и содержат алгоритмы подрасчетов,

которые могут оказать существенное влияние на итоговые результаты.

\*\*\*

Комплекс геофизических и инженерно-геологических методов при изысканиях обеспечивает получение достаточной информации о составе, строении, свойствах и условиях залегания грунтов. Использование качественных данных о геологическом разрезе, а также применение различных расчетных методов и стандартов позволяют провести необходимую оценку грунтового основания и сравнить результаты расчетов с учетом различных факторов, тем самым обеспечив безопасную постановку буровой платформы.

Морские инженерные изыскания являются неотъемлемой частью работ в рамках освоения месторождения. Для решения поставленных задач в Арктическом регионе используются как стандартные методы, применимые для любых морских районов, так и дополнительные методы, характерные для арктических морей. Основной целью данных работ является предоставление геологической информации для выбора оптимального, безопасного и экономически выгодного места постановки буровой платформы, а также обеспечение исчерпывающими данными для проведения необходимых расчетов.

Расчет пенетрации опор СПБУ – это одна из задач, которую необходимо выполнить перед началом буровых работ. От результатов данных расчетов могут зависеть технологические модификации башмаков, опор и других механизмов буровой платформы, которые необходимо провести перед работами. В некоторых случаях возникает необходимость выбора другой платформы взамен ранее планируемой. При условии получения определенных расчетных значений глубины пенетрации башмака иногда нужно решить обратную задачу – рассчитать сопротивление извлечению опор СПБУ, поскольку, если глубина пенетрации башмака

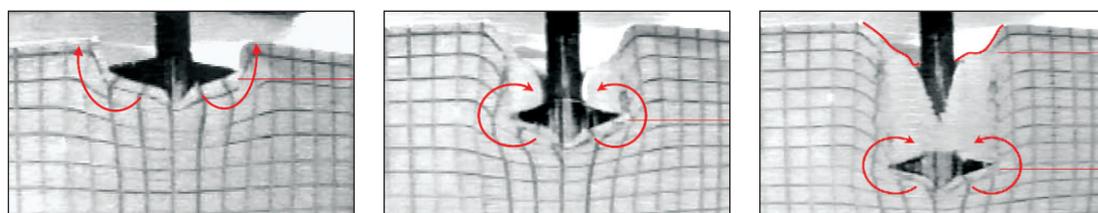


Рис. 2. Иллюстрация возможного процесса заполнения грунтом выемки над башмаком СПБУ в ходе пенетрации в центрифуге [3]

существенна, мощности механизмов для подъема опор, а также оборудования для размыва грунта в башмаках может не хватить.

Вопроса о пенетрации опор СПБУ касается ряд нормативных документов. В большинстве западных нефтегазовых компаний применяются международные стандарты ISO и SNAME, которые являются специальными и разработаны именно для определенного типа морских платформ – СПБУ. За неимением актуального отечественного нормативного документа, регулирующего эксплуатацию морских платформ типа СПБУ, в российской практике применяются стандарты, распространяющиеся на сухопутные и гидротехнические сооружения. По этой

причине в используемых документах некоторые факторы не учитываются.

В современной практике в морских проектах нашей страны нередко принимают участие зарубежные компании, и зачастую возникает ситуация, когда иностранные организации не могут принять результаты расчетов согласно национальным нормативным документам и требуют расчеты по международным стандартам. Этим обусловлена необходимость пересмотра, адаптации и актуализации российских нормативных документов и, возможно, создания специального стандарта для морских нефтегазопромысловых сооружений, включая платформы типа СПБУ.

### Список литературы

1. Guidelines for Site Specific Assessment of Mobile Jack-Up Units: Technical & Research Bulletin 5-5A. – Jersey City: The Society of Naval Architects and Marine Engineers, 2008.
2. Куликов С.Н. Влияние коэффициентов несущей способности на результаты расчета пенетрации опор СПБУ / С.Н. Куликов // Материалы докладов XIII Общероссийской науч.-практич. конф. и выставки «Перспективы развития инженерных изысканий в строительстве в Российской Федерации», 2017. – [http://www.geomark.ru/ecwd\\_event/28-noyabrya-1-dekabrya-2017-goda-xiii-nauchno-praktich/attachment/1-kulikov-s-n-vliyanie-koyefficientov](http://www.geomark.ru/ecwd_event/28-noyabrya-1-dekabrya-2017-goda-xiii-nauchno-praktich/attachment/1-kulikov-s-n-vliyanie-koyefficientov)
3. Hossain M.S. Spudcan foundation penetration into uniform clay / M.S. Hossain, Y. Hu, M.F. Randolph // Proc. of the 13<sup>th</sup> International Offshore and Polar Engineering Conference, Honolulu, Hawaii, USA, 2003.

---

## Engineering surveys for location of drilling platforms in the Arctic seas

I.A. Marchenko

Marine Arctic Geological Expedition JSC, Krylatskiy 2 Business center, Bld. 2, Osenniyaya street, Moscow, 121609, Russian Federation  
E-mail: [ivan.marchenko@mage.ru](mailto:ivan.marchenko@mage.ru)

**Abstract.** Exploratory and prospecting wells are the essential component in the development of oil and gas fields in the Arctic seas. For drilling of the current boreholes jack-up and semisubmersible drilling rigs are used. Prior to drilling of exploratory and prospecting wells complex engineering survey are mandatory to be performed. Engineering surveys are executed in order to obtain the fullest data for the upper part of geological profile, to provide data for safe positioning of drilling rigs and to perform necessary calculations.

Overview for geological hazards typical for arctic shelf in general as well as for numerous areas of Russian shelf, which is known as one of the most rich for natural oil and gas resources, is presented. In order to investigate the stated geological hazards and complete other necessary challenges a complex of different surveys is performed. In the current issue the applied engineering survey methods and the features special for arctic conditions are described.

Calculations for drilling rigs are regulated by specific standards and interdepartmental documents. Nowadays, majority of the oilfield service companies uses few international standards. In Russian practice, certain national standards for adjacent subjects are applied. However, the sphere of application of the current Russian documents does not spread over the offshore rigs aimed at prospecting drilling; therefore, a number of special factors is not taken into account in the calculation procedures included into these standards. By these reasons, it is quite necessary to develop a special standard forwarded to marine oil and gas structures, including jack-up drilling rigs.

**Keywords:** jack-up rigs, spudcan penetration depth calculations, complex engineering survey, arctic conditions, geological hazards.

#### References

1. SNAME. *Guidelines for Site Specific Assessment of Mobile Jack-Up Units: Technical & Research Bulletin 5-5A*. Jersey City: The Society of Naval Architects and Marine Engineers, 2008.
2. KULIKOV, S.N. Bearing-capacity factors impact on jack-up legs penetration analysis [Vliyaniye koeffitsiyentov nesushchey sposobnosti na rezultaty rascheta penetratsii opor SPBU] [online]. In: *Materials of XIII All-Russian research-practice conference and exhibition "Development potential for engineering survey in Russian Federation"* [Perspektivy razvitiya inzhenernykh izyskaniy v stroitelstve v Rossiyskoy Federatsii], 2017. Available from: [http://www.geomark.ru/ecwd\\_event/28-noyabrya-1-dekabrya-2017-goda-xiii-nauchno-praktich/attachment/1-kulikov-s-n-vliyanie-koefficientov/](http://www.geomark.ru/ecwd_event/28-noyabrya-1-dekabrya-2017-goda-xiii-nauchno-praktich/attachment/1-kulikov-s-n-vliyanie-koefficientov/). (Russ.).
3. HOSSAIN, M.S., Y. HU, M.F. RANDOLPH. Spudcan foundation penetration into uniform clay. In: *Proc. of the 13<sup>th</sup> International Offshore and Polar Engineering Conference*, Honolulu, Hawaii, USA, 2003.

УДК 536.22

## Термодинамические свойства технически важных органических рабочих веществ. Нормальный пентадекан

И.С. Александров<sup>1\*</sup>, А.А. Герасимов<sup>1</sup>, Б.А. Григорьев<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Калининградский государственный технический университет, Российская Федерация, 236022, г. Калининград, Советский просп., д. 1

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: alexandrov\_kgrd@mail.ru

**Тезисы.** Показано, что нормальный пентадекан ( $n\text{-C}_{15}\text{H}_{32}$ ) относится к технически важным веществам, для которых необходима надежная информация о термодинамических свойствах (ТДС). Наилучшим решением является разработка фундаментального уравнения состояния (ФУС), описывающего все ТДС в широком диапазоне параметров состояния. Проведены сбор и анализ экспериментальных данных о ТДС  $n\text{-C}_{15}\text{H}_{32}$ . Установлено, что экспериментальные исследования выполнены только в жидкой фазе при температурах, не превышающих нормальную температуру кипения. Для расширения диапазона применимости ФУС и обеспечения его устойчивости недостаток экспериментальных данных компенсируется расчетными значениями ТДС. Для этого проанализированы существующие методы расчета, из которых отобраны наиболее обоснованные, надежные и широкодиапазонные. По отобранным методикам произведен расчет ТДС в неисследованных областях параметров состояния, включая сверхкритическую область. На основе гибридного массива данных разработано 17-константное ФУС, описывающее безразмерную энергию Гельмгольца в зависимости от собственных переменных – температуры и плотности. Уравнение содержит шесть полиномиальных, пять экспоненциальных и шесть гауссовых членов и применимо в диапазоне температур от тройной точки до 750 К при давлениях до 100 МПа. Экспериментальные и расчетные данные описываются с точностью, характерной для технических уравнений состояния: плотность –  $\pm(0,2 \dots 0,5)$  %; теплоемкость и скорость звука –  $\pm(1,0 \dots 2,0)$  %; давление насыщенных паров –  $\pm 0,3$  % (исключая области вблизи тройной и критической точек); плотность насыщенной жидкой фазы –  $\pm 0,2$  %; плотность насыщенной газовой фазы –  $\pm 0,5$  %. Также выполнено молекулярное моделирование плотности методом Монте-Карло на основе оптимизированного потенциала межмолекулярного взаимодействия в диапазоне температур 400...750 К и давлений 50...300 МПа. Среднее относительное отклонение для 30 моделированных значений плотности составило 1,59 %.

**Ключевые слова:** уравнение состояния, плотность, температура, давление, теплоемкость, термодинамический потенциал.

Нормальный пентадекан ( $n\text{-C}_{15}\text{H}_{32}$ ) является представителем гомологического ряда  $n$ -алканов, входит в состав нефти и газовых конденсатов, используется в процессе производства синтетических жирных кислот, является перспективным рабочим веществом в аккумуляторах холода систем кондиционирования воздуха и др. Изучение термодинамических свойств (ТДС)  $n$ -алканов вообще и  $n$ -пентадекана в частности важно не только в практическом отношении, но также и для развития молекулярно-кинетической теории, теории термодинамического подобия, структурно-групповых методов расчета ТДС, теории конденсированного состояния и фазовых переходов, включая моделирование фазового поведения пластовых углеводородных систем.

Все вопросы, связанные с использованием или анализом любых ТДС, могут быть успешно решены при наличии надежного фундаментального уравнения состояния (ФУС) вещества. Именно решению этой проблемы посвящена данная статья.

### База данных

Разработка ФУС  $n$ -пентадекана осложняется тем, что это вещество относится к так называемым «тяжелым» углеводородам с высокой температурой кипения ( $T_b = 543,74$  К) и имеющиеся экспериментальные данные о ТДС получены, как правило, в жидкой фазе при температурах, не превышающих  $T_b$ . Поэтому для повышения устойчивости разрабатываемого ФУС авторами было принято решение дополнить

экспериментальные данные расчетными значениями. Для этого произведен анализ прогнозных методов расчета ТДС углеводородов, из которых отобраны наиболее надежные и широкодиапазонные.

**Давление паров** н-пентадекана при температурах выше  $T_b$  экспериментально не исследовано, поэтому было разработано надежное интерполяционное уравнение во всем диапазоне температур от точки плавления до критической точки, построенное на основе гибридных данных: от точки плавления до 420 К использовались расчетные данные, полученные по уравнению Кукса [1], в диапазоне 440...540 К – экспериментальные данные Камина и Россини [2], а при более высоких температурах – расчетные значения, полученные по методике Чмыхало [3]. Уравнение описывает вышеперечисленные данные со средней относительной погрешностью  $\pm 0,07\%$  и имеет вид

$$\ln \frac{p_n}{p_k} = \frac{T_k}{T} (a_1 \theta + a_2 \theta^{1.5} + a_3 \theta^{2.5} + a_4 \theta^{5.0}), \quad (1)$$

где  $p_n$  – давление паров н-пентадекана, МПа;  $p_k = 1,5040$  МПа – критическое давление н-пентадекана;  $\theta = (1 - T/T_k)$  – приведенная температура ( $T$  – температура н-пентадекана, К;  $T_k$  – критическая температура н-пентадекана, К);  $a_1 = -9,7976088$ ;  $a_2 = 3,2545025$ ;  $a_3 = -6,4361332$ ;  $a_4 = -5,4514316$ . По уравнению (1) рассчитан массив значений  $p_n$ , которые использовались в дальнейшем при построении ФУС.

**Плотность насыщенной жидкой фазы** н-пентадекана ( $\rho_{ж}$ , моль/л) в диапазоне температур от точки плавления до 480 К определялась по разработанному авторами интерполяционному уравнению, описывающему имеющиеся экспериментальные данные [4–9] со средней квадратичной погрешностью 0,043%. Уравнение имеет вид полинома:

$$\rho_{ж} = a_0 + a_1 \left( \frac{T}{100} \right) + a_2 \left( \frac{T}{100} \right)^2, \quad (2)$$

где  $a_0 = 4,475666$ ;  $a_1 = -0,2620741$ ;  $a_2 = -1,041737 \cdot 10^{-2}$ .

При температурах, превышающих 470 К, плотность определялась по формуле Филиппова [10], имеющей вид

$$\frac{\rho_{ж,г}}{\rho_k} = 1 \pm B\theta^\beta + (B-1)\theta, \quad (3)$$

где  $B = 2,103$  – критическая амплитуда;  $\beta = 0,325$ ; знак плюс после первого слагаемого относится к расчетам для жидкой фазы, минус – к расчетам для газовой фазы ( $\rho_g$  – плотность насыщенной газовой фазы). Значение  $B$  определялось как по данным, рассчитанным по формуле (2) в диапазоне температур 400...470 К, так и по данным, рассчитанным по методике Чмыхало [11].

**Плотность насыщенной газовой фазы** н-пентадекана при  $\rho/\rho_k < 0,25$  (где  $\rho$  – плотность н-пентадекана;  $\rho_k$  – критическая плотность н-пентадекана) рассчитывалась по вириальному уравнению состояния, при этом для 2-го вириального коэффициента использовались как авторская корреляция, так и корреляция Рида – Праусница – Шервуда [12]. Затем данные о плотности, полученные по двум корреляциям, усреднялись. При больших значениях приведенной плотности ( $\rho/\rho_k > 0,25$ ) расчет производился по формуле Филиппова (3).

**PVT<sup>1</sup>-данные в критической области** определялись по двум авторским обобщенным кроссоверным уравнениям состояния [13, 14] в диапазоне  $|\rho/\rho_k - 1| < 0,5$ . В дальнейшем данные усреднялись.

**PVT-данные в жидкой фазе** в диапазоне температур 290...670 К при  $\rho/\rho_k > 2$  определялись по обобщенному уравнению, разработанному для н-алканов Курумовым [15]. Как показал анализ, уравнение Курумова характеризуется высокой точностью. Плотность при атмосферном давлении определена расчетом по интерполяционному уравнению, полученному авторами обработкой многочисленных экспериментальных данных в диапазоне температур 280...380 К.

**Изобарная теплоемкость ( $C_p$ ) на пограничной кривой жидкой фазы** рассчитывалась по обобщенному уравнению, разработанному авторами для н-алканов [16]. Уравнение применимо в диапазоне температур от тройной точки  $T_{тр}$  до  $0,99T_k$  и характеризуется высокой точностью.

**Изобарная теплоемкость на пограничной кривой газовой фазы** рассчитывалась по другому обобщенному уравнению, также разработанному авторами для н-алканов [17]. Уравнение применимо в диапазоне температур от  $T_b$  до  $0,99T_k$ .

<sup>1</sup> PVT – акроним от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

**$C_p$ -данные в критической области:** расчет производился в диапазоне  $|\rho/\rho_c - 1| < 0,5$  по двум обобщенным кроссоверным уравнениям состояния, разработанным авторами [13, 14]. В дальнейшем рассчитанные значения  $C_p$  усреднялись.

Рассчитанные по различным прогнозным методикам значения ТДС включались в оптимизационную процедуру совместно с экспериментальными данными. Анализ отклонений прогнозных значений ТДС от рассчитанных по ФУС (см. далее табл. 5) свидетельствует о термодинамической согласованности полученных данных и надежном их описании ФУС.

К настоящему моменту активное развитие методов молекулярного моделирования наряду с повышением вычислительных мощностей современных компьютеров позволяет пополнить банки данных о ТДС плохо исследованных веществ, таких, например, как н-пентадекан. При этом всю информацию о характере изменения макросвойств содержит потенциал межмолекулярного взаимодействия (силовое поле). Полученные в рамках такого подхода данные о ТДС имеют самостоятельную ценность, а также могут быть использованы для тестирования разработанных ФУС.

Так, методом Монте-Карло выполнено моделирование 30 равновесных состояний в областях параметров, где имеется недостаток в экспериментальных данных (табл. 1). Модельная система состояла из 256 молекул, для которых в течение 25000 циклов в изобарно-

изотермическом ансамбле выполнялось моделирование. Для расчетов использован свободно распространяемый пакет для молекулярного моделирования RASPA 2.0 [18]. Модель силового поля принималась по результатам работы Сипмана [19], которая базируется на известном потенциале TraPPE (*англ.* transferable potentials for phase equilibria). В указанной модели силового поля потенциальная энергия системы  $U(r)$  определяется суммой деформационных вкладов валентных связей и углов ( $U_{\text{BEND}}$ ), торсионных и плоскостных напряжений ( $U_{\text{TORS}}$ ) и ван-дер-ваальсовых взаимодействий ( $U_{\text{NB}}$ ):

$$U(r) = U_{\text{NB}}(r_{ij}) + U_{\text{BEND}} + U_{\text{TORS}}; \quad (4)$$

$$U_{\text{NB}}(r_{ij}) = 4\epsilon_{ij} \left[ \left( \frac{\sigma_{ij}}{r_{ij}} \right)^{12} - \left( \frac{\sigma_{ij}}{r_{ij}} \right)^6 \right], \quad (5)$$

где параметры потенциала Леннарда – Джонса для парного взаимодействия между псевдоатомами  $i$  и  $j$  имеют следующие значения: для псевдоатома  $\text{CH}_3$ :  $\sigma_{ij} = 3,75 \text{ \AA}$ ,  $\epsilon_{ij}/k_B = 98 \text{ K}$ , где  $k_B$  – постоянная Больцмана; для псевдоатома  $\text{CH}_2$ :  $\sigma_{ij} = 3,95 \text{ \AA}$ ,  $\epsilon_{ij}/k_B = 46 \text{ K}$ . Межатомное расстояние  $r_{ij}$  принималось равным  $1,54 \text{ \AA}$ ;

$$U_{\text{BEND}} = \frac{k_\psi (\psi - \psi_0^2)}{2}, \quad (6)$$

где  $k_\psi$  – константа, регулирующая величину энергии валентной связи;  $\psi$  – валентный угол;  $\psi_0 = 114^\circ$  – равновесный валентный угол.

Таблица 1

### Данные о плотности н- $\text{C}_{15}\text{H}_{32}$ , полученные моделированием методом Монте-Карло

$p$ , МПа	$T$ , К	$\rho$		$p$ , МПа	$T$ , К	$\rho$	
		Монте-Карло, кмоль/м <sup>3</sup>	отклонение от ФУС*, %			Монте-Карло, кмоль/м <sup>3</sup>	отклонение от ФУС*, %
149,985	650,0	3,37346	0,724	50,005	450,0	3,38241	0,810
79,995	650,0	3,14626	1,934	49,824	400,0	3,43859	-1,040
149,810	750,0	3,22147	-0,029	80,042	400,0	3,49176	-2,0124
50,006	750,0	2,79660	2,578	149,931	400,0	3,59789	-3,408
80,074	750,0	2,97625	2,926	199,953	400,0	3,67096	-3,842
149,985	600,0	3,45076	0,990	49,894	600,0	3,09750	2,645
80,011	600,0	3,22640	1,692	50,007	650,0	2,99463	2,707
150,068	550,0	3,49053	0,085	50,179	600,0	3,13823	3,853
80,058	550,0	3,31762	1,648	200,014	650,0	3,47075	-0,401
50,020	550,0	3,21233	2,734	199,910	750,0	3,36761	-0,123
150,155	500,0	3,54079	-0,596	199,733	600,0	3,52207	-0,621
80,131	500,0	3,39019	0,927	250,108	600,0	3,59333	-1,620
49,966	500,0	3,30771	2,123	250,072	650,0	3,55585	-1,160
150,191	450,0	3,58350	-1,567	250,035	750,0	3,47524	-0,546
80,004	450,0	3,44654	-0,340	300,041	750,0	3,52788	-2,004

\* См. далее формулы (8) – (11).

$$U_{\text{ТОРС}} = c_1[1 + \cos \varphi] + c_2[1 - \cos(2\varphi)] + c_3[1 + \cos(3\varphi)], \quad (7)$$

где  $c_1/k_B = 355,03$  К;  $c_2/k_B = -68,19$  К;  $c_3/k_B = 791,32$  К;  $\varphi$  – торсионный угол, град.

### Уравнение состояния

Для описания ТДС н-пентадекана было принято уравнение состояния в виде зависимости безразмерной свободной энергии Гельмгольца от собственных переменных – температуры и плотности:

$$\frac{A(T, \rho)}{RT} = \frac{A^0(T, \rho) + A^r(T, \rho)}{RT} = \alpha^0(\tau, \delta) + \alpha^r(\tau, \delta), \quad (8)$$

где  $A(T, \rho)$  – свободная энергия Гельмгольца;  $\alpha^0(\tau, \delta)$ ,  $\alpha^r(\tau, \delta)$  – соответственно идеальная и избыточная части безразмерной свободной энергии Гельмгольца;  $\delta = \rho/\rho_k$ ;  $\tau = T_k/T$ .

Критические свойства н-пентадекана принимались по данным из обзора Амброзе [20]. В качестве  $T_k$  принято среднее значение по данным, отобранным Амброзе [20], а значение  $\rho_k$  уточнялось в процессе итерационной процедуры при определении коэффициентов ФУС, но при этом осталось в пределах допуска, установленного Амброзе [20].

Таблица 3

### Показатели степени и коэффициенты уравнения состояния (11)

$k$	$N_k$	$t_k$	$d_k$	$l_k$	$\eta_k$	$\beta_k$	$\gamma_k$	$\varepsilon_k$
1	$0,37040355 \cdot 10^{-01}$	1,7795	4	0				
2	$0,13818366 \cdot 10^{-01}$	0,1781	1	0				
3	$-0,79923081 \cdot 10^{-00}$	0,2187	1	0				
4	$0,44949898 \cdot 10^{-00}$	2,3497	2	0				
5	$-0,14640127 \cdot 10^{-01}$	1,7864	2	0				
6	$0,14330202 \cdot 10^{-00}$	0,3971	3	0				
7	$-0,12641213 \cdot 10^{-01}$	1,5013	1	1				
8	$-0,14479133 \cdot 10^{-01}$	4,8628	1	2				
9	$-0,10177142 \cdot 10^{-01}$	6,1889	3	2				
10	$-0,43393583 \cdot 10^{-00}$	8,3848	2	2				
11	$-0,12359905 \cdot 10^{-02}$	2,8444	8	1				
12	$0,74698623 \cdot 10^{-00}$	6,9000	1	–	–1,06522	–1,17996	1,20521	0,78432
13	$0,24767664 \cdot 10^{-00}$	5,2627	1	–	–0,70110	–0,66088	0,99512	0,81126
14	$-0,28212363 \cdot 10^{-01}$	7,6589	2	–	–1,41468	–0,18566	0,88185	1,92505
15	$-0,32740472 \cdot 10^{-00}$	6,5088	3	–	–1,12404	–0,48846	0,56663	0,68751
16	$0,87970420 \cdot 10^{-02}$	8,0604	3	–	–1,60353	–0,16182	0,24430	1,99291
17	$0,23829178 \cdot 10^{-01}$	9,1965	2	–	–1,74657	–0,76537	1,43283	1,26151

Идеальная часть определяется соотношением

$$\alpha^0(\tau, \delta) = \frac{H_0^0 \tau}{RT_k} - \frac{S_0^0}{R} - 1 + \ln \frac{\delta \tau_0}{\delta_0 \tau} - \frac{\tau}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{C_p^0}{\tau^2} d\tau + \frac{1}{R} \int_{\tau_0}^{\tau} \frac{C_p^0}{\tau} d\tau, \quad (9)$$

где  $\delta_0 = \rho_0/\rho_k$  – приведенная идеальноегазовая плотность при давлении  $p_0 = 101325$  Па и температуре  $T_0 = 298,15$  К;  $\tau_0 = T_k/T_0$ ;  $H_0^0$ ,  $S_0^0$  – соответственно энтальпия и энтропия в состоянии идеального газа при температуре  $T_0$ .

Изобарная теплоемкость в состоянии идеального газа  $C_p^0$  рассчитывалась по уравнению

$$\frac{C_p^0}{R} = m_0 + \sum_{k=1}^2 m_k \left( \frac{\Theta_k}{T} \right)^2 \frac{e^{(\Theta_k/T)}}{(e^{(\Theta_k/T)} - 1)^2}, \quad (10)$$

где  $R = 8,314472$  Дж/(моль·К) – универсальная газовая постоянная. Значения коэффициентов  $m_k$  и  $\Theta_k$  для н-пентадекана приняты по данным обзора Ружечки и Майера [1] и представлены в табл. 2.

Таблица 2

### Значения коэффициентов в уравнении (10)

$m_0$	29,99046	$\Theta_1$	–
$m_1$	31,566802	$\Theta_2$	2879,9334
$m_2$	56,67653	$\Theta_3$	1365,7312

Для описания избыточной части свободной энергии  $\alpha^r(\tau, \delta)$  использовалось уравнение

$$\alpha^r(\delta, \tau) = \sum_{k=1}^6 N_k \delta^{d_k} \tau^{l_k} + \sum_{i=7}^{11} N_k \delta^{d_k} \tau^{l_k} \exp(-\delta^{l_k}) + \sum_{k=12}^{17} N_k \delta^{d_k} \tau^{l_k} \exp(-\eta_k (\delta - \varepsilon_k)^2 - \beta_k (\tau - \gamma_k)^2), \quad (11)$$

коэффициенты и показатели степени которого представлены в табл. 3. Область применимости уравнения (11) – от  $T_{тр}$  до 750 К при давлениях до 100 МПа (при необходимости допустима экстраполяция и до более высоких температур  $\approx 800$  К). Оптимальное количество полиномиальных, экспоненциальных и гауссовых членов уравнения (11), а также коэффициентов и показателей степени при температуре определялось методом случайного поиска с возвратом при неудачном шаге [21]. В табл. 4 представлены принятые значения физических констант и термодинамических величин, необходимых для проведения термодинамических расчетов.

### Анализ и обсуждение результатов

Табл. 5 демонстрирует, что и экспериментальные, и расчетные данные о ТДС н-пентадекана

Таблица 4

### Значения физических констант и термодинамические свойства н-пентадекана в характерных точках

Молярная масса ( $M$ ), кг/кмоль	212,415
$T_{тр}$ , К	283,10
$p_{тр}$ , Па	0,109
$\rho_{ж}$ , кмоль/м <sup>3</sup>	3,6502
$T_b$ , К	543,74
$T_c$ , К	707,37
$p_c$ , МПа	1,5040
$\rho_c$ , кмоль/м <sup>3</sup>	1,05742
$H_0^0$ , кДж/кмоль, при $T_0 = 298,15$ К	187375,5
$S_0^0$ , кДж/(кмоль·К), при $T_0 = 298,15$ К	742,73

описываются с точностью, которая обычно предъявляется к техническим уравнениям состояния [35]: плотность  $\pm(0,2...0,5)$  %;  $C_p$  и скорость звука  $\pm(1,0...2,0)$  %; давление насыщенных паров  $\pm 0,3$  % (исключая области вблизи тройной и критической точек); плотность насыщенной жидкой фазы  $\pm 0,2$  %; плотность насыщенной газовой фазы  $\pm 0,5$  %.

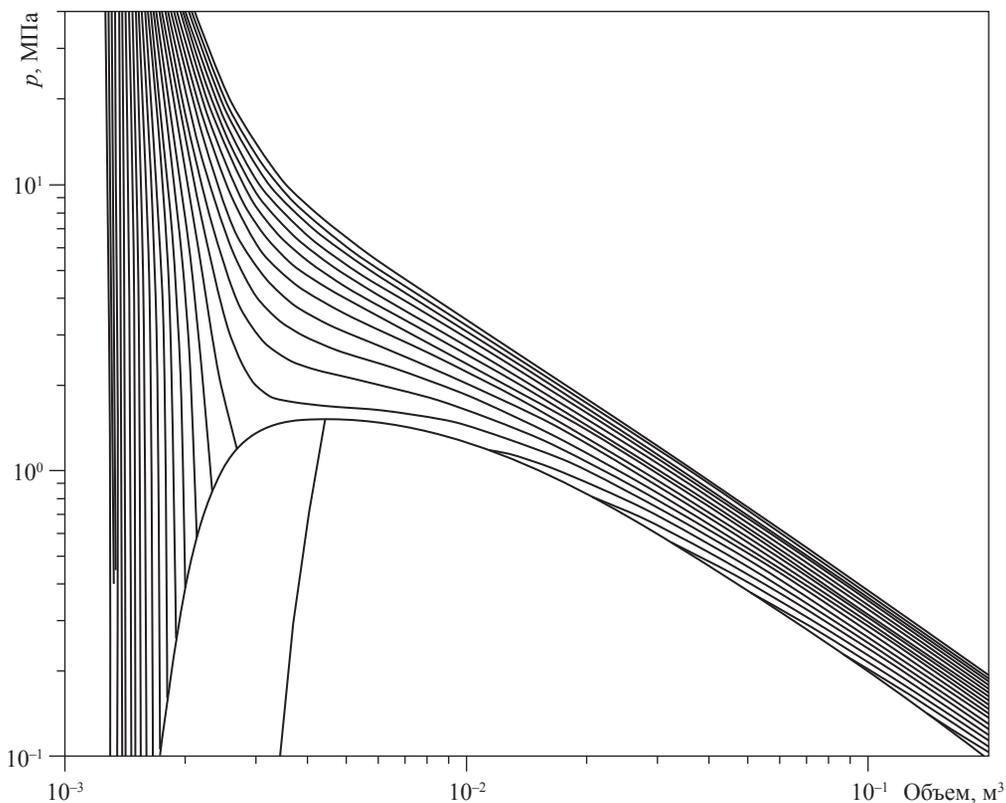


Рис. 1. Изотермы н-пентадекана, рассчитанные по уравнениям (8)–(11)

Среднее относительное отклонение (СОО) значений  $\rho$ , рассчитанных по уравнениям (8)–(11), от смоделированных методом Монте-Карло (см. табл. 1) составило 1,59 %, при этом отклонения носят случайный характер.

На рис. 1–3 представлены диаграммы поверхностей состояния, свидетельствующие о правильном описании ТДС и хороших экстраполяционных свойствах уравнения состояния (8).

Таблица 5

**Результаты сравнения экспериментальных данных о ТДС n-пентадекана с расчетными значениями по ФУС (8)–(11)**

Год	Источник	Кол-во точек	Исследуемый интервал		СОО, %		
			$T, K$	$p, MPa$	жидкость	газ	критическая точка
<b>PVT-данные</b>							
1958	Кутлер [22]	33	310,93...408,13	0,1...137,8	0,311		
1978	Диаз Пена [23]	4	298,14...333,13	0,1	0,114		
1981	Эйкарт [9]	4	298,14...333,13	0,1	0,067		
1998	Бу [24]	4	293,15...313,15	0,1	0,092		
2002	Даридон [25]	142	<b>311,0...408,13</b>	<b>0,1...149,55</b>	0,115		
2018	Расчет [15]	153	<b>290,0...670,0</b>	<b>0,1...100,0</b>	0,367		
2018	Расчет [13, 14]	132	705,0...770,0	1,3...3,0			1,218
<b><math>P_n</math></b>							
1882	Крафт [4]	6	310,13...544,18			3,281	
1955	Камин [2]	10	<b>442,83...543,68</b>			0,082	
1968	Аноним [26]	5	353,15...408,65			0,543	
1986	Аллеманд [27]	6	313,13...409,12			2,944	
1996	Витон [28]	20	293,83...467,40			0,758	
2010	Александров [29]	9	283,1...360			0,992	
2018	Расчет по формуле (1)	48	<b>283,07...707,37</b>			0,162	
<b>Плотность насыщенной газовой фазы</b>							
2017	Расчет [10, 12]	25	<b>590...706</b>			0,369	
<b><math>P_j</math></b>							
1882	Крафт [4]	4	283,14...372,42		0,157		
1941	Калингаэрт [5]	3	293,14...313,13		0,110		
1946	Шисслер [6]	4	<b>273,15...372,0</b>		0,083		
1946	Вогель [7]	4	293,14...359,82		0,171		
1958	Кутлер [22]	6	310,93...408,13		0,135		
1977	Янин [8]	19	293,15...473,11		0,130		
1981	Эйкарт [9]	4	298,14...333,13		0,067		
2018	Расчет [10, 11]	24	<b>280...706</b>		0,162		
<b>Энтальпия испарения</b>							
1979	Суннер [30]	3	324,0...359,0			0,775	
2010	Александров [29]	10	283,1...360,0			0,416	
<b>Теплоемкость по линии насыщения</b>							
1954	Финке [31]	7	<b>285,5...312,76</b>		0,531		
<b><math>C_p</math></b>							
1977	Янин [8]	19	293,15...473,11	Насыщ.	1,287		
2001	Бесьер [32]	77	313,15...373,15	0,1-100	1,893		
2017	Расчет [16]	26	<b>290,0...699,95</b>	Насыщ.	1,825		
2017	Расчет [17]	21	<b>499,96...689,95</b>	Насыщ.		0,658	
2017	Расчет [13, 14]	132	<b>704,94...769,92</b>	<b>1,3...3,0</b>			1,789
<b>Скорость звука</b>							
2001	Хасаншин [33]	54	<b>303,15...433,15</b>	<b>0,1...49,13</b>	1,006		
2000	Даридон [25]	170	303,15...383,15	0,1...149,55	1,343		
2000	Плантиер [34]	10	293,15...383,15	Насыщ.	1,175		

*Примечание:* жирным шрифтом выделены данные, которые обрабатывались в оптимизационной процедуре при определении коэффициентов ФУС, остальные данные использовались только для сравнения.

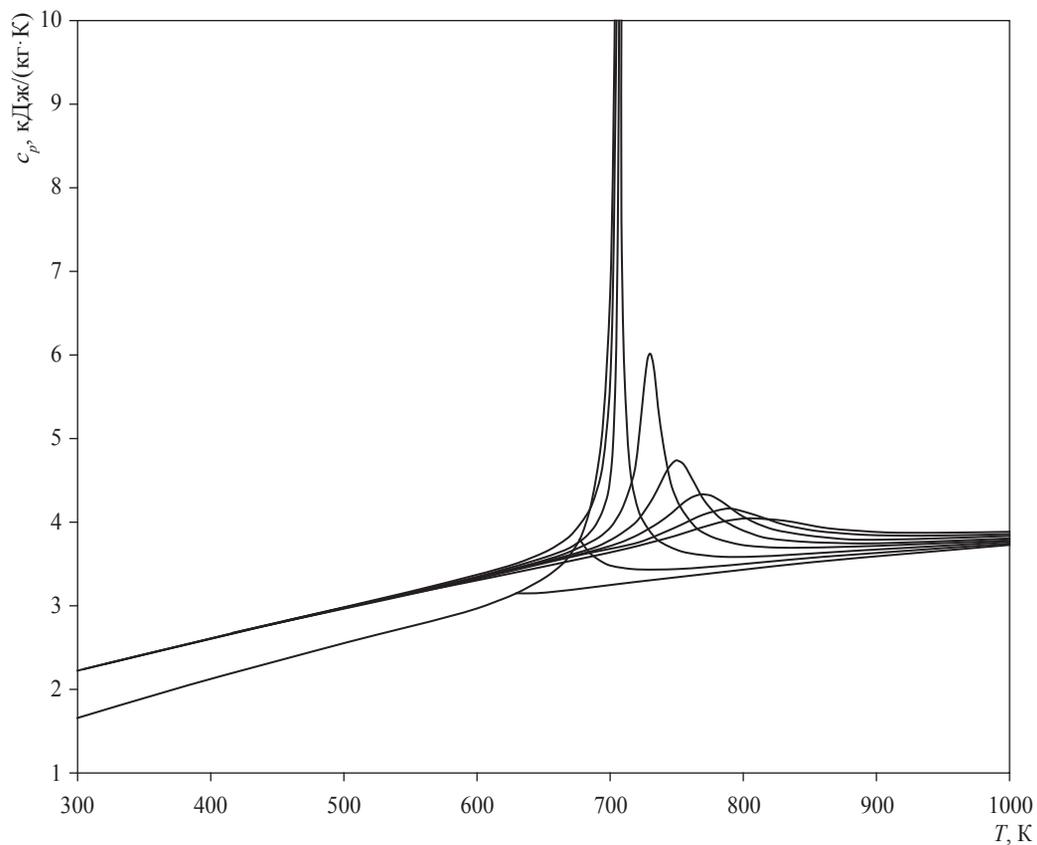


Рис. 2. Изобарная теплоемкость н-пентадекана, рассчитанная по уравнениям (8)–(11)

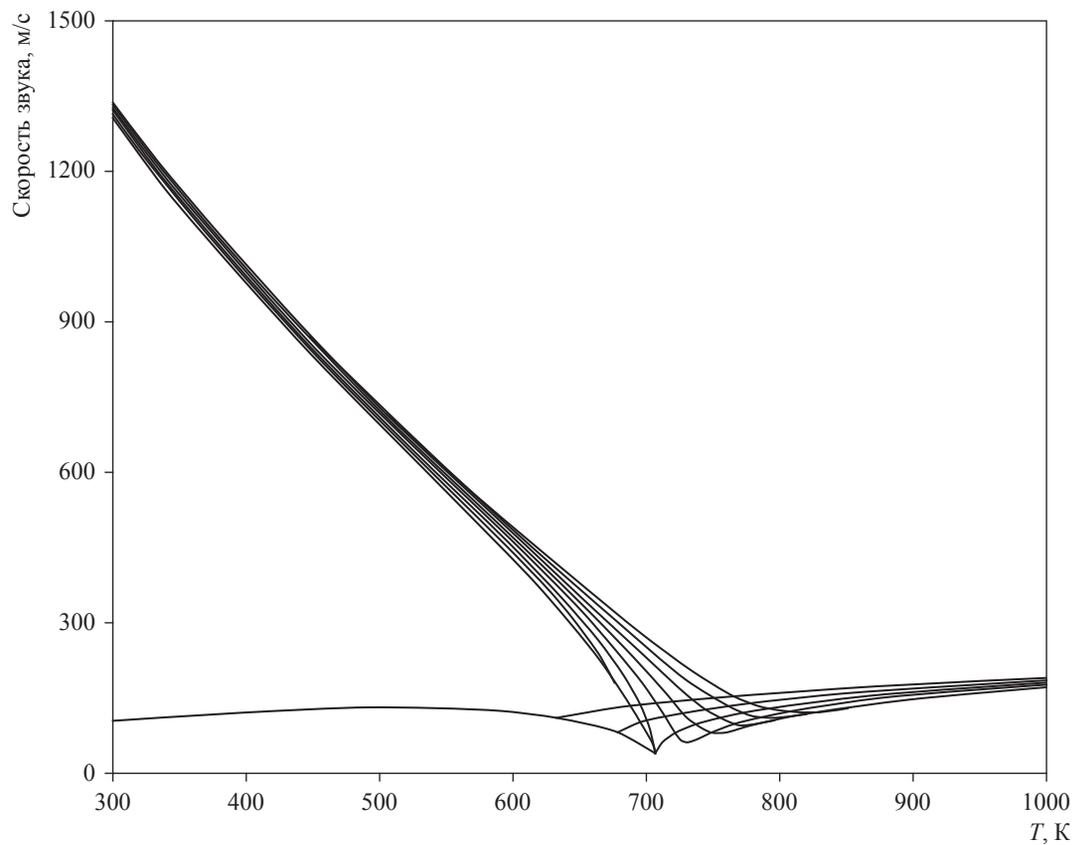


Рис. 3. Изобары скорости звука в н-пентадекане, рассчитанные по уравнениям (8)–(11)

\*\*\*

На ограниченном массиве разнородных экспериментальных данных о ТДС n-пентадекана с привлечением расчетных значений разработано широкодиапазонное ФУС, описывающее с достаточной для технических расчетов точностью все термодинамические свойства в диапазоне температуры от тройной

точки до 750 К при давлениях до 100 МПа. Уравнение обладает хорошими экстраполяционными свойствами, описывает фазовый переход «жидкость – газ», удовлетворяет условиям критической точки.

*Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант № 17-08-00135-а.*

## Список литературы

- Ruzicka K. Simultaneous treatment of vapor pressures and related thermal data between the triple and normal boiling temperatures for n-alkanes  $C_5 - C_{20}$  / K. Ruzicka, V. Majer // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 1994. – Т. 23. – № 1. – С. 1–39.
- Camin D.L. Physical properties of 14 American Petroleum Institute research hydrocarbons, C(9) to C(15) / D.L. Camin, F.D. Rossini // J. Phys. Chem. – 1955. – Т. 59. – С. 1173–1179.
- ДССДД 7-2005. Методика расчетного определения давления насыщенного пара n-алканов ( $C_1 - C_{100}$ ) и водорода на линии кипения / П.А. Чмыхало. – Киев: Держспоживстандарт Украины, 2005. – 34 с.
- Krafft F. Ueber Neunzehn Hoehere Normalparaffine  $C(n)H(2n+2)$  und ein Einfaches Volumgesetz fur den Tropfbar Flussigen Zustand / F. Krafft // Ber. Dtsch. Chem. Ges. – 1882. – Т. 15. – С. 1687–1712.
- Calingaert G. Homologous series of alkanes / G. Calingaert, H.A. Beatty, R.C. Kuder et al. // Ind. Eng. Chem. – 1941. – Т. 33 (1). – С. 103–106.
- Schiessler R.W. The synthesis and properties of hydrocarbons of high molecular weight-IV / R.W. Schiessler, C.H. Herr, A.W. Rytina et. al. // Proc. Am. Pet. Inst., Sect. – 1946. – Т. 26. – № 3. – С. 254–302.
- Vogel A.I. Physical properties and chemical constitution. Pt. IX: Aliphatic hydrocarbons / A.I. Vogel // J. Chem. Soc. – 1946. – Т. 146. – С. 133–139.
- Янин Г.С. Экспериментальное исследование изобарной теплоемкости органических жидкостей и их смесей: автореф. дис. ... канд. тех. наук / Г.С. Янин. – Грозный, 1977. – 24 с.
- Aicart E. Isothermal compressibility of cyclohexane-n-decane, cyclohexane-n-dodecane, and cyclohexane-n-tetradecane / E. Aicart, G. Tardajos, M.J. Diaz Pena // Chem. Eng. Data. – 1981. – Т. 26. – С. 22–26.
- Жидкие углеводороды и нефтепродукты / под ред. М.И. Шахпоронова, Л.П. Филиппова. – М.: МГУ, 1989. – 192 с.
- ДССДД 10-2006. Чмыхало П.А. Методика расчетного определения плотности жидких n-алканов ( $C_1 - C_{94}$ ) и водорода на линии кипения / П.А. Чмыхало. – Киев: Держспоживстандарт Украины, 2006. – 92 с.
- Рид Р. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
- Герасимов А.А. Обобщенное кроссоверное уравнение состояния в широкой окрестности критической точки / А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев // ТВТ. – 1993. – Т. 31. – № 2. – С. 25.
- Герасимов А.А. Новое обобщенное кроссоверное уравнение состояния в широкой окрестности критической точки / А.А. Герасимов // Известия КГТУ. – 2003. – № 3. – С. 30–37.
- Курумов Д.С. Термические свойства n-алканов и фракций мангышлакской нефти в жидком и газообразном состояниях: дис. ... д-ра тех. наук. – Грозный, 1991. – 440 с.
- Герасимов А.А. Новые обобщенные уравнения для расчета изобарной теплоемкости углеводородов на линии насыщения / А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев, М.А. Кузнецов // ТВТ. – 2001. – Т. 39. – № 3. – С. 426–433.
- Герасимов А.А. Изобарная теплоемкость нормальных алканов  $C_7...C_{11}$  в паровой фазе / А.А. Герасимов, М.А. Кузнецов, В.Е. Харин и др. // ИФЖ. – 1991. – Т. 11. – № 3. – С. 165–166.
- Dubbeldam D. RASPA: molecular simulation software for adsorption and diffusion in flexible nanoporous materials / D. Dubbeldam, S. Calero, D.E. Ellis et al. // Molecular Simulation. – 2016. – Т. 42. – № 2. – С. 81–101.
- Marcus G.M. Transferable potentials for phase equilibria. 1: United-atom description of n-alkanes / G.M. Marcus, J.I. Siepmann // J. Phys. Chem. B. – 1998. – Т. 102. – № 14. – С. 2569–2577.

20. Ambrose D. Vapor-liquid critical properties of elements and compounds. 2: Normal alkanes / D. Ambrose // *J. Chem. Eng. Data.* – 1995. – Т. 40. – № 3. – С. 531–546.
21. Lemmon E.W. A new functional form and new fitting techniques for equations of state with application to pentafluoroethane (HFC-125) / E.W. Lemmon, R.T. Jacobsen // *J. Phys. Chem. Ref. Data.* – 2005. – Т. 34. – № 1. – С. 69–108.
22. Cutler W.G. Study of the compressions of several high molecular weight hydrocarbons / W.G. Cutler, R.H. McMickle, W. Webb et al. // *J. Chem. Phys.* – 1958. – Т. 29. – № 4. – С. 727–740.
23. Diaz Pena M. Isothermal compressibilities of n-alkanes and benzene / M. Diaz Pena, G. Tardajos // *J. Chem. Thermodyn.* – 1978. – Т. 10. – № 1. – С. 19–24.
24. Wu J. Viscometric properties of multicomponent liquid n-alkane systems / J. Wu, Z. Shan, A.-F. A. Asfour // *Fluid Phase Equilib.* – 1998. – Т. 143. – С. 263–274.
25. Daridon J.L. Pressure dependence of the thermophysical properties of n-pentadecane and n-heptadecane / J.L. Daridon, H. Carrier, B. Lagourette // *Ind. Eng. Chem.* – 2002. – Т. 23. – № 3. – С. 697–708.
26. Properties of hydrocarbon of high molecular weight: Am. Pet. Inst. Res. Proj. 42 / anonymous. – University Park, Pennsylvania: Penn. State Univ., 1968. – <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?Source=1968AN00R&Mask=4>
27. Allemand N. Measurement of the vapor pressure of hydrocarbons C<sub>10</sub> to C<sub>18</sub> n-alkanes and n-alkylbenzenes in the range 3–1000 pascal / N. Allemand, J. Jose, J.C. Merlin // *Thermochimica Acta.* – 1986. – Т. 105. – С. 79–90.
28. Viton C. Vapor pressure of normal alkanes from decane to icosane at temperatures from 244 K to 469 K and pressures from 0.4 Pa to 164 kPa / C. Viton, M. Chavret, E. Behar et al. // *Int. Electron. J. Phys.-Chem. Data.* – 1996. – Т. 2. – С. 215–224.
29. Александров И.С. Энтальпия испарения и давление насыщенных паров n-алканов C<sub>5</sub> – C<sub>18</sub> вблизи тройной точки / И.С. Александров, А.А. Герасимов, Е.Б. Григорьев // *Оборонный комплекс – научно-техническому прогрессу России.* – 2010. – № 4. – С. 56–61.
30. Sunner S. Twin calorimeter for the determination of enthalpies of vaporization of small samples from 300 to 420 K / S. Sunner, C. Svenson // *J. Chem. Soc., Faraday Trans. 1.* – 1979. – Т. 75. – № 10. – С. 2359–2365.
31. Finke H.L. Low-temperature thermal data for the nine normal paraffin hydrocarbons from octane to hexadecane / H.L. Finke, M.E. Gross, G. Waddington et al. // *J. Am. Chem. Soc.* – 1954. – Т. 76. – С. 333–341.
32. Bessieres D. Thermodynamic properties of liquid n-pentadecane / D. Bessieres, H. Saint-Guirons, J.-L. Daridon // *Phys. Chem. Liq.* – 2001. – Т. 39. – С. 301–313.
33. Хасаншин Т.С. Скорость звука в жидких n-алканах / Т.С. Хасаншин, А.П. Щемелев // *TBT.* – 2001. – Т. 39. – № 1. – С. 64–71.
34. Plantier F. Isentropic thermophysical properties of pure n-paraffins as a function of temperature and chain length / F. Plantier, J.L. Daridon, B. Lagourette et al. // *High Temp. – High Pressures.* – 2000. – Т. 32. – С. 305–310.
35. Span R. Multiparameter equation of state: an accurate source of thermodynamic property data / R. Span. – Berlin: Springer, 2000. – 367 c.

## Thermodynamic properties of technically important organic working substances. Normal pentadecane

I.S. Aleksandrov<sup>1\*</sup>, A.A. Gerasimov<sup>1</sup>, B.A. Grigoryev<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Kaliningrad State Technical University, Bld. 1, Sovetskiy prospekt, Kaliningrad, 236022, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proyezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: alexandrov\_kgrd@mail.ru

**Abstract.** It is shown that normal pentadecane is one of the technically important substances for which reliable information on thermodynamic properties is required. The best solution is to develop a fundamental equation of state that describes all thermodynamic properties in a wide range of temperatures and pressures. Collection and analysis of experimental data on the thermodynamic properties of normal pentadecane have been performed. It is shown that experimental investigations have been carried out only for the liquid phase at temperatures not exceeding the normal boiling point. To extend the range of applicability and ensure the stability of the equation of state, the lack of experimental data has been filled with calculated values of the thermodynamic properties. After the analysis of the existing calculation methods, the most reasonable, reliable and wide-range ones have been selected and

used for calculation of the thermodynamic properties of normal pentadecane in the unexplored regions of state parameters including the supercritical region. Based on the hybrid data array, a 17-constant fundamental equation of state has been developed. The equation describes the dimensionless Helmholtz energy depending on the reduced temperature and reduced density. The equation contains six polynomial, five exponential and six Gaussian terms and is applicable in the temperature range from a triple point to 750 K at pressures up to 100 MPa. Experimental and calculated data are described with an accuracy corresponding to technical equations of state: density  $\pm(0,2\dots0,5)$  %; isobaric heat capacity and sound speed  $\pm(1,0\dots2,0)$  %; saturated vapor pressure  $\pm 0,3$  % (excluding areas near the triple and critical points); the density of the saturated liquid phase is  $\pm 0,2$ %; the density of the saturated gas phase is  $\pm 0,5$  %. Molecular simulation of density has been also performed using the Monte Carlo method based on an optimized force field. Simulations have been performed within the temperature range of 400...775 K and pressure range of 50...300 MPa. The average relative deviation for the 30 simulated density values is 1,59 %.

## References

1. RUZICKA, K., V. MAJER. Simultaneous treatment of vapor pressures and related thermal data between the triple and normal boiling temperatures for n-alkanes  $C_5 - C_{20}$ . *J. Phys. Chem. Ref. Data*. 1994, vol. 23, no. 1, pp. 1–39. ISSN 0047-2689.
2. CAMIN, D.L., F.D. ROSSINI. Physical properties of 14 American Petroleum Institute research hydrocarbons, C(9) to C(15). *J. Phys. Chem.* 1955, vol. 59, pp. 1173–1179. ISSN 1520-5215.
3. DERZHSPZHIVSTANDART UKRAINY. DSSDD 7-2005. *Procedure for calculating pressure of heavy vapor of n-alkanes ( $C_7-C_{100}$ ) and hydrogen at boiling line* [Metodika raschetnogo opredeleniya davleniya nasyshchennogo para n-alkanov ( $C_7-C_{100}$ ) i vodoroda na line kipeniya]. Author: P.A. CMYKHALO. Kiyev, 2005. (Russ.).
4. KRAFFT, F. Ueber Neunzehn Hohere Normalparaffine  $C(n)H(2n+2)$  und ein Einfaches Volumgesetz fur den Tropfbar Flussigen Zustand. *Ber. Dtsch. Chem. Ges.* 1882, vol. 15, pp. 1687–1712. ISSN 0365-9631. (Germ.).
5. CALINGAERT, G., H.A. BEATTY, R.C. KUDER et al. Homologous series of alkanes. *Ind. Eng. Chem.* 1941, vol. 33 (1), pp. 103–106. ISSN 0888-5885.
6. SCHIESSLER, R.W., C.H. HERR, A.W. RYTINA et. al. The synthesis and properties of hydrocarbons of high molecular weight-IV. In: *Proc. Am. Pet. Inst., Sect.* 1946, vol. 26, no. 3, pp. 254–302.
7. VOGEL, A.I. Physical properties and chemical constitution. Pt. IX: Aliphatic hydrocarbons. *J. Chem. Soc.* 1946, vol. 146, pp. 133–139. ISSN 0368-1769.
8. YANIN, G.S. *Experimental study of isobaric heat capacity of organic liquids and their mixtures* [Eksperimentalnoye issledovaniye izobarnoy teployemkosti organicheskikh zhidkostey i ikh smesey]: synopsis of the candidate thesis (engineering). Groznyy Petroleum Institute. Groznyy, 1977. (Russ.).
9. AICART, E., G. TARDAJOS, M.J. DIAZ PENA. Isothermal compressibility of cyclohexane-n-decane, cyclohexane-n-dodecane, and cyclohexane-n-tetradecane. *Chem. Eng. Data*. 1981, vol. 26, pp. 22–26. ISSN 0021-9568.
10. SHAKHPORNOV, M.I., L.P. FILIPPOV (eds.). *Liquid hydrocarbons and petroleum products* [Zhidkiye uglevodorody i nefteprodukty]. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 1989. (Russ.).
11. DERZHSPZHIVSTANDART UKRAINY. DSSDD 10-2006. *Procedure for calculating density of liquid n-alkanes ( $C_7-C_{94}$ ) and hydrogen at boiling line* [Metodika raschetnogo opredeleniya plotnosti zhidkikh n-alkanes ( $C_7-C_{94}$ ) i vodoroda na line kipeniya]. Author: P.A. CMYKHALO. Kiyev, 2006. (Russ.).
12. REID, R.C., J.M. PRAUSNITZ, Th.K. SHERWOOD. *The properties of gases and liquids* [Svoystva gazov i zhidkostey]. Translated from Engl. Leningrad: Khimiya, 1982. (Russ.).
13. GERASIMOV, A.A., B.A. GRIGORYEV. A generalized crossover equation of state widely about a critical point [Obobshchennoye krossovernoye uravneniye sostoyaniya v shirokoy okrestnosti kriticheskoy tochki]. *Teplofizika Vysokikh Temperetur*. 1993, vol. 31, no. 2, pp. 25–33. ISSN 0040-3644. (Russ.).
14. GERASIMOV, A.A. A new generalized crossover equation of state widely about a critical point [Novoye obobshchennoye krossovernoye uravneniye sostoyaniya v shirokoy okrestnosti kriticheskoy tochki]. *Izvestiya Kaliningradskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta*. 2003, no. 3, pp. 30–37. ISSN 1997-3071. (Russ.).
15. KURUMOV, D.S. *Thermal properties of n-alkanes and fractions of Mangyshlak oil in liquid and gaseous states* [Termicheskiye svoystva n-alkanov i fraktsiy mangyshlakskey nefti v zhidkom i gazoobraznom sostoyaniyakh]. Dr. thesis (engineering). Groznyy, 1991. (Russ.).
16. GERASIMOV, A.A., B.A. GRIGORYEV, M.A. KUZNETSOV. New generalized equations for calculating isobaric heat capacity of hydrocarbons at a line of saturation [Novyye obobshchennyye uravneniya dlya rascheta izobarnoy teployemkosti uglevodorodov na linii nasyshcheniya]. *Teplofizika Vysokikh Temperetur*. 2001, vol. 39, no. 3, pp. 426–433. ISSN 0040-3644. (Russ.).
17. GERASIMOV, A.A., M.A. KUZNETSOV, V.Ye. KHARIN et al. Isobaric heat capacity of normal alkanes  $C_7\dots C_{11}$  in vapor phase [Izobarnaya teployemkost normalnykh alkanov  $C_7\dots C_{11}$  v parovoy faze]. *Inzhenernofizicheskiy Zhurnal*. 1991, vol.11, no. 3, pp. 165–166. ISSN 0021-0285. (Russ.).
18. DUBBELDAM, D., S. CALERO, D.E. ELLIS et al. RASPA: molecular simulation software for adsorption and diffusion in flexible nanoporous materials. *Molecular Simulation*. 2016, vol. 42, no. 2, pp. 81–101. ISSN 0892-7022.

19. MARCUS, G.M., J.I. SIEPMANN. Transferable potentials for phase equilibria. 1: United-atom description of n-alkanes. *J. Phys. Chem. B*. 1998, vol. 102, no. 14, pp. 2569–2577. ISSN 1520-6106.
20. AMBROSE, D. Vapor-liquid critical properties of elements and compounds. 2: Normal alkanes. *J. Chem. Eng. Data*. 1995, vol. 40, no. 3, pp. 531–546. ISSN 0021-9568.
21. LEMMON, E.W., R.T. JACOBSEN. A new functional form and new fitting techniques for equations of state with application to pentafluoroethane (HFC-125). *J. Phys. Chem. Ref. Data*. 2005, vol. 34, no. 1, pp. 69–108. ISSN 0047-2689.
22. CUTLER, W.G., R.H. McMICKLE, W. WEBB et al. Study of the compressions of several high molecular weight hydrocarbons. *J. Chem. Phys.* 1958, vol. 29, no. 4, pp. 727–740. ISSN 0021-9606.
23. DIAZ PENA, M., G. TARDAJOS. Isothermal compressibilities of n-alkanes and benzene. *J. Chem. Thermodyn.* 1978, vol. 10, no. 1, pp. 19–24. ISSN 0021-9614.
24. WU, J., Z. SHAN, A.-F. A. ASFOUR. Viscometric properties of multicomponent liquid n-alkane systems. *Fluid Phase Equilib.* 1998, vol. 143, pp. 263–274. ISSN 0378-3812.
25. DARIDON, J.L., H. CARRIER, B. LAGOURETTE. Pressure dependence of the thermophysical properties of n-pentadecane and n-heptadecane. *Ind. Eng. Chem.* 2002, vol. 23, no. 3, pp. 697–708. ISSN 1226-086X.
26. *Properties of hydrocarbon of high molecular weight* [online]: Am. Pet. Inst. Res. Proj. 42. Anonymous. University Park, Pennsylvania: Penn. State Univ., 1968. Available from: <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?Source=1968ANO0R&Mask=4>
27. ALLEMAND, N., J. JOSE, J.C. MERLIN. Measurement of the vapor pressure of hydrocarbons C<sub>10</sub> to C<sub>18</sub> n-alkanes and n-alkylbenzenes in the range 3–1000 pascal. *Thermochimica Acta*. 1986, vol. 105, pp. 79–90. ISSN 0040-6031.
28. VITON, C., M. CHAVRET, E. BEHAR et al. Vapor pressure of normal alkanes from decane to icosane at temperatures from 244 K to 469 K and pressures from 0.4 Pa to 164 kPa. *Int. Electron. J. Phys.-Chem. Data*. 1996, vol. 2, pp. 215–224. ISSN 0021-9568.
29. ALEKSANDROV, I.S., A.A. GERASIMOV, Ye.B. GRIGORYEV. Thermodynamic properties of n-alkanes at line of saturation. Pt. 1: Enthalpy of evaporation and pressure of the saturated vapours of C<sub>5</sub>–C<sub>18</sub> n-alkanes nearby the triple point [Termodinamicheskiye svoystva n-alkanov na linii nasyshcheniya. Ch. 1: Entalpiya ispareniya i davleniye nasyshchennykh parvo n-alkanov C<sub>5</sub>–C<sub>18</sub> vblizi troynoy tochki]. *Oboronnyy kompleks – nauchno-tekhnicheskomy progressu Rossii*. 2010, no. 4, pp. 56–61. ISSN 1729-6552. (Russ.).
30. SUNNER, S., C. SVENSON. Twin calorimeter for the determination of enthalpies of vaporization of small samples from 300 to 420 K. *J. Chem. Soc., Faraday Trans. 1*. 1979, vol. 75, no. 10, pp. 2359–2365. ISSN 0956-5000.
31. FINKE, H.L., M.E. GROSS, G. WADDINGTON et al. Low-temperature thermal data for the nine normal paraffin hydrocarbons from octane to hexadecane. *J. Am. Chem. Soc.* 1954, vol. 76, pp. 333–341. ISSN 0002-7863.
32. BESSIERES, D., H. SAINT-GUIRONS, J.-L. DARIDON. Thermodynamic properties of liquid n-pentadecane. *Phys. Chem. Liq.* 2001, vol. 39, pp. 301–313. ISSN 0031-9104.
33. KHASANSHIN, T.S., A.P. SHCHEMELEEV. Velocity of sound in liquid n-alkanes [Skorost zvuka v zhidkikh n-alkanakh]. *Teplofizika Vysokikh Temperatur*. 2001, vol. 39, no. 1, pp. 64–71. ISSN 0040-3644. (Russ.).
34. PLANTIER, F., J.L. DARIDON, B. LAGOURETTE et al. Isentropic thermophysical properties of pure n-paraffins as a function of temperature and chain length. *High Temp. – High Pressures*. 2000, vol. 32, pp. 305–310. ISSN 0018-1544.
35. SPAN, R. *Multiparameter equation of state: an accurate source of thermodynamic property data*. Berlin: Springer, 2000.

УДК 622.279.72

## Поведение многокомпонентных углеводородных смесей в сверхкритической фазе

В.М. Булейко<sup>1</sup>, Б.А. Григорьев<sup>1</sup>, Е.Б. Григорьев<sup>1</sup>, В.Н. Сокотушенко<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 141717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: sokotushenko@mail.ru

**Ключевые слова:** сверхкритический флюид, углеводородная смесь, многоконстантное уравнение состояния, фазовая диаграмма, конденсатный фактор, адиабатическая калориметрия.

**Тезисы.** Известно, что в критической точке и выше нее в пластовой системе наблюдаются аномалии как термодинамических, так и транспортных свойств флюидов. Статья содержит анализ и верификацию экспериментальных измерений фазового поведения многокомпонентных углеводородных смесей с малым содержанием высокомолекулярных компонентов, выполненных с использованием метода прецизионной адиабатической калориметрии, и теоретических расчетов на основе фундаментальных многоконстантных уравнений состояния (МФУС) в сверхкритической области.

Исследовались характерные для таких месторождений, как Чаяндинское, Ковыктинское, Бованенковское модельные смеси с низким конденсатным фактором, а именно: 3-компонентная смесь метана, пропана и октана в мольных долях 0,9268:0,0632:0,01 соответственно и 7-компонентная смесь «метан–этан–пропан–изобутан–пентан–гептан–декан» соответственно в мольных долях 0,913:0,0543:0,0216:0,0058:0,0023:0,0019:0,0011. Фазовое состояние подобных смесей характеризуется значительной неопределенностью измерений и не может быть надежно изучено традиционными экспериментальными и теоретическими методами с использованием кубических уравнений состояния. Анализ фазовых диаграмм указанных модельных систем выполнен с помощью МФУС. Показано удовлетворительное согласие расчетных параметров с экспериментальными, полученными методом адиабатической калориметрии.

Как известно, критические значения температуры и давления углеводородных смесей являются теми минимальными значениями, при которых газ или жидкость могут перейти в сверхкритическое состояние. При температуре и давлении выше критических состояние смеси становится сверхкритическим. При этом исчезает различие между жидкой и газовой фазами. Любое вещество, и в частности углеводородная смесь, находящееся при температуре и давлении выше критической точки, является сверхкритическим флюидом (СКФ).

В сверхкритическом состоянии вещество обладает высокой плотностью, близкой к диапазону изменений плотности жидкой фазы, и низкой вязкостью, близкой к значениям вязкости газов [1, 2]. В сверхкритическом состоянии свойства вещества имеют промежуточные значения между его свойствами в газовой и жидкой фазах.

Для однокомпонентной системы критическая температура рассматривается как температура перехода в сверхкритическое состояние. При этом сверхкритический флюид является гомогенным, переходя в зависимости от термобарических условий от газоподобного (*англ.* gas-like) к жидкоподобному (*англ.* liquid-like) флюиду и наоборот без возникновения раздела фаз.

Равновесие СКФ в двухкомпонентных смесях, когда СКФ сохраняется гомогенным при любых давлениях, осуществляется при температурах выше критической температуры наиболее высококипящего и высокоплавкого соединения (нелетучего компонента). Кроме того, при сверхкритических температурах для одного из компонентов в смеси возможно существование множества гетерогенных равновесий, количество которых растет с увеличением числа компонентов. Все бинарные системы с компонентами разной летучести по фазовому поведению в широком интервале температур и давлений можно разделить на два типа [3, 4]:

1) системы, в которых отсутствуют критические явления «газ–жидкость» в насыщенных растворах, а растворимость нелетучего компонента повышается при приближении к критической точке летучего компонента;

2) системы, в которых присутствуют критические явления «газ-жидкость» в насыщенных твердой фазой растворах, а растворимость нелетучего компонента при приближении к критической точке летучего компонента понижается. При этом система, как правило, осложнена несмесимостью жидких фаз в сверхкритических условиях [5].

Представления о непрерывности превращений различных вариантов жидкофазных равновесий друг в друга сложились на основе экспериментальных исследований серий бинарных систем, в которых один компонент оставался постоянным, а вторые компоненты менялись, являясь, например, членами гомологического ряда [6, 7]. Эти представления были распространены на полные фазовые диаграммы [8, 9], в которых присутствуют не только газожидкостные равновесия, но и равновесия с участием твердых фаз в широком диапазоне параметров состояния.

Вместе с этим существуют двухкомпонентные смеси, в которых равновесия СКФ наблюдаются не только при температурах выше критической точки нелетучего компонента, но и при более низких температурах, но обязательно выше критической температуры летучего компонента. Анализ фазовых равновесий позволяет заключить, что увеличение числа нелетучих компонентов ведет к гетерогенизации сверхкритических флюидов при температурах выше критических параметров летучего компонента [10].

При этом область значений температуры и давления для смеси на фазовой диаграмме, в которой существует сверхкритический флюид, имеет сложную форму. Метод топологической трансформации фазовых диаграмм [8] позволяет не только построить систематику полных фазовых диаграмм бинарных систем, но и осуществлять вывод жидкофазных (флюидных) и полных фазовых диаграмм тройных систем. Анализ теоретически полученных диаграмм состояния тройных систем и экспериментальных результатов позволил сформулировать некоторые общие закономерности фазового поведения в области гетерогенизации сверхкритических флюидов [10].

Так, согласно классификации фазовых диаграмм Скотта и ван Коннинбурга [11] смесь состава *n*-пентан + вода (1:4) [12], относящаяся к III типу, характеризуется отсутствием непрерывной критической кривой, соединяющей

критические точки чистых компонентов. При этом фазовая диаграмма разбивается на три характерные области: 1) нижней ветви критических точек (ж-г); 2) отсутствия критических точек и 3) верхней ветви критических точек (г1-г2, г-ж2). Исследуемый С.М. Расуловым и И.А. Исаевым [12] состав попадает в область концентраций верхней ветви критических точек, а нижняя моновариантная кривая критических точек начинается в критической точке чистого углеводорода и заканчивается в верхней конечной критической точке расщепления: г-ж1-ж2.

Безгомоновой Е.И. и др. на адиабатическом калориметре проведены исследования изохорной теплоемкости двухкомпонентной системы «*n*-гексан–вода» в интервале мольных долей воды 0,256...0,935 в широком диапазоне плотностей [13]. Получены экспериментально кривые парожидкостного фазового равновесия. Температура фазового перехода определялась по скачку теплоемкости. Наблюдался фазовый переход «жидкость – пар» более летучего компонента в присутствии жидкой фазы менее летучего компонента. В этом случае менее летучая жидкость выполняла роль балластного объема, а фазовые переходы «жидкость – пар» более летучего компонента проходили над ее поверхностью.

В серии экспериментальных работ [14, 15] с использованием метода прецизионной адиабатической калориметрии исследовано фазовое поведение пластовых флюидальных систем, включая пластовые флюидальные системы с низким конденсатным фактором (содержание конденсата менее 80 г/м<sup>3</sup>) и мольной долей компонентов  $C_{5+}$  менее 2 %. На основе экспериментальных значений изохорной теплоемкости  $C_V$  и производной давления по темпера-

туре при постоянном объеме  $\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_V$  построе-

ны фазовые диаграммы пластовых флюидов. Прецизионные калориметрические измерения показывают, что фазовое поведение углеводородных смесей с малой концентрацией высокомолекулярных компонентов (содержание фракции  $C_{4+} < 2$  % мол.) трансформировано по сравнению с традиционными представлениями. Впервые такого рода фазовое поведение наблюдалось при исследовании методом прецизионной адиабатической калориметрии 7-компонентных смесей, моделирующих

реальный пластовый углеводородный флюид. Установлено [14], что фазовые диаграммы этих смесей значительно трансформированы по сравнению с традиционными представлениями и их конфигурации предопределяются наличием высокомолекулярных компонентов. Углеводородная смесь расщепляется на равновесную макрофазу, обогащенную фракцией  $C_1 \dots C_3$ , и равновесные микрофазы, обогащенные компонентами фракции  $C_{4+}$ . Также отмечается, что фазовое состояние углеводородных смесей с низким конденсатным фактором невозможно изучить стандартными методами с использованием традиционных PVT<sup>1</sup>-установок [14].

Переход от общих схем фазового поведения смесей в сверхкритических условиях к конкретным системам должен сопровождаться соответствующими экспериментальными исследованиями и термодинамическими расчетами для получения количественных характеристик равновесий или фазовых превращений исследуемой системы. Термодинамические методы описания и знание возможных вариантов фазового поведения смесей существенно облегчают планирование эксперимента, разработку на его основе прогнозных расчетных методов с экстраполяционными возможностями на области, не охваченные экспериментом.

### Многоконстантные фундаментальные уравнения состояния

Альтернативой кубическим и многокоэффициентным уравнениям состояния, полученным на базе вириального разложения, являются единые для жидкой и газовой фаз многоконстантные фундаментальные уравнения состояния (МФУС). Активные исследования МФУС начались в 1970-е гг. применительно к технически важным веществам, для которых имелись разнородные высокоточные экспериментальные данные о термодинамических свойствах (ТДС) в широком диапазоне параметров состояния. Ранее опубликованы результаты фундаментальных исследований и рекомендации по использованию МФУС для расчетов ТДС нефтяных и газоконденсатных пластовых систем на основе индивидуальных и обобщенных уравнений состояния [16, 17].

Уравнения, описывающие безразмерную свободную энергию Гельмгольца  $\alpha(\delta, \tau, x)$

смеси, показаны в работах Е.В. Леммона, Р. Спана и В. Вагнера [18, 19] и приводились авторами настоящей работы в предыдущих публикациях (см., например, [17]). Значения коэффициентов и показателей степени, избыточной функции, а также коэффициентов бинарного взаимодействия представлены в монографии Кунца и Вагнера [20].

Для целей данной работы применительно к исследуемым смесям термодинамические свойства метана и этана авторы рассчитывали по 24-константным МФУС [18], свойства остальных пяти компонентов – по 12-константным МФУС [18, 19]. Несмотря на достаточно высокую точность, обобщенная форма этих МФУС, применяемая для групп веществ, не позволяет повысить точность описания ТДС компонентов. В последнее время для многих технически важных углеводородов, в том числе и выступающих в роли компонентов смеси, разработаны более точные МФУС индивидуальной формы. В частности, для метана Зецманом получено прецизионное уравнение состояния, являющееся стандартом расчета свойств данного вещества [21]. Для этана и изобутана Беккером также получены высокоточные уравнения [22, 23]. И, наконец, для пропана Леммоном предложено 18-константное уравнение [18].

Дифференциальные соотношения для расчета анализируемых здесь свойств по уравнению свободной энергии Гельмгольца [17–19] представлены ниже:

- производная от давления по температуре:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial \tau}\right)_{\delta, \bar{x}} = \left(\frac{\partial^2 \alpha^r}{\partial \delta \partial \tau}\right)_{\bar{x}}; \quad (1)$$

- изохорная теплоемкость:

$$\frac{C_V}{R} = -\tau^2 \left[ \left(\frac{\partial^2 \alpha^0}{\partial \tau^2}\right)_{\delta, \bar{x}} + \left(\frac{\partial^2 \alpha^r}{\partial \tau^2}\right)_{\delta, \bar{x}} \right]. \quad (2)$$

Формулы производных термодинамического потенциала, а также соотношения для других свойств представлены в работе О. Кунца [24].

### Фазовые диаграммы пластовых флюидальных систем с низким конденсатным фактором

Экспериментальный метод прецизионной адиабатической калориметрии [14, 15], разработанный и эффективно применяемый для изучения фундаментальных свойств многокомпонентных пластовых систем и их фазовых превращений, основан на определении фазовых

<sup>1</sup> PVT – акроним от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

Таблица 1

**Мольные доли компонентов углеводородных смесей  
с низким конденсатным фактором, % мол.**

№ смеси	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	nC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	nC <sub>10</sub> H <sub>22</sub>
1	0,913	0,0543	0,0216	0,0058	0,0023	0,0019	–	0,0011
2	0,9268	–	0,0632	–	–	–	0,01	–

Таблица 2

**Термобарические параметры исследуемых смесей**

Точка	Давление (p), МПа		Температура (T), К		Плотность (ρ), кг/м <sup>3</sup>	
	Смесь № 1	Смесь № 2	Смесь № 1	Смесь № 2	Смесь № 1	Смесь № 2
Критическая	3,7782	3,2583	191,57	188,68	309,09	332,74
Криконтентерм	4,69	6,0084	338,61	351,96	32,143	41,585
Криконтентбар	14,203	16,305	279,1	287,91	14,203	182,84

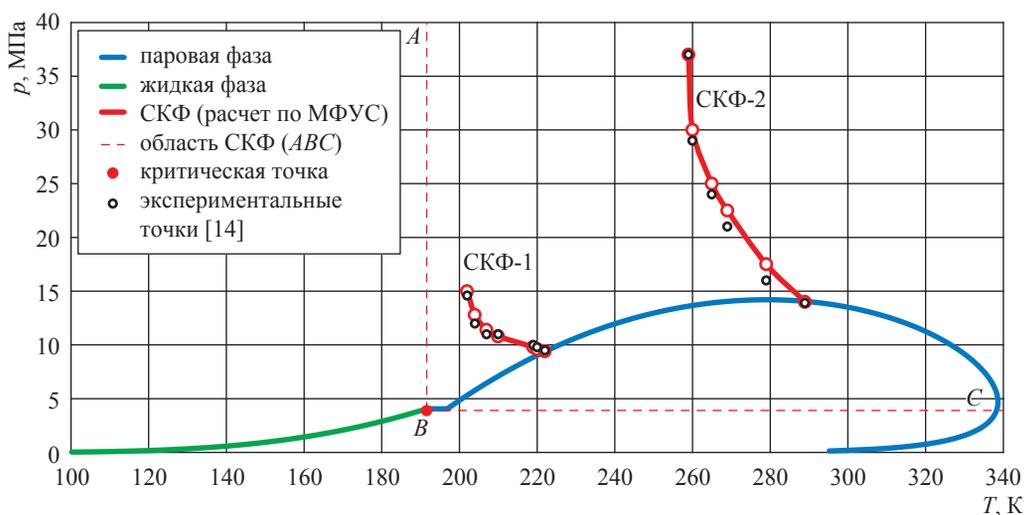


Рис. 1. Фазовая P-T-диаграмма смеси № 1

переходов по резким перепадам изохорной и изобарной ( $C_p$ ) теплоемкостей и производной давления при постоянном объеме  $\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_V$ .

Измерения теплоемкости и производной давления по температуре при постоянном объеме выполнены по оригинальной методике<sup>2</sup>, зарегистрированной в Российском научно-техническом центре информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия. Такой подход дает более точные значения точки росы многокомпонентных смесей, в том

числе смесей с низким конденсатным фактором, соответствующих реальным газоконденсатным месторождениям.

В качестве модельных смесей выбраны 3-компонентная смесь «метан–пропан–октан» молярной массой 18,798 кг/кмоль (смесь № 1) и 7-компонентная смесь «метан–этан–пропан–изобутан–пентан–гептан–декан» молярной массой 18,082 кг/кмоль (смесь № 2). Мольные составы исследуемых углеводородных смесей приведены в табл. 1, а характерные термобарические параметры, вычисленные по МФУС, – в табл. 2.

Указанные выше смеси, а также еще ряд многокомпонентных смесей подробно исследованы ранее [14, 15]. Полученная с помощью МФУС фазовая диаграмма смеси № 1 в сверхкритической области приведена на рис. 1 и соответствует серии экспериментов, описанных ранее [14]. При этом ветвь СКФ-1

<sup>2</sup> См. ГССД МЭ 118-05. Методика экспериментального исследования пограничных кривых и изохорной теплоемкости углеводородных смесей в диапазоне температур 110...420 К и давлений до 60 МПа / В.П. Воронов, П.В. Попов, В.М. Булейко. – М.: Российский науч.-техн. центр инф. по стандартизации, метрологии и оценке соответствия, 2005. – 42 с.

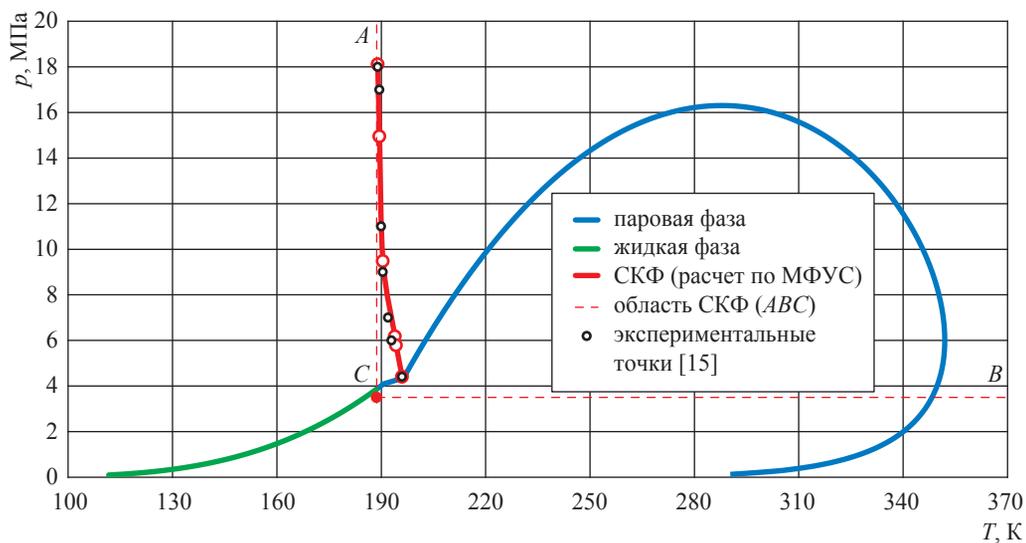


Рис. 2. Фазовая  $P$ - $T$ -диаграмма смеси № 2

соответствует равновесию ж1-ж2: (метан, этан, пропан) – (изобутан, пентан). Ветвь СКФ-2 соответствует равновесию ж3-ж4 (метан, этан, пропан, изобутан и пентан) – (гептан, декан).

Аналогично на рис. 2 отражена часть экспериментальных точек для смеси № 2 [15] с наложенными расчетными кривыми фазовых огибающих углеводородных смесей, полученными с использованием МФУС.

Как показали исследования, фазовое поведение пластовых флюидов с низким конденсатным фактором качественно отличается от традиционных представлений. Выше отмечалось, что их фазовое состояние характеризуется значительной неопределенностью измерений и не может быть изучено традиционными методами. Тем не менее обозначенная проблема актуальна в связи с необходимостью разработки месторождений с низким конденсатным фактором – Чайядинского, Ковыктинского, Бованенковского и др. Конденсатный фактор пластовых флюидов продуктивных залежей этих месторождений варьируется от  $2,3 \text{ г/м}^3$  в аптсеноманских залежах Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения до  $50 \text{ г/м}^3$  в парфеновских горизонтах Ковыктинского газоконденсатного месторождения. При таких конденсатных факторах стандартные методы построения фазовых диаграмм (например, с использованием PVT-установок) становятся неэффективными из-за низкой точности визуальной фиксации начала выпадения конденсата. Требуется разработка новых экспериментальных и расчетных методов построения

фазовых диаграмм пластовых флюидов с низким конденсатным фактором, позволяющих с высокой точностью определять параметры начала выпадения конденсата (точки росы).

### Исследование фазового поведения смесей с низким конденсатным фактором

На рис. 3 представлены результаты измерений

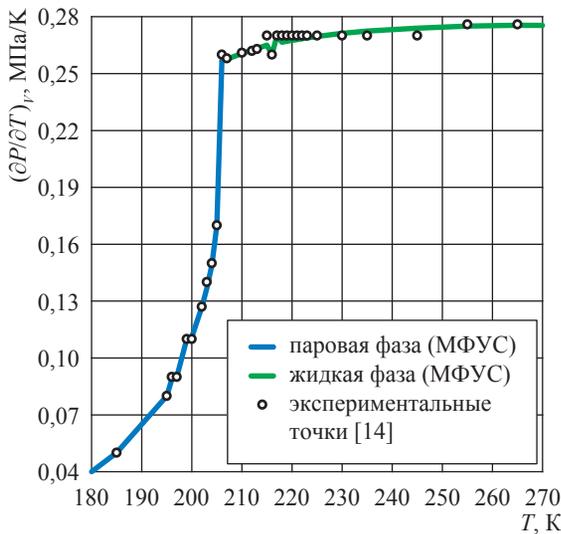
производной  $\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_V$  как функции температуры.

Скачок соответствует фазовому переходу макроскопической фазы смеси. Заметим, что также существуют менее интенсивные скачки в области более высоких температур, которые интерпретируются как фазовые переходы микроскопической фазы. Дополним экспериментальные результаты [14] расчетами производной давления по температуре с помощью МФУС.

Главным критерием того, какой фазе соответствовали в определенный момент параметры состояния, являлось отношение мольной доли смеси в газовой фазе к общему числу молей (*англ.* varog quality). Подробную информацию об использовании данного критерия в термодинамических расчетах можно найти, например, в работе О. Кунца и др., справочнике Грина и Перри [20, 25] и пр.

Как видно на рис. 3, результаты расчетов удовлетворительно ложатся на экспериментальные данные. На рис. 4 приводятся отклонения от экспериментальных данных вычисленных по МФУС значений

по МФУС значений  $\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_V$ .



**Рис. 3. Производная давления по температуре при постоянном объеме как функция температуры смеси № 1 по результатам эксперимента и расчета по МФУС**

Аналогичные выводы можно сделать и по результатам вычисления значений  $C_V$  и  $C_P$  рассматриваемой углеводородной смеси [17]. На рис. 5, 6 представлены фрагменты фазовых диаграмм (см. рис. 1, 2) смесей № 1 и 2 в сверхкритической области с наложенными результатами численного расчета по МФУС.

Как было показано, МФУС характеризуются более широкими возможностями в отношении точности описания ТДС и численного выявления фазовых переходов в исследуемых смесях. Однако эмпирический базис таких

моделей не позволяет точно описывать многофазные равновесия и критические линии, возникающие в сильно асимметричных смесях, которые, по-видимому, являются причиной скачкообразного изменения термодинамических величин в рассматриваемых экспериментальных работах [14, 15].

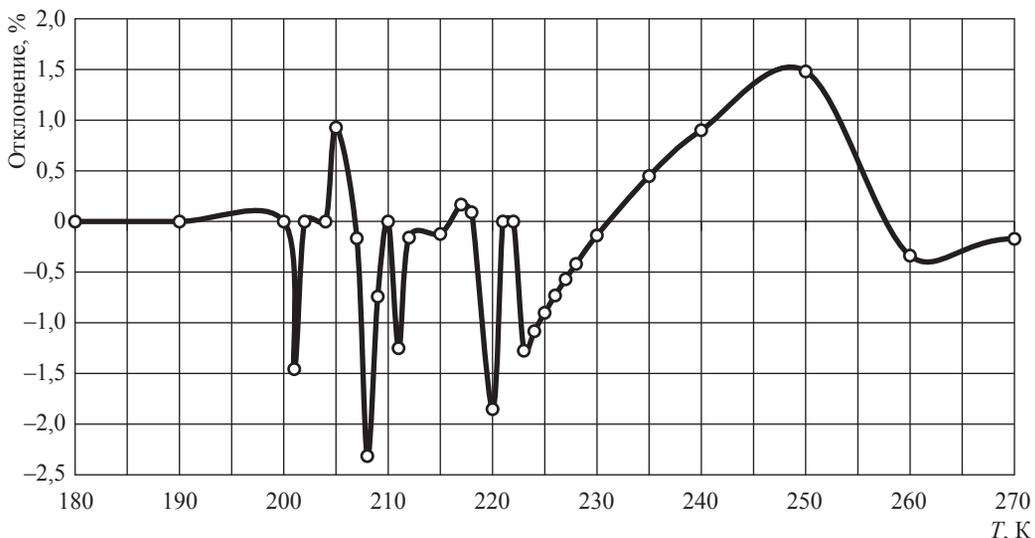
На рис. 7 приводятся отклонения вычисленных по уравнениям МФУС значений давления от экспериментальных данных о СКФ для смесей № 1 и 2.

Дальнейшее теоретическое исследование в части интерпретации получаемых экспериментальных данных в сверхкритической области многокомпонентных смесей и проведения прогнозных расчетов возможно на базе уравнений состояния, полученных в рамках статистической теории ассоциированного флюида (SAFT). Например, на рис. 8 показаны расчетные критические линии двухкомпонентных смесей «метан–пропан» и «метан–декан». Расчет проводился в рамках подхода Хейдеманна и Халила [26], которые предложили производные по составу от энергии Гиббса заменить производными от свободной энергии  $\alpha$ :

$$\sum_{j=1}^C \left( \frac{\partial^2 \alpha}{\partial n_i \partial n_j} \right)_{T_c, V_c} \Delta n_j = 0, \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^C \sum_{j=1}^C \sum_{m=1}^C \left( \frac{\partial^3 \alpha}{\partial n_i \partial n_j \partial n_m} \right)_{T_c, V_c} \Delta n_i \Delta n_j \Delta n_m = 0, \quad (4)$$

где  $C$  – число компонентов в смеси;  $n$  – число молей;  $T_c$  – критическая температура;  $V_c$  – критический объем.



**Рис. 4. Отклонения вычисленных значений производной давления по температуре по уравнениям МФУС от экспериментальных данных смеси № 1**

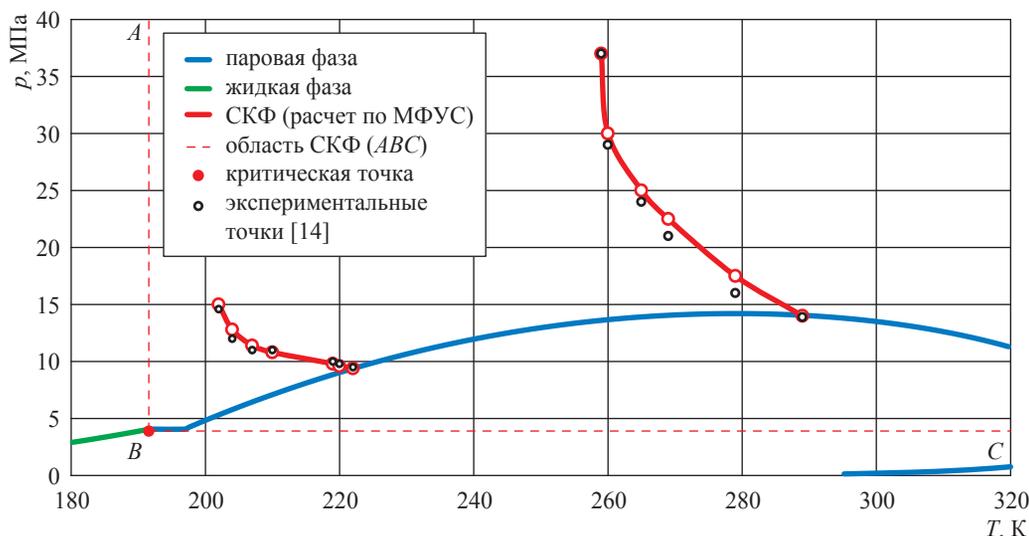


Рис. 5. Фрагмент фазовой  $P$ - $T$ -диаграммы смеси № 1

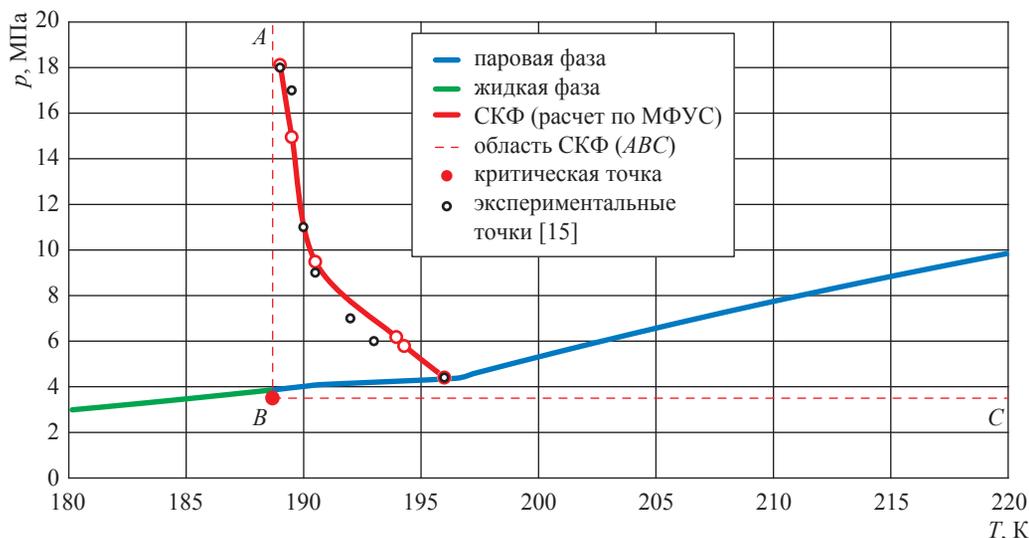


Рис. 6. Фрагмент фазовой  $P$ - $T$ -диаграммы смеси № 2

Критические точки определялись исходя из равенства нулю якобианов (3) и (4). Реализация такого подхода для многокомпонентной смеси представляет собой сложную численную задачу и будет рассмотрена в отдельной публикации. Здесь приводятся результаты расчета для двухкомпонентных смесей. В качестве уравнения состояния использовалось хорошо известное SAFT-уравнение с возмущенной цепью (PC-SAFT) [27]. В рассматриваемой модели избыточная часть свободной энергии  $\alpha^r$ , выраженной в мольных единицах, представлена суммой двух вкладов:

$$\alpha^r = \alpha^{\text{тн}} + \alpha^{\text{дисп}}, \quad (5)$$

где  $\alpha^{\text{тн}}$  – вклад от взаимодействий в системе твердых цепей;  $\alpha^{\text{дисп}}$  – вклад дисперсионных сил в свободную энергию.

Как видно на рис. 8, в области низких температур значения  $p$  близки к экспериментально исследуемым [14, 15]. Исходя из этого можно предположить, что прецизионный калориметрический эксперимент, проводимый в низкотемпературной области, выявил наличие подобной критической линии в исследуемой смеси, о чем свидетельствует характерное поведение производной  $\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_V$  как функции температуры.

Однако, несмотря на хорошие прогнозные возможности SAFT-уравнений применительно

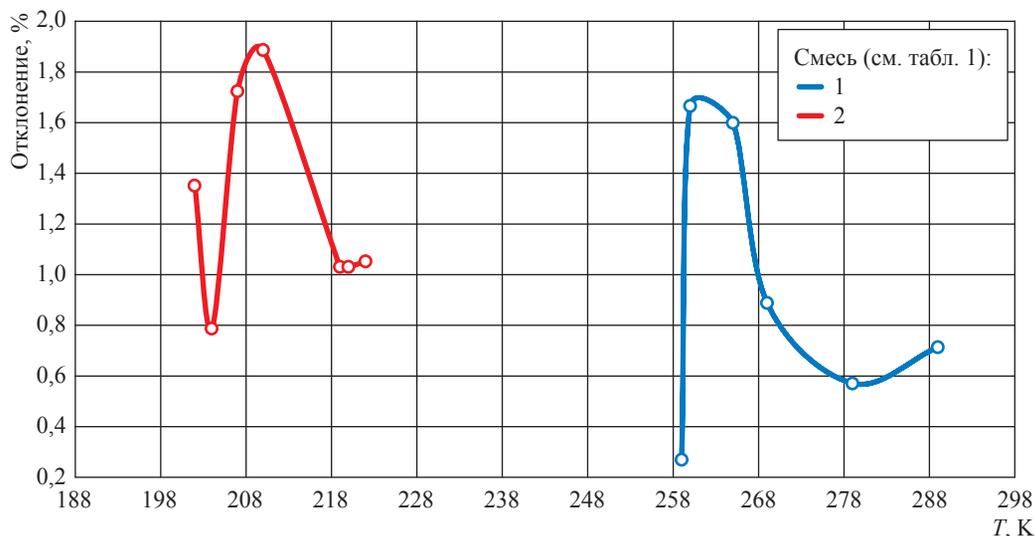


Рис. 7. Относительные отклонения значений  $\rho$ , вычисленных по уравнениям МФУС, от экспериментальных данных

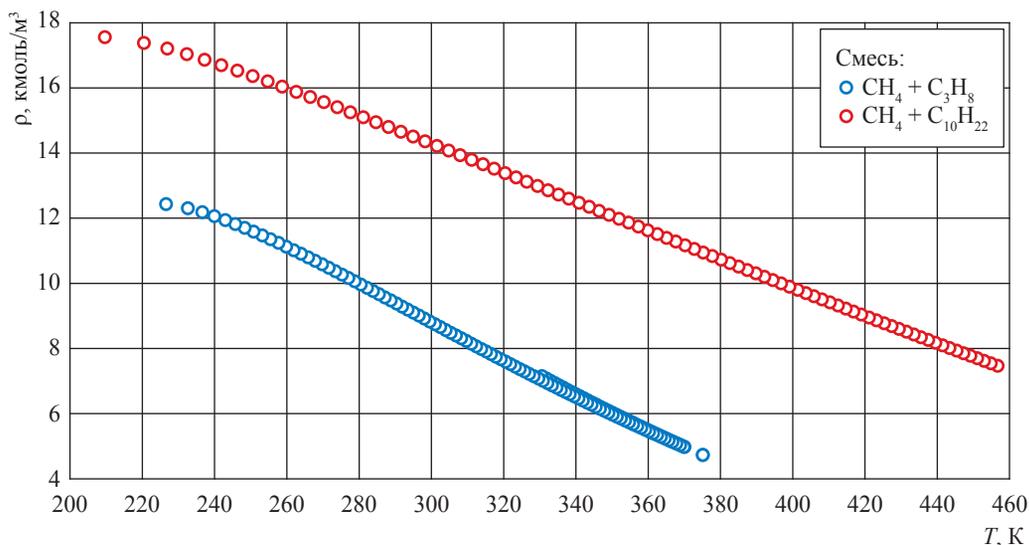


Рис. 8. Критические линии, полученные расчетом по PC-SAFT [28]

к расчету критических линий смесей, физиче-

ски верно описать «скачки»  $\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_V$  и теплоем-

костей  $C_V$ ,  $C_p$ , добавляя вклад, описывающий избыточную часть свободной энергии. Перспективным подходом для описания такого вклада может быть уравнение состояния многокомпонентной смеси в критической области, предложенное М.Ю. Беляковым и др. [28].

\*\*\*

Показано, что сложные фазовые диаграммы многокомпонентных углеводородных систем, характерные для газоконденсатов с низким газоконденсатным фактором, могут быть исследованы как методом прецизионной адиабатической калориметрии, так и с помощью МФУС, построенного на разнородных экспериментальных данных.

Переход от общих схем фазового поведения смесей с низким конденсатным фактором в сверхкритических условиях к конкретным системам должен сопровождаться

соответствующими экспериментальными исследованиями или использованием иных теоретических методов (например, термодинамических расчетов), которые позволяют получить количественные характеристики равновесий или фазовых превращений данной системы. Знание возможных вариантов фазового поведения смесей существенно облегчает экспериментальные поиски и упрощает использование расчетных методов.

Результаты исследования показывают удовлетворительное согласование расчетных

кривых фазовых диаграмм с построенными на основе экспериментальных значений термодинамических потенциалов.

Учет критических аномалий теплофизических свойств фильтрующихся многокомпонентных смесей с низким конденсатным фактором позволит на качественно новом уровне исследовать механику течения и динамику извлечения углеводородов в пористых средах.

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант № 18-08-00326А.*

### Список литературы

1. Филенко Д.Г. Сверхкритическая флюидная технология в нефтепереработке и нефтехимии / Д.Г. Филенко, М.Н. Дадашев, В.А. Винокуров, Е.Б. Григорьев // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. в 2 ч. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 2. – С. 82–92. – (Вести газовой науки).
2. Фримантл М. Химия в действии = Chemistry in action: в 2-х ч. Ч. 1 / М. Фримантл; пер. с англ. Е.Л. Розенберга. – М.: Мир. 1998. – 528 с.
3. Büchner E.H. Systeme mit zwei flüssigen Phasen / E.H. Büchner // Die heterogenen Gleichgewichte vom Standpunkte der Phasenlehre: в 3-х кн. / H.W. Bakhuis Roozeboom. – Braunschweig: Fr. Vieweg & Sohn, 1918. – Кн. 2, ч. II. – 226 с.
4. Ваальс И.Д., ван дер. Курс термостатики = Lehrbuch der Thermostatik: в 2 ч. Ч. 2: Бинарные смеси / И.Д. ван дер Ваальс, Ф. Констамм; пер. с нем. Б.Я. Гордона. – М.: ОНТИ, Глав. ред. хим. лит-ры, 1936. – 440 с.
5. Макаев С.В. Фазовые равновесия в системе  $\text{BaCl}_2\text{--NaCl--H}_2\text{O}$  при сверхвысоких параметрах и подавление кристаллизации солей в гидротермальных проточных процессах: дис. ... к.х.м. / С.В. Макаев. – М.: ИОНХ РАН, 2017. – 114 с.
6. Schneider G.M. Phasengleichgewichte in flüssigen Systemen bei hohen Drucken Zusammenfassender Bericht / G.M. Schneider // Ber. Bunsen Ges. Phys. Chem. – 1966. – Т. 70. – Вып. 5. – С. 497–520. – <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/bbpc.19660700502>
7. Schneider G.M. High-pressure phase diagrams and critical properties of fluid mixtures / G.M. Schneider // Chemical Thermodynamics / M.L. McGlashan (ed.). – London: The Chemical Society, 1978. – Т. 2. – С. 105–146. – (Specialist Periodical Reports).
8. Валяшко В.М. Фазовые равновесия и свойства гидротермальных систем / В.М. Валяшко. – М.: Наука, 1990. – 270 с.
9. Valyashko V.M. Phase equilibria of water-salt systems at high temperatures and pressures / V.M. Valyashko // Aqueous systems at elevated temperatures and pressures / под ред. R. Fernandez-Prini, A.H. Harvey, D.A. Palmer. – N.Y.: Academic Press, 2004. – Гл. 15. – С. 597.
10. Валяшко В.М. Фазовые равновесия с участием сверхкритических флюидов / В.М. Валяшко // Сверхкритические флюиды: теория и практика. – 2006. – Т. 1 – № 1. – С. 10–26.
11. Konynenburg P.H., van. Critical lines and phase equilibria in binary van der Waals mixtures / P.H. van Konynenburg, R.L. Scott // Phil. Trans. Roy. Soc. A. Mathematical, physical and engineering sciences. – London, 1980. – Т. 298. – № A1442. – С. 495.
12. Расулов С.М. Термические свойства бинарной системы состава н-пентан-вода = 1:4 / С.М. Расулов, И.А. Исаев // Сверхкритические флюиды: теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 1. – С. 3–13.
13. Безгомонова Е.И. Критические явления жидкость-газ н-гексана в присутствии жидкой фазы воды / Е.И. Безгомонова, А.Р. Расулов, Г.В. Степанов // Сверхкритические флюиды: теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3. – С. 13–20.
14. Булейко В.М. Исследование фазового поведения углеводородных смесей с низким конденсатным фактором / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, М.С. Овсяникова // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 4–13.

15. Булейко В.М. Концепция фазового поведения и основные принципы построения фазовых диаграмм углеводородных смесей с малой концентрацией высокомолекулярных компонентов / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, В.С. Музыкина и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 1 (38): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 116–125.
16. Григорьев Б.А. Моделирование термодинамических свойств нефтяных и газоконденсатных систем на основе фундаментальных многоконстантных уравнений состояния / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, И.С. Александров // Газовая промышленность. – 2013. – № 696: спецвыпуск. – С. 98–101.
17. Григорьев Б.А. Особенности фазового поведения углеводородных смесей с низким конденсатным фактором / Б.А. Григорьев, В.Н. Соколушенко, И.С. Александров // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 225–236.
18. Lemmon E.W. Short fundamental equations of state for 20 industrial fluids / E.W. Lemmon, R. Span. // J. Chem. Eng. Data. – 2006. – Т. 51. – С. 785–850.
19. Span R. Equations of state for technical applications. II: Results for nonpolar fluids / R. Span, W. Wagner // Int. J. Thermophys. – 2003. – № 24(1). – С. 41–109.
20. Kunz O. The GERG-2008 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures: An expansion of GERG-2004 / O. Kunz, W. Wagner // J. Chem. Eng. Data. – 2012. – № 57. – С. 3032–3091.
21. Setzmann U. A new equation of state and tables of thermodynamic properties for methane covering the range from the melting line to 625 K at pressures up to 1000 MPa / U. Setzmann, W. Wagner // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 1991. – Т. 20. – С. 1061–1155.
22. Bücker D. A reference equation of state for the thermodynamic properties of ethane for temperatures from the melting line to 675 K and pressures up to 900 MPa / D. Bücker, W. Wagner // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 2006. – Т. 35. – № 1. – С. 205–266.
23. Bücker D. Reference equations of state for the thermodynamic properties of fluid phase n-butane and isobutane / D. Bücker, W. Wagner // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 2006. – № 35(2). – С. 929–1019.
24. The Gerg-2004 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures / O. Kunz, R. Klimeck, W. Wagner et al. – Dusseldorf, 2007. – 535 с.
25. Green D. Perry's chemical engineers' handbook / D. Green, R. Perry. – 7<sup>th</sup> ed. – McGraw-Hill Professional, 2007. – С. 13–29.
26. Heidemann R.A. The calculation of critical points / R.A. Heidemann, A.M. Khalil // AIChE. – 1980. – Т. 26. – С. 769–779.
27. Gross J. Perturbed-chain SAFT: an equation of state based on a perturbation theory for chain molecules / J. Gross, G. Sadowski // Ind. Eng. Chem. Res. – 2001. – Т. 40. – С. 1244–1260.
28. Беляков М.Ю. Пограничные кривые и определение критических параметров многокомпонентных смесей / М.Ю. Беляков, Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 46–53.

## Behavior of multicomponent hydrocarbon mixtures in the supercritical phase

V.M. Buleyko<sup>1</sup>, B.A. Grigoryev<sup>1</sup>, Ye.B. Grigoryev<sup>1</sup>, V.N. Sokotushchenko<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proyезд no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: sokotushchenko@mail.ru

**Abstract.** It is known that at the critical point and above it sharp anomalies of both the thermodynamic and transport properties of fluids are observed in the reservoir system. In this paper, authors analyze and verify experimental measurements of the phase behavior of multicomponent hydrocarbon mixtures with a low content of high molecular weight components obtained using a method of precision adiabatic calorimetry and theoretical calculations based on fundamental multiconstant equations of state (MFP) in supercritical area.

The model mixtures with a low condensate factor characterizing such hydrocarbon fields as Chayanda, Kovykta, Bovanenkovo were studied, namely: a ternary mixture of methane-propane-octane with a correspondent molar composition of 0.9268:0.0632:0.01, and a 7-component mixture of methane-ethane-propane-isobutane-pentane-heptane-decane (0.913:0.0543:0.0216:0.0058:0.0023:0.0019:0.0011). The phase state of such mixtures

is characterized by significant measurement uncertainty and cannot be reliably studied by traditional experimental and theoretical methods using cubic equations of state.

In this work, authors analyze phase diagrams of the mentioned model systems using multiconstant equations of state, which showed satisfactory agreement between the calculated parameters and the experimental parameters obtained by adiabatic calorimetry.

**Keywords:** supercritical fluid, hydrocarbon mixture, multiconstant equations of state, phase diagrams, condensate factor, adiabatic calorimetry.

*This work was supported by the Russian Foundation for Basic Research, grant no. 18-08-00326A.*

## References

1. FILENKO, D.G., M.N. DADASHEV, V.A. VINOKUROV et al. Over-critical fluid technology in oil processing and oil chemistry [Sverkhkriticheskaya fluidnaya tekhnologiya v neftepererabotke i neftekhimii]. In: *Vesti Gazovoy Nauki. Relevant issues of studies of field hydrocarbon formations*: collected book in 2 pts. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pt. 2, pp. 82–92. (Russ.).
2. FREEMANTLE, M. *Chemistry in action* [Khimiya v deystvii]: in 2 pts. Part 1. Translated from English. Moscow: Mir, 1998. (Russ.).
3. BÜCHNER, E.H. Systeme mit zwei flüssigen Phasen. In: ROOZEBOOM, H.W. Bakhuis. *Die heterogenen Gleichgewichte vom Standpunkte der Phasenlehre*. Braunschweig: Fr. Vieweg & Sohn, 1918, bk. 2, pt. 2. (Germ.).
4. WAALS, I.D. van der, F. CONSTAMM. Binary mixtures [Binarnyye smesi]. In: WAALS, I.D. van der, F. CONSTAMM. *Course of thermostatics* [Kurs termostatiki] = Lehrbuch der Thermostatik: in 2 pts. Translated from German. Moscow: ONTI, 1936, pt. 2. (Russ.).
5. MAKAYEV, S.V. *The phase of equilibrium in the BaCl<sub>2</sub>-NaCl-H<sub>2</sub>O system at ultrahigh parameters and the suppression of salt crystallization in hydrothermal flow processes* [Fazovyye ravnovesiya v sisteme BaCl<sub>2</sub>-NaCl-H<sub>2</sub>O pri sverkhvysokikh parametrakh i podavleniye kristallizatsii soley v gidrotermalnykh protochnykh protsessakh]. Candidate thesis (chemistry). Kurnakov Institute of General and Inorganic Chemistry of the RAS. Moscow, 2017. (Russ.).
6. SCHNEIDER, G.M. Phasengleichgewichte in flüssigen Systemen bei hohen Drucken Zusammenfassender Bericht [online]. *Ber. Bunsen Ges. Phys. Chem.* 1966, vol. 70, is. 5, pp. 497–520. Available from: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/bbpc.19660700502>. ISSN ISSN:0005-9021. (Germ.).
7. SCHNEIDER, G.M. High-pressure phase diagrams and critical properties of fluid mixtures. In: McGLASHAN, M.L. (ed.). *Chemical Thermodynamics*. London: The Chemical Society, 1978, vol. 2, pp. 105–146. Series: Specialist Periodical Reports.
8. VALYASHKO, V.M. *Phase equilibria and properties of hydrothermal systems* [Fazovyye ravnovesiya i svoystva gidrotermalnykh sistem]. Moscow: Nauka, 1990. (Russ.).
9. VALYASHKO, V.M. Phase equilibria of water-salt systems at high temperatures and pressures. In: FERNANDEZ-PRINI, R., A.H. HARVEY, D.A. PALMER (eds.). *Aqueous systems at elevated temperatures and pressures*. N.Y.: Academic Press, 2004, chapter 15, pp. 597.
10. VALYASHKO, V.M. Phase equilibria involving supercritical fluids [Fazovyye ravnovesiya s uchastiyem sverkhkriticheskikh flyuidov]. *Sverkhkriticheskiye Flyuidy: teoriya i Praktika*. 2006, vol. 1, no. 1, pp. 10–26. ISSN 1992-8130. (Russ.).
11. KONYNENBURG, P.H. van, R.L. SCOTT. Critical lines and phase equilibria in binary van der Waals mixtures. *Phil. Trans. Roy. Soc. A. Mathematical, physical and engineering sciences*. London, 1980, vol. 298, no. A1442, pp. 495. ISSN 364-503X.
12. RASULOV, S.M., I.A. ISAYEV. The thermal properties of the binary system of the composition n-pentane-water = 1: 4 [Termicheskiye svoystva binarnoy sistemy sostava n-pentan-voda = 1:4]. *Sverkhkriticheskiye Flyuidy: teoriya i Praktika*. 2013, vol. 8, no. 1, pp. 3–13. ISSN 1992-8130. (Russ.).
13. BEZGOMONOVA, Ye.I., A.R. RASULOV, STEPANOV G.V. Critical liquid-gas phenomena of n-hexane in the presence of a liquid phase of water [Kriticheskiye yavleniya zhidkost-gaz n-geksana v prisutstvii zhidkoy fazy vody]. *Sverkhkriticheskiye Flyuidy: teoriya i Praktika*. 2014, vol. 9, no. 3, pp. 13–20. ISSN 1992-8130. (Russ.).
14. BULEYKO, V.M., B.A. GRIGORYEV, M.S. OVSYANIKOVA. Investigation of phase behavior of hydrocarbon mixtures with low condensate ratios [Issledovaniye fazovogo povedeniya uglevodorodnykh smesey s nizkim kondensatnym faktorom]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 2 (30): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 4–13. ISSN 2306-8949. (Russ.).
15. BULEYKO, V.M., B.A. GRIGORYEV, V.S. MUZYKINA et al. The concept of phase behavior and basic principles of phase diagrams construction for hydrocarbon mixtures when heavy hydrocarbons exist in small amounts [Kontseptsiya fazovogo povedeniya i osnovnyye printsipy postroyeniya fazovykh diagramm uglevodorodnykh smesey s maloy kontsentratsiyey vysokomolekulyarnykh komponentov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 1 (38): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 116–125. ISSN 2306-8949. (Russ.).

16. GRIGORYEV, B.A., A.A. GERASIMOV, I.S. ALEKSANDROV. Modeling the thermodynamic properties of oil and gas condensate systems based on fundamental multi-constant equations of state [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv neftyanykh i gazokondensatnykh sistem na osnove fundamentalnykh mnogokonstantnykh uravneniy sostoyaniya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2013, no. 696: special issue, pp. 98–101. ISSN 0016-5581. (Russ.).
17. GRIGORYEV, B.A., V.N. SOKOTUSHCHENKO, I.S. ALEKSANDROV. Specific phase behavior of hydrocarbon mixtures with low condensation factor [Osobennosti fazovogo povedeniya uglevodorodnykh smesey s nizkim kondensatnym faktorom]. *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. 225–236. ISSN 2306-9849. (Russ.).
18. LEMMON, E.W., R. SPAN. Short fundamental equations of state for 20 industrial fluids. *J. Chem. Eng. Data*. 2006, vol. 51, pp. 785–850. ISSN 0021-9568.
19. SPAN, R., W. WAGNER. Equations of state for technical applications. II: Results for nonpolar fluids. *Int. J. Thermophys*. 2003, no. 24(1), pp. 41–109. ISSN 0195-928X.
20. KUNZ, O., W. WAGNER. The GERG-2008 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures: An expansion of GERG-2004. *J. Chem. Eng. Data*. 2012, no. 57, pp. 3032–3091. ISSN 0021-9568.
21. SETZMANN, U., W. WAGNER. A new equation of state and tables of thermodynamic properties for methane covering the range from the melting line to 625 K at pressures up to 1000 MPa. *J. Phys. Chem. Ref. Data*. 1991, vol. 20, pp. 1061–1155. ISSN 0047-2689.
22. BÜCKER, D., W. WAGNER. A reference equation of state for the thermodynamic properties of ethane for temperatures from the melting line to 675 K and pressures up to 900 MPa. *J. Phys. Chem. Ref. Data*. 2006, vol. 35, no. 1, pp. 205–266. ISSN 0047-2689.
23. BÜCKER, D., W. WAGNER. Reference equations of state for the thermodynamic properties of fluid phase n-butane and isobutene. *J. Phys. Chem. Ref. Data*. 2006, no. 35(2), pp. 929–1019. ISSN 0047-2689.
24. KUNZ, O., R. KLIMECK, W. WAGNER et al. *The Gerg-2004 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures*. Dusseldorf, 2007.
25. GREEN, D., R. PERRY. *Perry's chemical engineers' handbook*. 7<sup>th</sup> edition. McGraw-Hill Professional, 2007, pp. 13–29.
26. HEIDEMANN, R.A., A.M. KHALIL. The calculation of critical points. *AIChE*. 1980, vol. 26, pp. 769–779.
27. GROSS, J., G. SADOWSKI. Perturbed-chain SAFT: an equation of state based on a perturbation theory for chain molecules. *Ind. Eng. Chem. Res*. 2001, vol. 40, pp. 1244–1260. ISSN 0888-5885.
28. BELYAKOV, M.Yu., Ye.Ye. GORODETSKIY, V.D. KULIKOV et al. Dew-bubble curves and determination of the critical parameters of multicomponent mixtures [Pogranichnyye krivyye i opredeleniye kriticheskikh parametrov mnogokomponentnykh smesey]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 1 (12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 46–53. ISSN 2306-8949. (Russ.).

## Сведения об авторах

<i>Агаджанянц Иван Григорьевич</i>	заведующий сектором методики региональных работ ФГБУ «ВНИГНИ». Тел.: +7(926)614-44-87. E-mail: i.agad.vaj@mail.ru
<i>Александров Игорь Станиславович</i>	к.т.н., доцент кафедры теплогасоснабжения и вентиляции Калининградского государственного технического университета. Тел.: +7(909)780-09-95. E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru
<i>Аминев Вадим Фанзилевич</i>	ведущий инженер по охране труда и промышленной безопасности ППБУ «Полярная звезда» ООО «Газпром флот». Тел.: +7(917)750-08-28. E-mail: vadamer@yandex.ru
<i>Андреев Олег Михайлович</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник ФГБУ «Арктический и антарктический научно-исследовательский институт». Тел.: +7(812)242-13-07. E-mail: andoleg@aari.ru
<i>Астафьев Дмитрий Александрович</i>	к. г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-99-15. E-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Бузников Никита Александрович</i>	д.ф.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории внутривнепромышленного транспорта газа Центра технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: N_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Булейко Валерий Михайлович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории физического моделирования многофазных процессов Корпоративного центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Buleiko@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». Тел.: +7(498)657-45-48. E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Виноградов Роман Александрович</i>	научный сотрудник ФГБУ «Арктический и антарктический научно-исследовательский институт». Тел.: +7(812)242-13-07. E-mail: vinra@aari.ru
<i>Гайдаров Азамат Миталимович</i>	младший научный сотрудник Лаборатории разработки технологий строительства скважин Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-40. E-mail: A_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гайкович Борис Александрович</i>	к.т.н., заместитель генерального директора по научной работе АО «НПП ПТ «Океанос». Тел.: +7(812)292-37-16. E-mail: office@oceanos.ru
<i>Герасимов Анатолий Алексеевич</i>	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой теплогасоснабжения и вентиляции Калининградского государственного технического университета. Тел.: +7(911)462-56-64. E-mail: aager_kstu@mail.ru
<i>Гереш Галина Михайловна</i>	главный геолог Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-81. E-mail: G_Geresh@vniigaz.gazprom.ru

<i>Голубин Станислав Игоревич</i>	к.т.н., начальник Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-45. E-mail: S_Golubin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гордиенко Денис Михайлович</i>	д.т.н., начальник ФГБУ ВНИИПО МЧС России. Тел.: +7(495)521-23-33. E-mail: vniipo@mail.ru
<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	д.т.н., чл.-корр. РАН, профессор, начальник Отдела ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-35. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Евгений Борисович</i>	д.т.н., заместитель начальника Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гудошников Юрий Петрович</i>	к.г.н., ведущий научный сотрудник – руководитель лаборатории ФГБУ «Арктический и антарктический научно-исследовательский институт». Тел.: +7(812)337-32-11. E-mail: gup@aari.ru
<i>Дзюбло Александр Дмитриевич</i>	д.г.-м.н., профессор кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(985)763-05-80. E-mail: dzyublo@mail.ru
<i>Ермолаева Надежда Николаевна</i>	д.ф.-м.н., доцент Санкт-Петербургского государственного университета. Тел.: +7(812)428-96-83. E-mail: n.ermolaeva@spbu.ru
<i>Запевалов Дмитрий Николаевич</i>	начальник Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-96-91. E-mail: D_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Зонн Марина Сергеевна</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(929)665-74-79. E-mail: zonn@rambler.ru
<i>Клячкин Сергей Владимирович</i>	к.г.н., старший научный сотрудник – заведующий лабораторией ФГБУ «Арктический и антарктический научно-исследовательский институт». Тел.: +7(812)337-31-54. E-mail: svkl@aari.ru
<i>Курбатова Галина Ибрагимовна</i>	д.ф.-м.н., профессор Санкт-Петербургского государственного университета. Тел.: +7(812)428-96-83. E-mail: g.kurbatova@spbu.ru
<i>Лагозин Андрей Юрьевич</i>	заместитель начальника ФГБУ ВНИИПО МЧС России. Тел.: +7(495)521-23-01. E-mail: 3.5.3@vniipo.ru
<i>Маевский Андрей Михайлович</i>	инженер по мехатронике и робототехнике АО «НПП ПТ «Океанос». Тел.: +7(812)292-37-16. E-mail: office@oceanos.ru
<i>Мансуров Марат Набиевич</i>	д.т.н., профессор, заведующий Отделением научно-технического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-02. E-mail: M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Марченко Иван Алексеевич</i>	ведущий инженер Отдела инженерных изысканий Московского филиала (МФ) ОАО «МАГЭ». Тел.: +7(495)665-55-66. E-mail: ivan.marchenko@mage.ru

<i>Мордвинова Анна Витальевна</i>	к.т.н., начальник научно-исследовательского сектора ФГБУ ВНИИПО МЧС России. Тел.: +7(495)524-82-03. E-mail: mordvinova_vniipo@mail.ru
<i>Мясищев Владимир Евгеньевич</i>	к.т.н., заместитель начальника Лаборатории разработки технологий строительства скважин Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-40. E-mail: V_Myasishev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Наумова Любовь Александровна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-99-15. E-mail: L_Naumova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Некрасов Валерий Петрович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник ФГБУ ВНИИПО МЧС России. Тел.: +7(495)524-82-03. E-mail: v_p_nekrasov@mail.ru
<i>Онищенко Дмитрий Арсеньевич</i>	к.ф.-м.н., начальник Лаборатории геотехники морских сооружений и инженерных изысканий Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», старший научный сотрудник Лаборатории механики прочности и разрушения материалов и конструкций ФГБУН «Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН». Тел.: +7(498)657-46-45. E-mail: D_Onishchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Осипенко Николай Михайлович</i>	к.т.н., старший научный сотрудник ФГБУН «Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН». Тел.: +7(495)434-43-14. E-mail: osipnm@mail.ru
<i>Сафонов Владимир Сергеевич</i>	главный научный сотрудник Центра перспективного развития и эффективности технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-90-13. E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сокотущенко Вадим Николаевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории комплексных исследований углеводородных систем Корпоративного центра исследования пластовых систем (кern и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(962)951-53-52. E-mail: V_Sokotuschenko.vniigaz.gazprom.ru
<i>Сторожева Анна Евгеньевна</i>	к.т.н., ведущий инженер кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(499)507-82-37. E-mail: stor_anna@mail.ru
<i>Стрельникова Кристина Олеговна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории защиты от атмосферной и внутренней коррозии Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-45-48. E-mail: K_Strelnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сулейманов Владимир Алекперович</i>	заместитель начальника Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ», доцент кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Толстикова Алексей Владимирович</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-99-15. E-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Федотова Алла Ивановна</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории защиты от атмосферной и внутренней коррозии Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-45-48. E-mail: A_Fedotova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Хуббатова Юлия Михайловна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории разработки технологий строительства скважин Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-40. E-mail: Y_Khubbatova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шебеко Юрий Николаевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник ФГБУ ВНИИПО МЧС России. Тел.: +7(495)529-84-66. E-mail: yn_shebeko@mail.ru
<i>Шеховцов Андрей Викторович</i>	заместитель начальника Департамента 336 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)455-15-03. E-mail: A.Shekhovtsov@adm.gazprom.ru
<i>Шушпанников Павел Сергеевич</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории геотехники морских сооружений и инженерных изысканий Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-45. E-mail: P_Shushpannikov@vniigaz.gazprom.ru

## Information about the authors

<i>Agadzhanyants Ivan Grigoryevich</i>	head of the sector for methodical support of regional works at the Federal State Budgetary Institution "All-Russian Research Geological Oil Institute". Tel.: +7(926)614-44-87. E-mail: i.agad.vaj@mail.ru
<i>Aleksandrov Igor Stanislavovich</i>	candidate of engineering, assistant professor of the Heat and gas supply and ventilation chair at the Kaliningrad State Technical University. Tel.: +7(909)780-09-95. E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru
<i>Aminev Vadim Fanzilevich</i>	leading engineer on labor protection and industrial safety of the "Polyarnaya Zvezda" semisubmersible floating drilling rig at the Gazprom Flot LLC. Tel.: +7(917)750-08-28. E-mail: vadamer@yandex.ru
<i>Andreyev Oleg Mikhaylovich</i>	candidate of physics and mathematics, senior research associate at the Federal State Budgetary Institution "Arctic and Antarctic Research Institute". Tel.: +7(812)242-13-07. E-mail: andoleg@aari.ru
<i>Astafyev Dmitriy Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, leading research associate in the Laboratory for geological support of marine projects of the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-99-15. E-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Buleyko Valeriy Mikhaylovich</i>	doctor of engineering, chief research associate of the Laboratory for physical modelling of multiphase processes in the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-77. E-mail: V_Buleiko@vniigaz.gaprom.ru
<i>Buznikov Nikita Aleksandrovich</i>	doctor of physics and mathematics, chief research associate in the In-field gas transfer laboratory of the Center for gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: N_Buznikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Dzyublo Aleksandr Dmitriyevich</i>	doctor of geology and mineralogy, professor of the Chair for development of the offshore oil-gas fields at National University of Oil and Gas "Gubkin University". Tel.: +7(985)763-05-80. E-mail: dzyublo@mail.ru
<i>Ermolaeva Nadezhda Nikolayevna</i>	doctor of physics and mathematics, associate professor at the St. Petersburg State University. Tel.: +7(812)428-96-83. E-mail: n.ermolaeva@spbu.ru
<i>Fedorova Alla Ivanovna</i>	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. Tel.: +7(498)657-45-48. E-mail: A_Fedotova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gaydarov Azamat Mitalimovich</i>	junior research associate in the Laboratory for development of well construction technologies of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-40. E-mail: A_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gaykovich Boris Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, deputy general director on scientific activities at the OCEANOS JSC. Tel.: +7(812)292-37-16. E-mail: office@oceanos.ru

<i>Gerasimov Anatoliy Alekseyevich</i>	doctor of engineering, professor, head of the Heat and gas supply and ventilation chair at the Kaliningrad State Technical University. Tel.: +7(911)462-56-64. E-mail: aager_kstu@mail.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. Tel.: +7(498)657-40-81. E-mail: G_Geresh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Golubin Stanislav Igorevich</i>	candidate of engineering, head of the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-45. E-mail: S_Golubin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gordiyenko Denis Mikhaylovich</i>	doctor of engineering, head of the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. Tel.: +7(495)521-23-33. E-mail: vniipo@mail.ru
<i>Grigoryev Boris Afanasyevich</i>	doctor of engineering, associate member of RAS, professor, head of the Scientific council department at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-35. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grigoryev Yevgeniy Borisovich</i>	doctor of engineering, deputy head of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-41-92. E-mail: E_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gudoshnikov Yuriy Petrovich</i>	candidate of geography, leading research associate – head of a laboratory at the Federal State Budgetary Institution “Arctic and Antarctic Research Institute”. Tel.: +7(812)337-32-11. E-mail: gup@aari.ru
<i>Khubbatova Yuliya Mikhaylovna</i>	junior research associate in the Laboratory for development of well construction technologies of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-40. E-mail: Y_Khubbatova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Klyachkin Sergey Vladimirovich</i>	candidate of geography, senior research associate – head of a laboratory at the Federal State Budgetary Institution “Arctic and Antarctic Research Institute”. Tel.: +7(812)337-31-54. E-mail: svkl@aari.ru
<i>Kurbatova Galina Ibragimovna</i>	doctor of physics and mathematics, professor at the St. Petersburg State University. Tel.: +7(812)428-96-83. E-mail: g.kurbatova@spbu.ru
<i>Lagozin Andrey Yuryevich</i>	deputy head of the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. Tel.: +7(495)521-23-01. E-mail: 3.5.3@vniipo.ru
<i>Mansurov Marat Nabiyevich</i>	doctor of engineering, professor, head of the Division for scientific and engineering support of marine projects in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-47-02. E-mail: M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Marchenko Ivan Alekseyevich</i>	leading engineer in the Division for engineering surveys at the Marine Arctic Geological Expedition JSC Moscow subsidiary. Tel.: +7(495)665-55-66. E-mail: ivan.marchenko@mage.ru
<i>Mayevskiy Andrey Mikhaylovich</i>	engineer on mechatronics and robotic technologies at the OCEANOS JSC. Tel.: +7(812)292-37-16. E-mail: office@oceanos.ru

<i>Mordvinova Anna Vitalyevna</i>	candidate of engineering, head of the Scientific-research sector at the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. Tel.: +7(495)524-82-03 E-mail: mordvinova_vniipo@mail.ru
<i>Myasishchev Vladimir Yevgenyevich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Laboratory for development of well construction technologies of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-40. E-mail: V_Myasishev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Naumova Lyubov Aleksandrovna</i>	junior research associate of the Laboratory for geological support of marine projects in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-99-15. E-mail: L_Naumova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nekrasov Valeriy Petrovich</i>	candidate of engineering, leading research associate at the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. Tel.: +7(495)524-82-03. E-mail: v_p_nekrasov@mail.ru
<i>Onishchenko Dmitriy Arsenyevich</i>	candidate of physics and mathematics, head of the Laboratory for geotechnics of marine facilities and engineering surveys of the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC, senior research associate at the A.Yu. Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics, RAS. Tel.: +7(498)657-46-45. E-mail: D_Onishchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Osipenko Nikolay Mikhailovich</i>	candidate of engineering, senior research associate at the A.Yu. Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics, RAS. Tel.: +7(495)434-43-14. E-mail: osipnm@mail.ru
<i>Safonov Vladimir Sergeyeovich</i>	chief research associate in the Center for support of long-term technological growth and efficacy at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-90-13. E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shebeko Yuriy Nikolayevich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate at the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. Tel.: +7(495)529-84-66. E-mail: yn_shebeko@mail.ru
<i>Shekhovtsov Andrey Viktorovich</i>	deputy head of the Gazprom PJSC Department no. 336. Tel.: +7(812)455-15-03. E-mail: A.Shekhovtsov@adm.gazprom.ru
<i>Shushpannikov Pavel Sergeyeovich</i>	leading research associate in the Laboratory for geotechnics of marine facilities and engineering surveys of the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-45. E-mail: P_Shushpannikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sokotushchenko Vadim Nikolayevich</i>	senior research associate in the Laboratory for complex research of hydrocarbon systems of the Corporate center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(962)951-53-52. E-mail: V_Sokotuschenko.vniigaz.gazprom.ru
<i>Storozheva Anna Yevgenyevna</i>	candidate of engineering, leading engineer of the Chair for development of the offshore oil-gas fields at National University of Oil and Gas "Gubkin University". Tel.: +7(499)507-82-37. E-mail: stor_anna@mail.ru

<i>Strelnikova Kristina Olegovna</i>	senior 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. Tel.: +7(498)657-45-48. E-mail: K_Strelnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Suleymanov Vladimir Alekperovich</i>	deputy head of the Laboratory for intra-field transport of gas in the Center for gas production at the Gazprom VNIIGAZ LLC, assistant professor of the Chair for development of the offshore oil-gas fields at National University of Oil and Gas “Gubkin University”. Tel.: +7(498)657-40-26. E-mail: V_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tolstikov Aleksey Vladimirovich</i>	candidate of geology and mineralogy, head of the Laboratory for geological support of marine projects in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-99-15. E-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.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. Tel.: +7(498)657-45-48. E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vinogradov Roman Aleksandrovich</i>	research associate at the Federal State Budgetary Institution “Arctic and Antarctic Research Institute”. Tel.: +7(812)242-13-07. E-mail: vinra@aari.ru
<i>Zapevalov Dmitriy Nikolayevich</i>	head of the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-96-91. E-mail: D_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zonn Marina Sergeevna</i>	candidate of geology and mineralogy, senior research associate at National University of Oil and Gas “Gubkin University”. Tel.: +7(929)665-74-79. E-mail: zonn@rambler.ru

**В 38**

**Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 2 (39): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – 186 с. – ISSN 2306-8949.**

Сборник в составе 19 статей отражает естественнонаучные и технические аспекты современных исследований в области поисков, геологоразведки, освоения, подготовки, переработки и транспорта нефтегазовых ресурсов морских месторождений, в особенности в сложных геологических и климатических условиях арктического шельфа. Затрагиваются вопросы правового регулирования эксплуатации буровых установок. Большое внимание уделяется автоматизации и роботизации производственных процессов, в частности прогнозным моделям. Издание предназначено для специалистов научно-исследовательских и производственных организаций нефтяной и газовой промышленности, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей вузов.

***Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 2 (39): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, 186 pp. ISSN 2306-9849. (Russ.).***

Collected book includes 19 articles describing modern natural and engineering studies related with surveying, geological prospecting, production, treatment, processing and transportation of the offshore oil and gas resources, especially related to hard geological and environmental conditions of the Arctic shelf. Few articles concern with legal regulation of operation of offshore drilling rigs. Computer and robot-based applications are also considered, in particular predictive models are discussed. Revealed information could be interesting for research workers and practitioners employed in scientific and industrial companies of gas and petroleum specialization. It will be also useful for students and postgraduates from correspondent universities.